

**ESCUELA POLITECNICA NACIONAL**

**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**DESPACHO ECONÓMICO DE ENERGÍA  
PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA  
REGIONAL SUCUMBÍOS S.A.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO  
DE INGENIERO ELÉCTRICO**

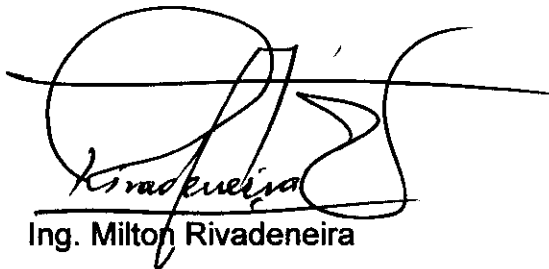
**LUIS IVÁN OROZCO BASTIDAS**

**DIRECTOR: ING. MILTON RIVADENEIRA**

**Quito, Noviembre del 2002**

## **CERTIFICACION**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Luis Iván Orozco Bastidas, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'M. Rivadeneira', is written over a horizontal line. The signature is stylized and cursive.

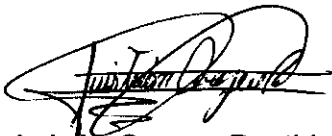
Ing. Milton Rivadeneira

**DIRECTOR DE PROYECTO**

## **DECLARACION**

Yo, Luis Iván Orozco Bastidas, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría, no ha sido presentado para ningún grado o calificación profesional; y que ha consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.



Luis Iván Orozco Bastidas

## **DEDICATORIA**

**A LA MEMORIA DE PATRICIO Y LUZ MARÍA.**

## **AGRADECIMIENTO**

A CARLOS y CARMEN mis padres, por el apoyo incondicional que me han brindado;

A LORENA mi esposa, ANDRÉS y MATHEO mis hijos, pilares fundamentales en mi vida;

A mis HERMANOS en especial a Carlos, por su fé y apoyo hacia mi persona para la realización de este trabajo.

AI ING. MILTON RIVADENEIRA, por su acertada dirección.

# INDICE

## SECCIÓN

## PÁGINA

### CAPITULO I

|         |  |    |
|---------|--|----|
| 1.1     | Introducción                           | 1  |
| 1.2     | Ubicación del Área                     | 2  |
| 1.2.1   | Características Generales de la Región | 4  |
| 1.2.1.1 | Sucumbíos                              | 4  |
| 1.2.1.2 | Orellana                               | 7  |
| 1.3     | Antecedentes                           | 9  |
| 1.4     | El Sistema Eléctrico Sucumbíos         | 12 |
| 1.4.1   | Descripción                            | 12 |
| 1.4.2   | Situación Actual                       | 15 |
|         | Generación                             | 15 |
|         | Proyección de la Demanda               | 21 |
|         | Sistema de Subtransmisión              | 21 |
|         | Sistema de Distribución                | 22 |
|         | Características de Servicio            | 23 |

### CAPITULO II

|     |  |    |
|-----|--|----|
|     | CARACTERÍSTICAS DE GENERACIÓN TÉRMICA HIDRÁULICA | 24 |
| 2.1 | Características de Generación Térmica            | 24 |
| 2.2 | Características de Generación Hidráulica         | 25 |
| 2.3 | Datos para el Estudio                            | 27 |
|     | Líneas de Subtransmisión                         | 27 |
|     | Equipos de Transformación                        | 29 |
|     | Generación                                       | 29 |
|     | Costos Variables de Generación Termoeléctrica    | 31 |
|     | Potencias Activas Límites de Generación          | 33 |

|                           |    |
|---------------------------|----|
| Carga y Potencia efectiva | 33 |
|---------------------------|----|

### **CAPITULO III**

|   |           |
|---|-----------|
| <b>COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>          | <b>34</b> |
| 3.1 Cargos Variables de Producción                  | 34        |
| 3.1.1 Cargos Fijos de Inversión                     | 35        |
| 3.2 Costos de Generación                            | 36        |
| 3.3 Costos en Subestaciones y Transmisión           | 38        |
| 3.3.1 Costos en Subestaciones                       | 39        |
| 3.3.2 Costos en Transmisión                         | 40        |
| 3.4 Reserva Rotativa                                | 41        |
| 3.5 Expansión Óptima                                | 43        |
| 3.5.1 Expansión Óptima Bajo un Esquema Centralizado | 43        |
| 3.5.2 Expansión Óptima Bajo un Esquema Competitivo  | 45        |

### **CAPITULO IV**

|   |           |
|---|-----------|
| <b>DESPACHO ECONÓMICO</b>   | <b>48</b> |
| 4.1 Despacho Económico Multiárea  | 48        |
| 4.1.1 Resumen   | 48        |
| 4.1.2 Perspectiva Histórica del Despacho Económico  | 49        |
| 4.1.3 Despacho Económico, Factores de Nodo y Precios Nodales  | 53        |
| 4.1.4 Barra de Mercado o Nodo de Referencia   | 58        |
| 4.1.5 Análisis de la Selección de la Barra de Mercado o Nodo de referencia y el Centro de Carga del Sistema           | 59        |
| 4.2 Distribución de Carga entre Unidades dentro de una Central Generadora   | 62        |
| 4.2.1 Curva Entrada Salida de una Unidad Generadora   | 62        |
| 4.2.2 Curva de Costo de una Unidad Generadora   | 63        |
| 4.3 Cálculo de los Coeficientes de las Curvas Entrada-Salida de las Unidades Térmicas del Sistema Eléctrico Sucumbíos | 64        |

|         |   |    |
|---------|---|----|
| 4.3.1   | Cálculo de los Coeficientes de las Curvas Entrada-Salida de las Centrales del Sistema Eléctrico Sucumbíos | 66 |
| 4.4     | Flujos de Potencia  | 70 |
| 4.4.1   | Marco Conceptual del Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista                                       | 70 |
| 4.4.2   | Definición de Términos  | 71 |
| 4.4.3   | Características de los Agentes del MEM  | 80 |
| a.-     | Generación  | 80 |
| b.-     | Transmisión   | 81 |
| c.-     | Distribución  | 82 |
| d.-     | Gran Consumidor   | 83 |
| e.-     | Exportación e Importación de Potencia   | 84 |
| e.1-    | Exportación   | 84 |
| e.2-    | Importación   | 85 |
| 4.4.4   | Flujos de Potencia  | 86 |
| 4.4.4.1 | Presentación de los Resultados  | 86 |
| 4.4.4.2 | Análisis de los Resultados  | 89 |

## **CAPITULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

|                 |    |
|-----------------|----|
| Conclusiones    | 91 |
| Recomendaciones | 94 |

## **ANEXOS**

|                     |     |
|---------------------|-----|
| Anexos Capítulo I   | 97  |
| Anexos Capítulo II  | 103 |
| Anexos Capítulo III | 119 |
| Anexos Capítulo IV  | 123 |

|                     |            |
|---------------------|------------|
| <b>BIBLIOGRAFÍA</b> | <b>151</b> |
|---------------------|------------|



## **CAPITULO I**

### **1.1 INTRODUCCION**

La Empresa Eléctrica Sucumbíos administra el servicio eléctrico de las provincias orientales de Sucumbíos y Orellana.

La empresa no se encuentra integrada al Sistema Nacional Interconectado, por cuya razón el suministro de energía se realiza sobre la base de la operación de unidades termoeléctricas, esta energía es transmitida y distribuida en toda el área de concesión de la empresa.

Se hace imprescindible innovar y aplicar un modelo de Despacho Económico que aproveche al máximo los recursos que posee esta empresa, tomando en cuenta las restricciones operativas y de servicio.

El trabajo inicia presentando una descripción del sistema, dando a conocer sus primeros pasos hasta la conformación de la empresa, el área a la cual sirve de energía, la situación actual tanto del sistema como los grupos, un plan de mantenimiento y proyecciones futuras. Se indica características de generación térmica e hidráulica, datos técnicos y financieros. Además costos variables de producción de generación y mantenimiento, reserva rotativa. Para finalizar con los procedimientos de despacho necesarios para la empresa, con la finalidad de alcanzar una administración eficiente de los recursos que participan y forman parte del parque generador por lo que serán de gran utilidad para el mejor desarrollo de la empresa en su totalidad.

La eficiencia que se tiene como meta alcanzar, se realizará por medio de una adecuada participación de las unidades generadoras, las cuales tendrán que mantenerse dentro de los requerimientos de la visión global del modelo, a fin de que las actividades programadas y que se pongan en ejecución para el desarrollo del proceso, den los beneficios esperados con la aplicación de este procedimiento.

El estudio promete viabilizar de la mejor manera el aprovechamiento de los recursos de generación, transmisión y distribución con el propósito de establecer el punto óptimo al cual deben funcionar las unidades generadoras para obtener un precio marginal más bajo y competitivo.

## **1.2 UBICACION DEL AREA**

El área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbios, se encuentra comprendido por las provincias de:

**SUCUMBIOS:**

Con sus cantones:

▽ Lago Agrio

▽ Shushufindi

▽ Gonzalo Pizarro

▽ Cascales

\* Puerto el Carmen de Putumayo

\* Tarapoa

**ORELLANA:**

Con sus cantones:

▽ Coca

▽ Joya de los Sachas

\* Loreto

\* Nuevo Rocafuerte

\* Tiputini

\* Dayuma

\* Taracoa

El área de servicio de la Empresa Eléctrica Sucumbíos, se encuentra rodeada por:

NORTE: República de Colombia.

SUR: Provincia de Napo.

ESTE: Provincias de Carchi y Pichincha.

OESTE: República de Brasil.

En el ANEXO 1.A se indica gráficamente la ubicación del área, con los límites.

(\* Sistemas aislados que fueron incorporados al área de servicio de EMELSUCUMBIOS).[15]

## 1.2.1 CARACTERISTICAS GENERALES DE LA REGION

### 1.2.1.1. SUCUMBIOS

La Provincia de Sucumbíos fue creada el 15 de Febrero de 1.989, su capital es Nueva Loja (Lago Agrio), fundada el 21 de Junio de 1.979. Se encuentra ubicada a 300 m.s.n.m., tiene una temperatura promedio de 23°C. Dentro de las principales características poblacionales se tiene [14]:

|                                |         |            |
|--------------------------------|---------|------------|
| <b>POBLACION TOTAL:</b>        | 144.774 | Habitantes |
| <b>Urbana:</b>                 | 46.870  | Habitantes |
| <b>Rural:</b>                  | 97.904  | Habitantes |
| <b>Nueva Loja:</b>             | 28.257  | Habitantes |
| <b>Cantón Lago Agrio:</b>      | 68.868  | Habitantes |
| <b>Los cantones restantes:</b> | 75.906  | Habitantes |

Cuadro 1.2.1.1.- Características de la Provincia de Sucumbíos.

La región se encuentra formada por la Cordillera Oriental de los Andes y varias ramificaciones que descienden a la zona subandina hasta la llanura amazónica. La elevación más importante es el volcán Reventador (3.485m).

La red hidrográfica la constituyen los ríos: San Miguel, Putumayo, Coca, Napo y Aguarico.

El clima es muy variable, frío en las alturas y tropical húmedo caluroso en la selva amazónica.

En la región la actividad agrícola es reducida, se produce: café (15.118,90 t), palma africana (66.000 t), maíz (2.207,05 t), banano (11.963,45 t). Maderas como el cedro rojo, nogal, canelo negro, amarillo y el laurel, constituyen la riqueza forestal. Además la cría de ganado vacuno en los pastizales existentes, son una fuente de riqueza para sus pobladores. Sin duda la producción petrolera es la actividad más importante. Su explotación se inicio en el año 1.972 por las compañías extranjeras Texaco-Gulf. Hoy en la actualidad se encuentra en manos de Petroecuador.

Cuenta con transporte fluvial que es muy utilizado para el intercambio de productos. En Nueva Loja, un aeropuerto que mantiene comunicación con el de Quito y una carretera principal que parte de Quito, pasa por Pifo, Papallacta y Baeza hasta Nueva Loja, a la vez une Lumbaqui, El Dorado y Shushufindi[5][9].

Dentro de sus atractivos turísticos se encuentran:

La selva natural, constituye un potencial turístico por la belleza de su flora y fauna.

Petroglifos, cuenta con rocas misteriosas grabadas con figuras antropomorfas y de animales de origen desconocido.

Santa Cecilia, alberga numerosas especies faunísticas en su gran bosque de árboles de "Sangre de Drago" de poder curativo.

Ymuya, complejo lacustre donde existen islas flotantes.

Puerto Bolívar y Dureno, donde se admiran pintorescas aldeas habitadas por los indígenas "Siona" y "Cofanes".

Puerto Aguarico, lugar para paseos fluviales.

Nueva Loja o Lago Agrio, centro de explotación petrolera.

Sus áreas protegidas son:

Reserva Biológica Limoncocha.- Posee 4.613 hectáreas, localizada en Sucumbíos a 368 km. De Quito. Creada el 23 de Septiembre de 1.985. Tiene un paisaje lacustre de gran belleza, su principal atractivo es la laguna Limoncocha en la que pueden realizarse viajes en canoa.

Reserva de Producción de fauna Cuyabeno.- Ocupa un área de 603.380 hectáreas, localizada en Sucumbíos y Napo. Creada el 26 de julio de 1.979.

Su paisaje verde, su bosque tropical húmedo, la abundante fauna (tortugas, lagartos, delfines de agua dulce, caimanes, anacondas, loros, tucanes, diversas clases de monos); hacen de este lugar de inigualable belleza que está en peligro de extinción por el auge de la explotación petrolera.

Las comidas típicas que caracterizan la región son las siguientes: Pescado y guanta frita, ahumada o cocinada. Zarapatoca de tortuga. Tortillas de yuca. La uchumanga de intestinos de animales del monte. Chichas de yuca, maíz, plátano o chonta.[14]

### 1.2.1.2. ORELLANA

La Provincia de Orellana fue creada el 29 de Junio de 1.998, su capital es Francisco de Orellana (Coca). Se encuentra ubicada a 527 m.s.n.m., tiene una temperatura promedio de 23.3°C y una superficie de 21.676 km<sup>2</sup>. Dentro de las principales características poblacionales se tiene[14]:

|                                |        |            |
|--------------------------------|--------|------------|
| <b>POBLACION TOTAL:</b>        | 70.553 | Habitantes |
| <b>Urbana:</b>                 | 24.678 | Habitantes |
| <b>Rural:</b>                  | 45.673 | Habitantes |
| <b>Francisco de Orellana:</b>  | 18.171 | Habitantes |
| <b>Cantón:</b>                 | 33.844 | Habitantes |
| <b>Los cantones restantes:</b> | 36.709 | Habitantes |

Cuadro 1.2.1.2.- Características de la Provincia de Orellana.

La topografía de esta Provincia es bastante irregular, está formada por la gran llanura amazónica.

La red hidrográfica la constituyen los ríos: Napo Cononaco, Tiputini, Yasuní, Aguarico, Indillana, Rumiyaqu Bueno, Tivacuno, Nashiño, Pindoyacu, Yaturin, Salado, Cocaya, Yanayacu, entre otros.

Por extenderse en la gran llanura amazónica, tiene clima cálido y húmedo, por lo general es de clima tropical húmedo con brisas constantes, intensa evaporación y altas temperaturas.

La vegetación en esta Provincia es exuberante. La selva virgen ocupa pisos y fajas con variedad de árboles gigantes, helechos, palmeras, plantas y

arbustos que hacen el misterio mágico de la selva ecuatoriana. Se cultiva maíz, caña de azúcar, naranjilla, legumbres, cereales, arroz, yuca, palma africana y ricas maderas.

Lo que se produce sirve para satisfacer las necesidades de los colonos y los nativos, debido a la falta de vías de comunicación.

La ganadería, especialmente de tipo bovino es muy significativa.

Su fauna en la que se destaca el tapir, guanta, guatusa, jaguar, tigrillo y otros, son su mayor riqueza.

Esta Provincia es rica en lavaderos auríferos. El consorcio norteamericano Texaco-Gulf comenzó el 23 de Noviembre de 1.965, la exploración de petróleo en la región del Putumayo, años de ardua labor desde 1.972 comenzó la explotación de la riqueza petrolífera.

La falta de vías de comunicación dificulta el comercio de los pueblos de la Provincia[5][9].



### **1.3 ANTECEDENTES**

Con el propósito de mantener fuerzas vivas en el área fronteriza del Ecuador, con gran énfasis en la región amazónica, el Gobierno Nacional promocionó la entrega de terrenos a las personas que quisieran colonizar las provincias de la región oriental. Se inició un proceso migratorio hacia estas zonas, que dio lugar a la conformación de muchas comunidades y poblaciones.

Conforme se fueron extendiendo los centros poblados, también se incrementaron sus necesidades de servicio e infraestructura básica, entre ellas, la electricidad. A fin de contar con este requerimiento básico, muy independientemente muchos pobladores e instituciones civiles, militares y eclesiásticas, instalaron pequeñas unidades eléctricas para cubrir su propia necesidad.

Se tiene conocimiento que la unidad generadora más antigua en esta parte de la región oriental, es la instalación en el Coca por la orden de los Capuchinos, alrededor del año 1.960 con una capacidad estimada de 10 kW.

Más tarde, varios de ellos extendieron redes para suministrar servicio a familiares y vecinos. En otros casos, las Municipalidades ubicaron plantas térmicas, para abastecer de energía a una determinada población.

Entre los que se conocen están:

Lago Agrio, con una central de 20 kW ubicada en las calles Manabí y Añazco.  
Coca con otra central de 20 kW ubicada en las calles Napo y García Moreno.  
Cascales, Lumbaqui, Sevilla, San Carlos del Cantón Sacha; etc.

En el año de 1.974, INECEL inició la construcción de una central térmica, en la ciudad de Lago Agrio, donde se instalaron dos grupos DETROIT de 230 kW de capacidad cada uno, y un CUMMINS de 200 kW. Además, la extensión de una línea de alta tensión.

Posteriormente, INECEL instaló grupos electrógenos y redes primarias y secundarias para servir a los diferentes centros poblados, con lo cual se inició un proceso de integración de los pequeños sistemas aislados cercanos, en la búsqueda de disminuir los costos de operación y mantenimiento de este servicio. De la misma manera, el tiempo de atención, que se lo hacía por horas, en especial en la noche, se lo incrementó a un horario diurno, hasta llegar en muchos casos a cubrir las veinticuatro horas del día[15].

| CIUDAD      | # GRUPO | MARCA                 | CAPACIDAD | AÑO   | OBS.               |
|-------------|---------|-----------------------|-----------|-------|--------------------|
| COCA        | 1       | BLACKSTONE            | 100 KW    | 1.978 | PRIMERA<br>CENTRAL |
|             | 1       | DETROIT               | 100 KW    | 1.978 |                    |
|             | 1       | DEUTZ                 | 1 50 KW   | 1.978 |                    |
|             | 1       | BLACKSTONE            | 750 KW    | 1.990 | REEMPLAZO          |
|             | 2       | DEUTZ                 | 350 KW    | 1.990 |                    |
|             | 1       | GM                    | 1.575 KW  | 1.990 |                    |
|             | 2       | CATERPILLAR           | 650 KW    | 1.993 |                    |
| LAGO AGRIO  | 2       | CATERPILLAR           | 250 KW    |       | CENTRAL<br>LAGUNA  |
|             | 2       | DEUTZ                 | 350 KW    |       |                    |
|             | 1       | DEUTZ                 | 550 KW    |       |                    |
|             | 2       | GM                    | 1.000 KW  |       |                    |
|             | 1       | GM                    | 2.500 KW  | 1.979 |                    |
|             | 2       | MIRRLES<br>BLACKSTONE | 750 KW    | 1.979 |                    |
| JIVINO      | 2       | ALCO                  | 2.500 KW  | 1.990 | INICIALME-<br>NTE  |
|             | 2       | ALCO                  | 2.500 KW  | 1.994 |                    |
| LUMBAQUI    |         | CENTRAL<br>HIDRAULICA | 2.000 KW  | 1.989 | CON 2<br>TURBINAS  |
| CASCALES    | 1       | DEUTZ                 | 150 KW    | 1.982 |                    |
| SAN CARLOS  | 1       | KHOLER                | 60 KW     | 1.980 |                    |
|             | 1       | BEDFORD               | 60 KW     | 1.980 |                    |
|             | 1       | DEUTZ                 | 65 KW     | 1.980 |                    |
| SHUSHUFINDI | 1       | BLACKSTONE            | 700 KW    |       |                    |
| PACAYACU    | 1       | DEUTZ                 | 150 KW    | 1.984 |                    |
|             | 1       | CATERPILLAR           | 60 KW     | 1.984 |                    |
| DURENO      | 1       | CATERPILLAR           | 60 KW     | 1.985 |                    |
| SACHA       | 1       | DETROIT               | 250 KW    | 1.980 |                    |

Cuadro 1.3.1.- El cuadro detalla las mayores centrales construidas en el periodo 1.974 - 1.994[15].

## **1.4 EL SISTEMA ELECTRICO SUCUMBIOS**

### **1.4.1 DESCRIPCION**

Con la finalidad de contar con una institución, que se encargue de la administración, operación y mantenimiento de un sistema eléctrico adecuado, el 14 de Junio de 1.989 se creó la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., para atender el suministro de energía de las provincias:

- **SUCUMBIOS**

Con sus cantones:

- Lago Agrio
- Shushufindi
- Gonzalo Pizarro
- Cascales
- Puerto El Carmen de Putumayo

- **NAPO**

Con sus cantones:

- Coca
- Joya de los Sachas

Para integrar los sistemas aislados, se construyeron en una primera etapa, líneas trifásicas y monofásicas de 13.8 kV; y líneas de subtransmisión de 69 kV, con lo cual se consiguió unir los principales centros de generación y los

mayores centros de carga ubicados en la Provincia de Sucumbíos y la zona nororiental del Napo, a excepción del cantón Puerto El Carmen de Putumayo que por su lejana ubicación geográfica se torna difícil una integración a corto plazo.

Hasta 1.992, el área de concesión de la EMELSUCUMBIOS estaba constituido como se muestra en el gráfico.

En el ANEXO 1.B se indica el área de concesión de EMELSUCUMBIOS)

Teniendo tres centrales eléctricas:

- ⊗ Central Jivino.
- ⊗ Central Celso Castellanos (La Laguna).
- ⊗ Central Payamino.

Con una capacidad total instalada de 23.275 kW.

Cuatro subestaciones de elevación y reducción, con una capacidad nominal de 24.500 kVA.

Noventa y tres kilómetros de línea de 69 kV.

Cincuenta y nueve kilómetros de línea de 13.8 kV.

Con la ejecución de proyectos de electrificación, financiados con recursos propios de la Empresa y del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM), hasta Diciembre de 1.998 se ha logrado cubrir y expandir el servicio eléctrico a la mayor parte de las cabeceras cantonales, parroquias, recintos y comunidades.

Adicionalmente al área de concesión de EMELSUCUMBIOS, existieron sistemas eléctricos aislados que eran atendidos por un Consejo de Administración propio, cuyo principal accionista era INECEL.

Entre estos los más importantes son:

⊕ SUCUMBIOS

Con sus cantones:

▽ Puerto el Carmen de Putumayo

▽ Tarapoa

⊕ NAPO (hoy pertenecientes a la Provincia de ORELLANA)

Con sus cantones:

▽ Loreto

▽ Nuevo Rocafuerte

▽ Tiputini

▽ Dayuma

▽ Taracoa

Así sobre la base de la nueva Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), concedió a EMELSUCUMBIOS, la administración del servicio eléctrico de estos sistemas aislados y toda el área comprendida por los cantones de Lago Agrio, Shushufindi, Cascales, Gonzalo Pizarro y Puerto el Carmen de Putumayo, de la Provincia de Sucumbíos y todos los cantones de la Provincia de Orellana[1].

## **1.4.2 SITUACION ACTUAL**

A continuación se describe las principales características de generación, líneas de transmisión y distribución, subestaciones y características de servicio.

En el ANEXO 1.C se muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico comprendido entre las provincias de Sucumbíos y Orellana.

### **GENERACION:**

El incremento de la carga eléctrica en toda el área de influencia de la Empresa Eléctrica, los retrasos en los trabajos de mantenimiento menor y overhaul de varias máquinas, la difícil situación económica y financiera de la Empresa que ha impedido la adquisición oportuna de los repuestos para los mantenimientos, y la salida de operación de tres grupos por daños en el generador, excitatriz, tablero y protecciones, han sido las causas fundamentales para que desde el año 2.000 no se disponga de la suficiente capacidad de generación como para atender los requerimientos de la demanda de energía eléctrica, ni se garantice la continuidad y calidad del servicio eléctrico. Más bien, ello ha obligado a coordinar programas de seccionamiento diario de la carga, durante las horas de máxima demanda, en cantidades iguales a las restricciones de los grupos. Hasta el 23 de Enero del 2.001, el seccionamiento diario fue de 1.300 kW. Sin embargo, el 24 del mismo mes, la unidad GM 4 de la central Celso Castellanos, tuvo que salir del servicio por obstrucción de los rines y carbonización de cabezotes. Esta fue la causa para reprogramar el seccionamiento diario en un valor igual a 3.500 kW; además, por exceso de las horas de operación del resto de los grupos, se procedió a suspender el servicio eléctrico total, en el horario de las 2H00 AM hasta las 6H00 AM, para salvaguardar los equipos[17].

Las fallas de las unidades también ha ocasionado salidas imprevistas de todo el sistema de distribución, variaciones del nivel de tensión, daños en equipos

de los usuarios, operaciones críticas de los otros generadores, y fallas continuas del suministro de energía eléctrica.

Los daños presentados en las tres máquinas, obligó a operar, durante el año 2.000, con mayor continuidad las otras unidades. Como consecuencia, se produjeron: sobrecalentamientos en las máquinas; daños en elementos de fuerza, protecciones y alarmas; adelantos en trabajos de mantenimiento no programados en otras unidades; y, el daño en la unidad General Motors No. 4 de la central Celso Castellanos, ALCO No. 4 de Jivino, y GM No. 1 de Payamino.

Por otra parte para el año 2.000 se había programado el overhaul de las unidades: ALCO 2 y 3, Caterpillar 1 y 2 y adquisición de repuestos para el General Motors de Payamino, de 2.500 kW. Además, el engrinado del General Motors 1 de la central Celso Castellanos. Ninguno de los trabajos fue posible ejecutarlos por falta de recursos económicos; o, en el caso del engrinado, por que no se disponía de la suficiente capacidad de generación, y su salida para efectuar esos trabajos implicaba que durante 15 días estuviera fuera de servicio.

### **CENTRAL JIVINO[1][17]**

ALCO No. 1 - Se encuentra funcionando normalmente. Entre los meses de abril y Diciembre del año 2.000 estuvo fuera de servicio por daños en los árboles de leva; su reingreso se realizó el 31 de Diciembre del mismo año, lo cual contribuyó a disminuir el racionamiento de fin de año. El 14 de abril salió de servicio por daños en el rodamiento y alojamiento del mismo. Reingresa el 12 de mayo con la instalación de un rodamiento.

En el proceso de pruebas de esta máquina, se observó daños en los pararrayos y condensador del tablero principal. Estos elementos deben ser



adquiridos, para mantener la protección de los equipos. Además, se debe revisar el circuito de sincronización del mismo tablero.

ALCO No. 2 - En el año 2.000 no se pudo cumplir con el overhaul por falta de recursos económicos. Al momento registra 70.654 horas de operación. El overhaul debió ejecutarse a las 56.000 horas, lo que da un exceso de trabajo de 14.654 horas. Este retraso ha provocado: que varios elementos mecánicos presenten daños imprevistos; excesivo consumo de aceite; y, deterioro total del sistema de inyección, hechos que han ocasionado, en varias oportunidades, salida total del sistema y/o seccionamiento de cargas, en un determinado horario. El 22 de mayo salió de servicio por una rotura del cilindro 4R. Se lo está reparando. El mantenimiento es urgente, caso contrario podría sufrir severos daños, que impidan continuar con su operación normal.

ALCO No. 3 - Para el año 2.000, también se programó el overhaul de esta máquina. Tiene 55.858 horas totales de operación. Su overhaul debió efectuarse a las 48.000 horas, lo que da un exceso de trabajo de 7.858 horas. Su estado es igual que el grupo No. 2.

ALCO No. 4 - Recién, en el año 2.000 se realizó el overhaul, aunque con un retraso de 10.200 horas. Está fuera de servicio por daños del alojado del inserto 4L y rotura de conjuntos de fuerza 4L y 4R, desde el 10 de abril del 2.001.

Es importante señalar la necesidad de rehabilitar el compresor para esta central, ya que en todo el tiempo que lleva operando, alrededor de los 4 años, no ha sido sometido a ningún tipo de mantenimiento, en razón de que el hacerlo implicará la salida de los 4 grupos de la central. Además, ya se requiere, con urgencia, la adquisición de un nuevo, para evitar salidas o daños irreparables de las unidades.

Para incrementar la capacidad de generación de los grupos de esta central, entre marzo y abril del 2.001 se realizó la ubicación de dos nuevos radiadores

de doble cuerpo, en las unidades 3 y 4. Los radiadores antiguos de estas máquinas, se montaron en paralelo con los existentes en las máquinas 1 y 2. El incremento de la capacidad de generación por mejor enfriamiento, es de 500 kW por unidad. Este trabajo no pudo realizarse en el año 2.000, por falta de una grúa para la movilización y colocación de los radiadores, así como por falta de reserva en generación.

### **CENTRAL CELSO CASTELLANOS[1][17]**

GM No. 1 - En el año 2.000 no se pudo realizar el engrinado. Por este retraso, entre el 15 y 30 de marzo del 2.001, tuvo que realizarse un overhaul urgente por sobrepresión en el cárter. Entre el 6 y 20 de abril se presentaron daños en el turbocargador, lo que obligo a cambiarlo. Al momento funciona normalmente.

GM No. 2 - Por daños en la excitatriz y placa rectificadora, en el mes de marzo del 2.001 se procedió a repararlos y a instalar un rodamiento usado. Posteriormente, por daños en los mismos elementos, se los cambió por otros nuevos, en el mes de abril. Actualmente opera con un pequeño calentamiento del rodamiento, en valores razonables.

GM No. 4 - Se encuentra fuera de servicio desde el 22 de abril del 2.001, por rotura del turbocargador. Para cambiarlo, también se requiere, urgentemente, de un overhaul por presentar elevados valores de compresión.

### **CENTRAL PAYAMINO[1][17]**

GM No.1 - Este grupo es de 1.575 kW. Desde el 22 de Noviembre del 2.000 se encuentra fuera de servicio, por daños irreparables del generador y transformador de elevación de 4.16 / 13.8 kV. Por esta razón, es urgente su

reemplazo con otros de las mismas características. Al momento ya se adquirió y montó el generador.

GM No. 2 - Se encuentra funcionando normalmente. Para el año 2.001 está previsto la adquisición de los repuestos para el overhaul, el cual se ha programado para el segundo semestre del mismo año.

Caterpillar No. 1 - En el año 2.000 no se realizó el overhaul, lo que ha provocado un exceso de 6.954 horas de operación. Opera normalmente. Para el año 2.001 fue programado el mantenimiento.

Caterpillar No. 2 - Este grupo presenta un exceso de horas de operación, de 10.094 horas, y requiere urgentemente del mantenimiento, el cual también fue programado para el año 2.000 y reprogramado para el 2.001. Al momento opera normalmente.

### **CENTRAL HIDRÁULICA LUMBAQUI[1][17]**

Turbina No. 1 - Trabaja normalmente, pero ya requiere de un mantenimiento urgente del generador.

Turbina No. 2 - Opera normalmente.

En el ANEXO 1.D se presenta un detalle de las características de potencia de los grupos, las horas de servicio, horas en que debió o deberá efectuar el overhaul, las horas transcurridas desde el último overhaul, y el año en que se deberá realizar el siguiente mantenimiento.

Para abastecer los requerimientos de potencia y energía de las provincias de Sucumbíos y Orellana, la Empresa Eléctrica cuenta con tres centrales termoeléctricas, que consumen el combustible diesel, y una pequeña microcentral hidroeléctrica, que muestran las siguientes características básicas:

| CENTRAL              | UNIDADES          | POTENCIA<br>INSTALADA<br>( kW ) | POTENCIA<br>EFECTIVA<br>( kW ) | OBSERVACIONES    |
|----------------------|-------------------|---------------------------------|--------------------------------|------------------|
| CELSO<br>CASTELLANOS | G: MOTORS No. 1   | 2500                            | 2100                           | Overhaul urgente |
|                      | G. MOTORS No. 2   | 2500                            | 2300                           |                  |
|                      | G. MOTORS No. 4   | 2500                            | 2000                           |                  |
| JIVINO               | ALCO No. 1        | 2500                            | 1400                           | Overhaul urgente |
|                      | ALCO No. 2        | 2500                            | 1800                           |                  |
|                      | ALCO No. 3        | 2500                            | 2000                           | Overhaul urgente |
|                      | ALCO No. 4        | 2500                            | 1200                           |                  |
| PAYAMINO             | G. MOTORS No. 1   | 1575                            | 1000                           | Ovrhaul urgente  |
|                      | G. MOTORS No. 2   | 2500                            | 2000                           |                  |
|                      | CATERPILLAR No. 1 | 650                             | 400                            |                  |
|                      | CATERPILLAR No. 2 | 650                             | 400                            |                  |
| LUMBAQUI             | TURBINA No. 1     | 200                             | 100                            |                  |
|                      | TURBINA No. 2     | 200                             | 100                            |                  |
| <b>TOTAL</b>         |                   | <b>23275</b>                    | <b>16800</b>                   |                  |

Cuadro 1.4.2.1.- Potencia instalada y efectiva de las unidades del Sistema Eléctrico Sucumbíos.

## **PROYECCION DE LA DEMANDA**

De acuerdo con los datos básicos de los grupos de generación, la potencia efectiva, considerada la reparación y mantenimiento de las unidades y la colocación de los nuevos radiadores, será de 19.200 kW. Esto significa que se podría abastecer la carga hasta el año 2.003, excluyendo equipos de reserva. Sin embargo, si se considera una reserva igual al equipo de mayor capacidad, que es de 2.500 kW, se dispondría de una potencia efectiva de 16.700 kW; es decir, apenas se llegaría a cubrir la carga del 2.001, que está estimada en 16.600 kW, de acuerdo con la proyección de la demanda que se presenta en el ANEXO 1.E.

Para los siguientes años, ya se necesitará de la instalación de nuevas unidades de generación para atender el crecimiento de la demanda. Esto significa que durante el año 2.001 se deberá iniciar las gestiones para ubicar nueva generación en EMELSUCUMBIOS, con lo cual se abastecerá adecuadamente los requerimientos de energía de los habitantes de las dos provincias orientales de Sucumbíos y Orellana[1].

## **SISTEMA DE SUBTRANSMISION**

La evacuación de la potencia y energía de las centrales de generación, se realiza a través de un sistema de subtransmisión de 69 kV, que llega a los principales centros de consumo del sistema eléctrico[15].

Las características más importantes de estas instalaciones son:

a) Líneas

| DE     | A           | LONGITUD<br>( km ) | CONDUCTOR<br>( MCM ) |
|--------|-------------|--------------------|----------------------|
| JIVINO | PAYAMINO    | 42                 | 266.8                |
| JIVINO | LAGO AGRIO  | 30                 | 266.8                |
| JIVINO | SHUSHUFINDI | 21                 | 266.8                |
| TOTAL  |             | 93                 |                      |

b) Subestaciones

| NOMBRE      | RELACION DE<br>VOLTAJE ( kV ) | CAPACIDAD NOMINAL ( MVA )<br>OA/FA |
|-------------|-------------------------------|------------------------------------|
| JIVINO      | 13.8/69                       | 12/16                              |
| LAGO AGRIO  | 69/13.8                       | 5/6.25                             |
| PAYAMINO    | 69/13.8                       | 5/6.25                             |
| SHUSHUFINDI | 69/13.8                       | 5/6.25                             |
| TOTAL       |                               | 24.5/31.0                          |

## SISTEMA DE DISTRIBUCION

A partir de las subestaciones, se extiende un sistema de distribución radial, conformado por: líneas de media tensión a 13.8 kV, trifásicas y monofásicas; transformadores de distribución de 13.8-7.9 kV/220-110 V; redes de 220/110 V, alumbrado público, acometidas y medidores.

Las líneas de distribución están construidas en postes de 11 m, de hormigón, madera tratada y pambil; las dos últimas se encuentran en un proceso de deterioro total, que está causando cortes del servicio eléctrico por caídas de los mismos. El conductor, en su mayoría es de tipo ACSR, de calibres No. 4 al 2/0

AWG. También se han construido con 4 hilos (2 fases, un neutro y el piloto para el alumbrado público)[10].

El alumbrado público se compone de lámparas de vapor de mercurio, la mayoría vapor de sodio y mixtas.

## CARACTERÍSTICAS DE SERVICIO

De acuerdo con las estadísticas del año 2.000, las características eléctricas principales del sistema eléctrico fueron las siguientes[15]:

| DESCRIPCION            | VALOR     | UNIDAD  |
|------------------------|-----------|---------|
| Potencia Instalada     | 23.275    | KW      |
| Potencia Efectiva      | 15.400    | KW      |
| Demanda Máxima         | 15.380    | KW      |
| Energía Bruta Generada | 60.978,96 | MWh     |
| Energía Neta           | 57.930,02 | MWh     |
| Energía Facturada      | 39.397,27 |         |
| Pérdidas de Energía    | 31,99     | %       |
| Consumo de Diesel      | 4'773.911 | Galones |
| Población Servida      | 44        | %       |
| Factor de Carga        | 47.6      | %       |

## **CAPITULO II**

### **CARACTERÍSTICAS DE GENERACION TERMICA – HIDRAULICA**

De los diferentes tipos de generación que existen hoy en la actualidad, la Empresa Eléctrica Sucumbíos debido a factores como ubicación geográfica, política, razones técnicas y económicas; ha estimado conveniente utilizar generación Térmica en su gran mayoría y generación Hidráulica para servir de energía eléctrica a toda su área de servicio. Es por eso que a continuación se presentan las características de los dos tipos de generación[19].

#### **2.1 CARACTERÍSTICAS DE GENERACION TERMICA**

En una central térmica, la variabilidad de la carga se refleja en la demanda variable de vapor a las calderas. Por este motivo las características de operación no son lineales y los resultados sobre la evaluación de la demanda y en consecuencia de la demanda de combustible son simplemente valores aproximados.

Al igual que las centrales hidráulicas las centrales térmicas son también particulares para cada caso; pero se pueden anotar ciertos principios generales[8]:

- i. Por lo general las centrales térmicas se construyen lo más próximo posible a los centros de consumo, por tal razón disminuye



considerablemente el costo de la línea de transmisión para transportar la energía.

- ii. Una central térmica tiene su vida útil considerablemente menor que una central hidráulica.
- iii. Los grupos térmicos necesitan para su funcionamiento cierto período de calentamiento para entrar en sincronismo con la red; período que es función del tipo de unidad térmica que se utilice. Es así, que los generadores de vapor requieren un período largo de calentamiento, que es aproximadamente de 3 a 4 horas, condición que le hace más adecuada para soportar la carga base. Mientras tanto que las unidades a gas están listas para entrar en sincronismo en aproximadamente 15 minutos, condición que les hace más apropiadas para abastecer la máxima demanda de la curva de carga. De otro lado las unidades a diesel son las utilizadas por la Empresa Eléctrica Sucumbíos, estas pueden ser sincronizadas rápidamente.
- iv. Por lo general se conoce que el rendimiento de las unidades térmicas es muy bajo según se puede observar en el ANEXO 2.a( figuras 2.a.1 y 2.a.2)[12].

## **2.2 CARACTERÍSTICAS DE GENERACION HIDRAULICA**

Una central hidráulica ve sujeta su producción a la variación del caudal de la fuente donde toma el agua necesaria para generar, que por lo general es un río; es por eso que depende de las diferentes épocas del año. Lo que conlleva a realizar un plan de equipamiento para este tipo de centrales con un análisis muy meticuloso y que contemple el estudio de futuras ampliaciones de generación.

Este tipo de centrales no se pueden construir cerca de los centros de consumos, y por consiguiente lo más favorable es realizar su construcción

donde las condiciones sean las mas adecuadas para su instalación. La particularidad que se acaba de mencionar hace que la construcción para este tipo de centrales se hacen específicas para cada caso. Pero se pueden mencionar ciertos principios generales para su construcción, los mismos que son[12]:

- i. 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. Este aspecto hace que para el diseño y construcción de este tipo de centrales sea necesario tener en cuenta futuras ampliaciones de la capacidad de generación.
- ii. La vida útil de una central hidráulica es mayor que la vida útil de una central Térmica.
- iii. 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.
- iv. Las unidades de generación hidráulica son más seguras y tienen valores más altos de eficiencia a cargas más altas.
- v. Los costos unitarios de producción de las centrales hidráulicas son menores que los costos unitarios de producción de las centrales térmicas, esto se debe principalmente a los altos y variables costos del combustible para las unidades térmicas.
- vi. Las unidades hidráulicas por la razón que no necesitan un previo período de calentamiento, en tiempos relativamente cortos están listas para entrar en sincronismo con la red.

Es importante señalar que las condiciones para que pueda operar en forma paralela las unidades térmicas con las unidades hidráulicas, es función principalmente de las condiciones de carga del sistema.

## 2.3 DATOS PARA EL ESTUDIO

Para la realización del presente estudio, se recopilaron datos tales como parámetros de: líneas de subtransmisión, equipos de transformación, generadores y generación de potencia, además de costos de combustibles, lubricantes, repuestos, etc.

### LINEAS DE SUBTRANSMISION

Aunque por lo general los programas de computadora para el cálculo de la inductancia de líneas de todas clases se tienen disponibles o se pueden escribir fácilmente, resulta conveniente entender el desarrollo de las ecuaciones utilizadas con el fin de apreciar el efecto de variables en el diseño de la línea. Sin embargo, los valores tabulados como los que dan los fabricantes acerca de las características eléctricas de los conductores, hacen que los cálculos sean bastante simples con la excepción de las líneas con circuitos paralelos. A su vez, en los valores tabulados de los fabricantes se enlista los valores de resistencia[20].

Por conveniencia, se da la importante ecuación para el cálculo de la inductancia por fase de líneas trifásicas:

$$L = 2 * 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \frac{H}{m} \text{ por fase}$$

La reactancia inductiva en ohms por kilómetro a 60 Hz se encuentra multiplicando el valor de la inductancia, en henrys por metro, por  $2\pi 60 \times 1000$ :

$$X_L = 0.0754 * \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \cdot \frac{\Omega}{km} \text{ por fase}$$

o

$$X_L = 0.1213 * \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \cdot \frac{\Omega}{milla} \text{ por fase}$$

Donde:

$X_L$  = Reactancia

$D_s$  = Radio medio geométrico

$D_{eq}$  = Espacio equilátero equivalente

$D_{eq}$  y  $D_s$  deben estar en las mismas unidades, por lo general, pies. Si la línea tiene un conductor por fase,  $D_s$  se obtiene directamente de las tablas. Para conductores agrupados, el radio medio geométrico de los conductores agrupados se sustituye por  $D_s$ . Para líneas de un solo conductor por fase o de conductores agrupados

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}$$

Para líneas de conductores agrupados,  $D_{ab}$ ,  $D_{bc}$  y  $D_{ca}$  son las distancias entre los centros de los agrupamientos de las fases a, b y c.

Es conveniente, para líneas con un conductor por fase, determinar  $X_L$  de las tablas.

En el ANEXO 2.b y 2.c , se presenta las características y parámetros para las líneas de subtransmisión, tanto en valores reales y p.u[10].

## **EQUIPOS DE TRANSFORMACION**

Los transformadores son los enlaces entre los generadores del sistema de potencia y las líneas de transmisión y entre líneas de diferentes niveles de voltaje. Las líneas de transmisión del sistema operan a voltajes nominales hasta 69 kV línea a línea. Los transformadores también bajan los voltajes a los niveles de distribución y finalmente a los requeridos para uso residencial 240/120 V. Son altamente eficientes (cerca del 100%) y muy confiables[20].

El hacer cálculos para los sistemas eléctricos en términos de valores en por unidad simplifica el trabajo en gran medida. La apreciación real del valor que tiene el método en por unidad viene con la práctica. La gran ventaja de usar los valores en por unidad es que no se requieren cálculos para referir una impedancia de un lado del transformador al otro.

Generalmente, los fabricantes especifican la impedancia de una pieza de equipo en por ciento o en por unidad sobre la base de los valores de placa nominales.

En el ANEXO 2.d y ANEXO 2.e se muestran los datos recopilados de los transformadores de las diferentes subestaciones, correctamente tabulados, tanto en valores nominales como en por unidad[10].

## **GENERACION**

La máquina sincrónica que opera como un generador de ca impulsada por una turbina para convertir la energía mecánica en eléctrica es la principal fuente de generación de potencia eléctrica en el mundo. Al trabajar como motor, la máquina convierte la energía eléctrica en mecánica. Se pondrá

mayor interés en la operación y aplicación de la máquina síncrona dentro de un gran sistema de potencia interconectado.

Se ha visto que el comportamiento en estado estable de la máquina síncrona se basa en el concepto de la reactancia síncrona  $X_d$ , que es fundamental en el circuito equivalente de la máquina en estado estable. Se ha observado que en la operación estable, el generador síncrono entrega una cantidad creciente de potencia reactiva al sistema al que se conecta, si se incrementa la excitación. Por el contrario, si la excitación se reduce, el generador entrega menos potencia reactiva y si llega a subexcitarse, la toma desde el sistema. Todas estas condiciones normales de operación en estado estable del generador conectado a un gran sistema o a una barra infinita se muestran por medio del diagrama de capacidad de carga de cada máquina.

El análisis transitorio del generador síncrono requiere de un modelo de máquina de dos ejes. Se ha visto que las ecuaciones correspondientes que involucran las variables físicas relacionadas con las fases a-b-c, se simplifican por la transformación de Park, que introduce las corrientes, voltajes y enlaces de flujo d-q-0. Los circuitos equivalentes simplificados que se obtienen de las ecuaciones d-q-0 hacen posible la definición de las reactancias subtransitoria  $X_d''$  y transitoria  $X_d'$ . LA reactancia subtransitoria  $X_d''$  es importante cuando se calculan las corrientes que resultan de las fallas de cortocircuito en o cerca de los generadores síncronos. La reactancia transitoria  $X_d'$  se usa en estudios de estabilidad[8].

En el ANEXO 2.f se encuentra detallada la disponibilidad de potencia activa tanto la instalada como la efectiva. En el ANEXO 2.g se encuentran los valores de la reactancia síncrona, reactancia transitoria, subtransitoria y de los ejes q y 0 de cada uno de los generadores[8][19].

## **COSTOS VARIABLES DE GENERACION TERMOELECTRICA**

### **[USD/kWh]**

Ref.[6][3][7]

a) Costo de combustible: estos datos fueron recopilados de cada uno de los grupos que conforman las diferentes centrales y totalizados para obtener un valor por central.

#### **PRECIO DE COMBUSTIBLES**

| <b>PERIODO</b> | <b>DIESEL</b> |
|----------------|---------------|
| <b>1</b>       | 0,28          |
| <b>2</b>       | 0,28          |
| <b>3</b>       | 0,28          |
| <b>4</b>       | 0,28          |
| <b>5</b>       | 0,28          |
| <b>6</b>       | 0,53          |

TABLA 2.1. Se muestra el precio por galón del combustible utilizado en las diferentes centrales.

Además en el ANEXO 2. h y ANEXO 2.i, se muestran en detalle el consumo de combustible para cada una de las centrales y el valor por mes respectivamente.

b) Costo de lubricantes: estos datos fueron recopilados de cada uno de los grupos que conforman las diferentes centrales y totalizado para obtener un valor por central.

### PRECIO DE LUBRICANTES

| PERIODO | SAE 40 | TARO 480 |
|---------|--------|----------|
| 1       | 4,67   | 5,04     |
| 2       | 4,67   | 5,04     |
| 3       | 4,67   | 5,29     |
| 4       | 4,67   | 5,29     |
| 5       | 4,67   | 5,29     |
| 6       | 4,67   | 5,29     |

TABLA 2.2. Se muestra el precio por galón de los lubricantes utilizados en las diferentes centrales.

Además en el ANEXO 2. j y ANEXO 2.k, se muestran en detalle el consumo de lubricantes para cada una de las centrales y el valor por mes respectivamente.

c) Costo de Repuestos: estos datos fueron obtenidos de los reportes mensuales dados por las diferentes centrales, refiriéndose a cada uno de los grupos.

En el ANEXO 2.l, se muestra el promedio del valor de los repuestos utilizados para los diferentes mantenimientos.

d) Varios: en estos datos se encuentran incluidos, gastos debido a mantenimiento, entre otros, los cuales se muestran en el ANEXO 2.m.

EL ANEXO 2.n, muestra en resumen el detalle de los diferentes datos de combustible, lubricantes, repuestos y varios para el periodo de estudio.



## **POTENCIAS ACTIVAS LIMITES DE GENERACION [MW]**

Las potencias activas para las centrales de generación y cada uno de los grupos que conforman las centrales, se tomaron como datos de potencia, las potencias máximas y mínimas que fueron proporcionadas por funcionarios encargados de generación, y que se mostrarán en los anexos del flujo de potencia en el Capítulo IV[10].

El ANEXO 2.o, muestra los datos de generación para el período de estudio.

## **CARGA Y POTENCIA EFECTIVA**

Además se incluyen los datos de carga, potencia nominal y potencia efectiva de cada uno de los grupos de las centrales de generación, que se hace referencia en el ANEXO 2.f, ANEXO 2.o.

## **CAPITULO III**

### **COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

El objetivo primordial de este capítulo, es conocer los elementos que intervienen en la determinación de los "Costos de Operación y Mantenimiento" de un sistema eléctrico en general[3].

El costo anual de operación de un sistema eléctrico, en su totalidad está conformado por dos elementos que son:

- a) Cargos Variables de Producción.
- b) Cargos Fijos de Inversión.

#### **3.1 CARGOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN**

Son aquellos gastos necesarios para mantener operando a la unidad en condiciones óptimas.

Se dice además que son todos aquellos gastos cuya dependencia es el volumen de producción, por lo que su magnitud se considera proporcional a los kw/h consumidos o producidos, y que son fundamentalmente:

1. - Costo de Combustible.
2. - Costo de Personal.

3. - Costo de agua para: alimentadores de calderas y condensadores, enfriamiento y servicios de los edificios, etc.
4. - Costo de aceite, desperdicios y materiales.
5. - Costo de mantenimiento.

### **3.1.1 CARGOS FIJOS DE INVERSIÓN**

Se refiere a aquellos costos en los cuales no esta involucrado el volumen de producción y si se refiere a la inversión inicial que se realizó para el montaje y la puesta en funcionamiento de la unidad generadora, y los cuales son [12]:

1. - Todos los costos ocasionados por la posesión de la empresa, es decir: intereses, impuestos, seguros y rentas.
2. - Los costos relacionados con miras a la recuperación del capital invertido. Los cuales son determinados tomando en consideración la "Depreciación" o también llamada "Fondo de Amortización", que es la cantidad anual que se separa durante todo el período de vida útil de cada una de las instalaciones y equipos de la empresa.

Así de la suma de los "Cargos Fijos de Inversión" y los "Cargos variables de Producción", se tiene el "Costo Total de Operación" del sistema en estudio.

$$CT = CFI + CVP$$

## **3.2 COSTOS EN GENERACIÓN**

En un Sistema Eléctrico de Potencia, se hace necesario realizar una estimación aproximada y rápida de los costos necesarios para la inversión, además de los gastos de operación de las centrales de generación, teniendo como finalidad la determinación del modo óptimo de operación y funcionamiento de las centrales [12].

### **a.- Costos de Inversión.-**

En centrales generadoras los costos de inversión requieren de la utilización de grandes capitales, ya sea si se considera una central Térmica o una central Hidráulica.

La inversión inicial en una central Hidráulica es sumamente alta, considerando que se deben realizar obras civiles tales como: captación de aguas, túnel de descarga, canal de aducción, represa, tanque de presión, etc., son entre otros los elementos principales de esta inversión inicial; esto hace que se construyan centrales Hidráulicas tomando en consideración futuras expansiones de generación.

Por otra parte las centrales Térmicas requieren de una menor inversión inicial que las centrales Hidráulicas; y considerando el final de su vida útil resultan más caras y costosas debido al costo de combustible.

### **b.- Costos de Operación.-**

Para una central Hidráulica los costos de operación totales son realmente bajos, representando un porcentaje ínfimo de la inversión inicial. Mientras tanto

en las centrales Térmicas, es muy importante el porcentaje del costo de operación, primordialmente el costo del combustible.

Las Centrales Térmicas del sistema interconectado en estudio, tienen unidades generadoras a diesel, debido a lo cual el análisis sobre los costos de operación que se presenta, se dirige precisamente a este tipo de unidades de generación.

El cálculo que se aplica, esta dirigido a motores diesel de diferentes velocidades; sean estos rápidos, medios o lentos.

Es muy bien sabido que las bajas velocidades se utilizan en grupos grandes y de buen rendimiento. Y los de alta velocidad se utilizan en grupos pequeños y de rendimiento menor.

Es así, para la realización del análisis de los costos de inversión están expresados en función de la velocidad "R" y de la potencia activa "P".

Las expresiones para centrales diesel de n unidades son:

a.- Costos de Inversión (miles de dólares)

Para n unidades:

$$C_n = ( 0.95 * n * C ) + ( 0.05 * C )$$

Donde:

n = Número de unidades

C<sub>n</sub> = Costo total de la central (USD)

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

$$C = ( 100 - 0.03 * R ) * P + ( 3575 * P \text{ ex } ( 0.85 ) * R \text{ ex } ( -0.3 ) )$$

Donde:

P = Potencia activa (MW)

R = Velocidad (r.p.m.)

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

$$F = 360 ( 0.75 * n + 0.25 ) * P \text{ ex } ( 0.75 ) * R \text{ ex } ( -0.48 )$$

c.- Gastos Variables (Mantenimiento):

$$V = 0.006 * R \text{ ex } ( 0.5 ) * P \text{ ex } ( -0.06 ) \quad (\text{USD/kWh})$$

Las figuras de los ANEXOS 3.a, 3.b y 3.c dan los valores indicados anteriormente, para varios valores de P y R [11].

### 3.3 COSTOS EN SUBESTACIONES Y TRANSMISIÓN

Los costos totales anuales de operación, tanto de Líneas de Transmisión así como de Subestaciones están dados por los elementos de costo indicados anteriormente; es decir:

a.- Cargos Fijos de Inversión.

b.- Gastos variables de Operación.

### **3.3.1 COSTOS DE SUBESTACIONES**

En lo relacionado con las subestaciones, el elemento más importante en el costo anual de operación, es el que esta vinculado con la inversión inicial; ya que lo referente a los costos de operación y mantenimiento son de un porcentaje bastante bajo de la inversión inicial y es más parte del diseño [12].

a.- Cargos Fijos de Inversión:

En las subestaciones para poder determinar los costos de los equipos y materiales se hace necesario referirse al esquema de barras que se utiliza, ya que con este se obtiene el número de disyuntores, seccionadores, equipo de control, mando y protección, etc.

Los costos de una subestación se dividen en los rubros que se presentan a continuación:

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

El sumatorio de los rubros anteriores constituyen el capital a ser recuperado por medio de determinados pagos anuales. Y sobre este monto están los intereses, impuestos, seguros y rentas.

**b.- Gastos Variables de Operación:**

En una subestación estos gastos son muy pequeños en el orden del 1% aproximadamente de la inversión inicial.

### **3.3.2 COSTOS EN TRANSMISIÓN**

En el caso de líneas de transmisión, el cargo más importante se refiere al cargo fijo de inversión; lo que se debe a que una línea de transmisión el costo que requiere gran parte del capital es la inversión inicial. Lo referente a costos de mantenimiento en una línea de transmisión no son muy importantes, ya que el tipo de mantenimiento que se realiza en una línea de transmisión es del tipo preventivo [12].

**a) Cargos Fijos de Inversión:**

Los elementos que intervienen en el costo de una línea de transmisión son:

1. Estructuras fabricadas con perfil de acero galvanizado.
2. Transporte y erección de estructuras metálicas.
3. Concreto para fundiciones.
4. Conductor ACSR.
5. Hilo de guardia, acero 3/8" de diámetro.
6. Accesorios y aisladores.



#### b) Gastos de Operación:

Como ya se dijo, los gastos de operación son insignificantes, debido a que una línea de transmisión el mantenimiento que se realiza es del tipo preventivo y periódico, y cuyo monto aproximado es del 1% de la inversión inicial.

### **3.3.3 COSTOS DE PÉRDIDAS**

Es de mucha importancia determinar las pérdidas en un sistema eléctrico de potencia y en consecuencia el costo de estas pérdidas; ya que pueden llegar a ser de una magnitud que afectan considerablemente el costo de operación anual del sistema eléctrico.

Tomando como referencia un costo de pérdidas de potencia ( $C_{pp}$ ) igual a 300 USD/MWh, el costo de pérdidas de potencia en el Sistema Eléctrico Sucumbíos, tomando en consideración las diferentes pérdidas de potencia obtenidas se presentara en el próximo capítulo luego de haber corrido los flujos de potencia correspondientes

### **3.4 RESERVA ROTATIVA**

Uno de los criterios básicos el momento de construir una central hidroeléctrica, es el de no construirla sólo para cubrir la demanda máxima, que se dice es la condición más severa que puede soportar un sistema eléctrico de potencia, en condiciones normales de operación. En un sistema eléctrico, un generador o grupo de generadores pueden permanecer parados para realizar mantenimiento, o salir de servicio en cualquier momento por cualquier razón o motivo, siendo necesario tener un porcentaje de la generación disponible para

absorber la carga que antes era servida por las unidades que han salido de servicio, o que visto de otra forma más general, a abastecer las cargas que aparecen intempestivamente en el sistema. Y precisamente en este punto en que la interconexión entra a funcionar, debido a la ayuda mutua que se pueden prestar entre diferentes centrales [11][7].

Se ha observado la manera de solventar este problema y de mantenerse operando en forma continua, se podría decir que una de las soluciones más óptimas sería el de tener una capacidad de generación superior a la demanda (reserva rotativa). El porcentaje de reserva rotativa depende del programa de operación del sistema y que generalmente se encuentra en el 10% de la demanda máxima.

El poder determinar la reserva rotativa para el Sistema Eléctrico Sucumbíos, conllevaría a análisis complejos que fácilmente conllevaría otro proyecto de titulación. Razón por la cual solo se dará unas definiciones y formulas básicas:

Considerando un conjunto de  $m$  unidades:

$$\text{Función objetivo: } \sum P_{m\text{máx}} \geq D_k + \text{Res} \quad n \geq m \geq 1 \quad (3.1)$$

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 (3.1) implica que el conjunto de unidades en línea mantiene una capacidad de reserva dada por:

$$\text{Res} \leq \Sigma. P_{\text{máx}} - D_k \quad n \geq m \geq 1 \quad (3.2)$$

### **3.5 EXPANSIÓN OPTIMA**

Se presentan los conceptos básicos de valoración de equipos con base en los ingresos "spot" en la Bolsa de Energía. En particular, se muestra que la configuración óptima que resulta de un esquema centralizado de planeación, cuyo objetivo es minimizar los costos, es igual a la configuración que se obtiene bajo un esquema de libre competencia, donde el objetivo es maximizar el lucro. Se muestra además que, si el sistema está en equilibrio, el promedio de los ingresos "spot" de los equipos es igual a su costo de inversión [4].

#### **3.5.1 EXPANSIÓN OPTIMA BAJO UN ESQUEMA CENTRALIZADO [4]**

El objetivo de la planificación de la expansión es determinar las inversiones en generación que minimizan la suma de los costos de construcción y operativos. El plan óptimo se obtiene como la solución del siguiente problema de optimización:

$$G = \text{Min } I(g) + O(g) \quad (3.3)$$

Donde:

**G** representa la capacidad instalada del equipo(decisión de inversión)

$I(g)$  costo de inversión asociado a la capacidad  $g$ .

$O(g)$  costo operativo del sistema cuando se instala la capacidad  $g$

La figura 3.1 ilustra la variación de los costos de inversión y operación en la medida que se aumenta la capacidad  $g$ . Como esperado, el costo de inversión aumenta mientras se reduce el costo operativo (sea por que se desplazan térmicas existentes más caras o se alivia un racionamiento)

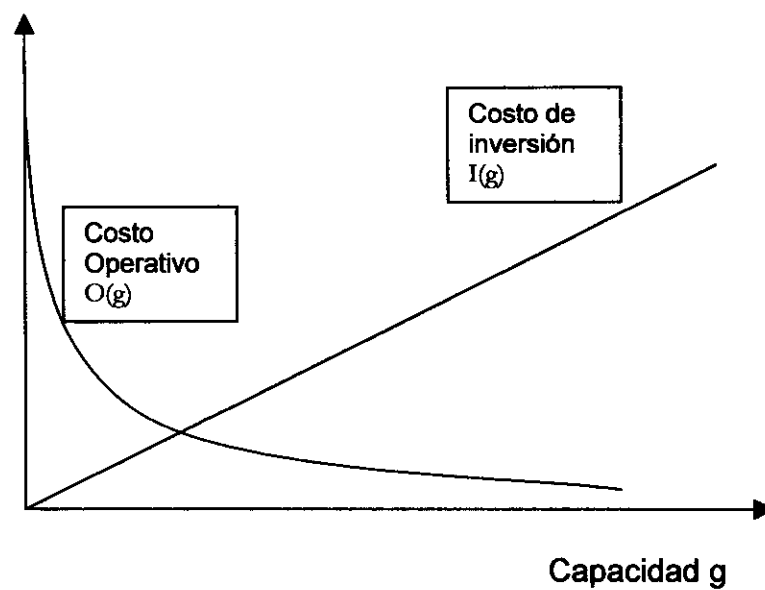


Figura 3.1 - Costos de inversión y operativo en función de la capacidad instalada.

El punto de mínimo costo total se obtiene igualando las derivadas de las dos curvas (3.4):

$$\frac{\partial I(g)}{\partial g} = -\frac{\partial O(g)}{\partial g}$$

El término  $\partial l(g)/\partial g$  corresponde al costo unitario de inversión del equipo. A su vez  $\partial O(g)/\partial g$  es conocido como beneficio marginal de capacidad, pues representa la reducción del costo operativo que resulta de un aumento incremental en la capacidad del equipo.

Se muestra que el beneficio marginal de capacidad es el punto de enlace entre el ambiente centralizado y el competitivo.

### 3.5.2 EXPANSIÓN ÓPTIMA BAJO UN ESQUEMA COMPETITIVO

Ref [4]

La figura 3.2 muestra la variación de los costos de inversión  $I(g)$  y de los ingresos netos  $R(g)$  para diferentes niveles de capacidad.

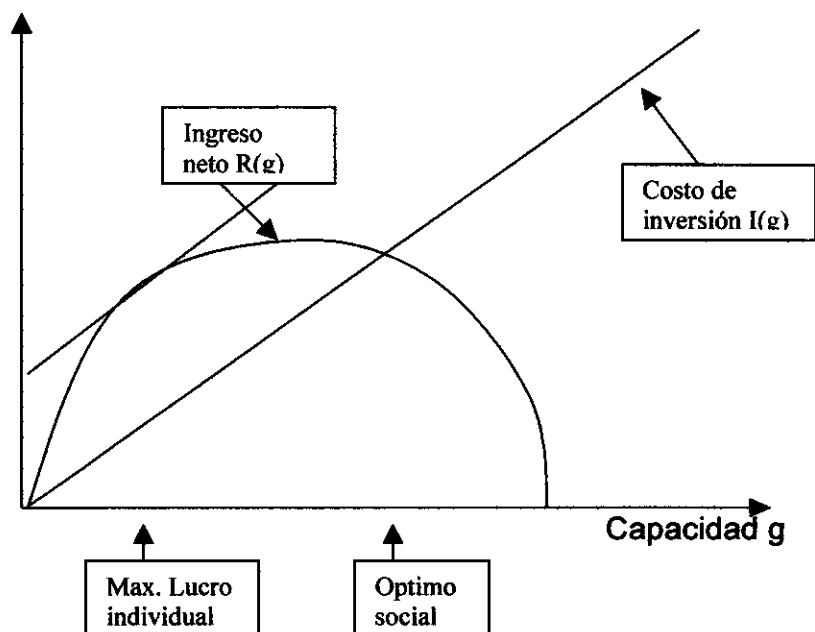


Figura 3.2 - Costos de inversión e ingresos netos x capacidad instalada.

Se observa que el ingreso neto sube de inicio hasta un punto de ingreso máximo y después empieza a bajar, hasta llegar a cero para niveles muy altos de capacidad instalada. La razón es que el ingreso neto está asociado a la diferencia entre el precio "spot" del sistema - dado por el costo de la térmica más cara que esté cargada - y el costo operativo del equipo. En la medida que instala más capacidad, se desplazan las térmicas más caras, lo que disminuye el precio "spot" y, por lo tanto, la remuneración del equipo. En el extremo, el equipo mismo pasa a ser el marginal del sistema, lo que lleva su ingreso cero.

Bajo el punto de vista del inversionista individual, la capacidad "óptima" es la que maximiza su lucro, dado por la diferencia entre el ingreso neto y el costo de inversión. Este punto de máximo lucro individual se indica en la figura. Sin embargo, el proceso de libre competencia hace que otros agentes perciban esta oportunidad de lucro e instalen a su vez capacidades adicionales en el sistema. Con esto, los ingresos empiezan a disminuir, lo que reduce los lucros. El proceso de competencia sigue hasta que los ingresos sean exactamente iguales a los costos de inversión, lo que corresponde al punto de "óptimo social" indicado en la figura.

Se muestra ahora que este punto corresponde al mismo óptimo n global de la planificación centralizada. De la condición de optimalidad centralizada (3.4) se tiene (3.5):

$$\frac{\partial I(\bar{g})}{\partial g} = - \frac{\partial O(\bar{g})}{\partial g}$$

Multiplicando ambos lados de la ecuación por  $g''$ , el óptimo centralizado, se obtiene (3.6):

$$\frac{\partial I(\bar{g})}{\partial g X g''} = - \frac{\partial O(\bar{g})}{\partial g X g''}$$

El componente del lado izquierdo de 3.6 es el costo de inversión,  $I(g)$ . A su vez, el componente del lado derecho es el ingreso neto  $R(g)$ . Por lo tanto, la condición de optimalidad centralizada equivale a decir que el ingreso neto debe ser igual al costo de inversión, que es por supuesto la condición del esquema descentralizado. Esta condición es intuitiva, pues significa que todos los lucros se utilizan para construir los equipos.

En resumen, si el sistema está en equilibrio, el valor presente de los ingresos "spot" de cada equipo es igual a su costo de inversión. Si hay exceso de generación, el ingreso de los equipos - y por lo tanto su valor - se reduce. A su vez, si hay exceso de demanda, el ingreso de los equipos - y por lo tanto su valor - aumenta.

## **CAPITULO IV**

### **DESPACHO ECONOMICO**

La operación económica de un sistema de potencia es muy importante para recuperar y obtener beneficios del capital que se invierte. Las tarifas que fijan las instituciones reguladoras y la importancia de conservar el combustible presionan a las compañías generadoras a alcanzar la eficiencia máxima posible. La eficiencia del combustible minimiza el costo del kilowatt-hora a los consumidores y también el costo que representa a la compañía el suministro de este kilowatt-hora ante el alza constante de precios de combustibles, mano de obra, materia prima y mantenimiento [11].

#### **4.1 DESPACHO ECONOMICO MULTIAREA**

##### **4.1.1 RESUMEN**

Primeramente se da una perspectiva histórica del Despacho Económico desde la década de 1.920 hasta él presente. Una derivación de las ecuaciones clásicas que dominaban la distribución de generación, lo cual es el propósito del despacho económico, la siguiente presenta, la inclusión de algoritmos usados en la solución; esto es lo perseguido por la derivación de la teoría multiarea y la solución de algoritmos, los cuales representan la aplicación del problema de despacho económico [13].



#### **4.1.2 PERSPECTIVA HISTÓRICA DEL DESPACHO ECONÓMICO [13].**

El despacho económico es un proceso computacional por lo que la generación total requerida es distribuida entre las unidades de generación disponibles de modo que las restricciones impuestas son cubiertas y los requerimientos de energía en términos de Unidades Térmicas Británicas por hora ó dólar por cada hora son minimizados.

El problema de despacho económico tuvo sus orígenes en el tiempo en que dos o más unidades fueron interconectadas haciendo a la carga en un sistema de potencia cuya capacidad total excedió la generación requerida. El problema el cual confrontó el operador fue exactamente como dividir la carga real entre las dos unidades.

El despacho económico es usado en control de tiempo real para distribuir la generación total entre las unidades disponibles a tomar la carga, en la evaluación de intercambios de potencia entre servicios individuales, en el intercambio costeadando y proyectando, en la decisión como a cuales unidades estarán en línea y enlazados y listas para tomar la carga, (un proceso llamado unidad aprisionada), y así sucesivamente.

La fecha del despacho económico retorna a 1.920 aproximadamente o un plano anterior cuando los ingenieros ya se encontraban interesados ellos mismos con el problema de la distribución económica de generación, o como la carga apropiadamente entre las unidades generadoras disponibles. Antes de 1.930 varios métodos estuvieron en uso tales como:

1. " El método de la carga base ", donde la unidad más eficiente es cargada hasta el máximo de su capacidad, entonces la segunda unidad más eficiente es cargada, y así sucesivamente.

2. " Cargando al mejor punto ", donde las unidades son sucesivamente cargadas el punto de más baja relación de calor de ellas, regresando con la unidad más eficiente, y trabajando bajo las unidades menos eficientes.

Fue reconocido cerca de 1.930 aquel método incremental, más tarde se conoció como el igual método incremental, produciendo los resultados más económicos.

La idea aproximada de los pioneros de la carga incremental es el próximo incremento en la carga que podría ser elevada por la unidad cuyo costo incremental definido por  $dF/dP$  fueron los más bajos; fue reconocido el efecto de red pudiendo ser un compensador del costo incremental entre todas las unidades. Por 1.931, tuvo suficiente cristalización para ser sobreentendida para operaciones económicas, el costo incremental de todas las máquinas podría ser igual, un principio fundamental de esas aplicaciones aún ahora. Una prueba formal de igual incremento de carga en el caso de dos máquinas podría resultar en un mínimo de Unidades Térmicas Británicas por hora ó por dólar por cada hora de entrada fue dado por Steinberg y Smith en 1.934; para una generación total deseada por ecu. (4.1)

$$P_T = P_1 + P_2$$

Donde:

$P_T$  = Potencia total

$P_i$  = Potencia del generador  $i$ ;  $i=1,2, \dots, n$

Ellos mostraron lo siguiente ecu. (4.2)

$$\frac{dF_1}{dP_1} = \frac{dF_2}{dP_2}$$

Producto del mejor punto de operación estándar de entrada de combustible, lo cual confirmó que ya se sabía por varias ocasiones. Nótese que solamente las variables consideradas son del generador de potencia mientras que las líneas de transmisión fueron ignoradas.

El método de igual costo incremental rápidamente ganó aceptación por parte del personal de operación, junto de la mano con la computación para distribuir generación en una programación básica hecha de 8 hombres/hora por jornada. Algunos programas fueron requeridos obligando a variaciones en el enlace de la carga proyectada. Un ingenioso desarrollo se dirigió para ir reduciendo la computación así pues las condiciones del cambio de sistemas que pudieron ser seguidas fue la rigurosa regla estación - carga desarrollada para la consolidación de la Compañía de Sistemas Edison cerca de 1.938.

El método de igual incremento se convino en un mejor plano para saber y entender por medio de la publicación de Steinberg y Smith en su libro clásico, Carga Económica de Plantas de Poder y Sistemas Eléctricos, en 1.943. El costo incremental característico por 1.943 fue representado por líneas rectas segmentadas, así el criterio de igual incremental en la ecuación 4.2 fue convenientemente aplicado.

El efecto de pérdidas fue considerado cercanamente por los pioneros, y una forma para consideración en términos de eficiencia incremental fueron introducidos por Steinberg y Smith tan cerca como 1.934. la forma sugerida fue remarcablemente similar a la forma del factor de penalidad ecu. (4.3).

$$\left[ \left( \frac{dF}{dP} \right)_{PF} = \lambda \right]$$

Usado hasta ahora pero aplicado a una línea de transmisión única. El cálculo manual considerando las pérdidas de cada línea fue un proceso lento por lo que tuvo que ser repetido para todas las nuevas condiciones del sistema.

Quién abrió paso en computación de pérdidas fue E.E. George en 1.943 donde él público su trabajo con el concepto, construcción y uso de la fórmula de pérdidas, el cual se presentará en una de las próximas secciones. El no solamente avanzó los conceptos de una fórmula pero también

presentó suposiciones subrayando lo básico de esto. La forma cuadrática, dada más tarde, tan bien como las suposiciones con varias modificaciones tienen amplio uso aún.

La fórmula de pérdidas o también llamada matriz B, fue primeramente usada en la construcción de cuadros promedio de pérdidas continuando hasta 1.940. Un método que apropiadamente combina el costo incremental de combustible con la pérdida incremental de transmisión, y refinamiento de la fórmula de pérdidas fueron los próximos desafíos.

Dos papeles importantes centraron la atención en el problema de coordinación y el tratamiento de pérdidas. El uso de análisis de redes en combinación del costo incremental de combustible con las pérdidas incrementales de transmisión fueron introducidas por George, Ward, su combinación formó una base importante para trabajos venideros.

Fundamentalmente el tratamiento de pérdidas en las dos décadas siguientes fue realizado por Kron quien nos reportó una serie de cuatro documentos titulados, " Análisis Tensorial del Sistema Integrado de Transmisión"; las primeras dos partes consideraron pérdidas en un área sola, y las dos partes posteriores consideraron pérdidas en áreas interconectadas; la representación posterior del problema clásico fue concebida.

Kron, en las primeras dos partes, presento una derivación concisa de la red y modelación de pérdidas; él proporcionó una estructura por lo que los efectos de la mayor suposición son claramente visibles. Varias de las suposiciones tuvieron su introducción posiblemente por George y Ward. Las suposiciones, con las cuáles la fórmula de pérdidas es practicada son las siguientes:

1. Cada corriente de carga permanece constante en una relación compleja de la corriente total de carga, independientemente del nivel de carga.

2. Los VAR con la relación de WATT de todos los generadores y de la permanencia son constantes de los lazos.
3. Las desviaciones del voltaje del generador y ángulo de esos incorporados en la fórmula de pérdidas (caso base), son pequeñas.

Un esfuerzo paralelo al de Kron fue emprendido por Kirchmayer y Stagg para reducir la teoría de Kron con términos prácticos; este resultado mejoró mucho los procedimientos de cálculo para la fórmula de pérdidas y más tarde en programas computacionales. Kirchmayer y Stagg también aportaron con una derivación que ahora se conoce como la ecuación de coordinación clásica, primera sugerida por Ward y usada estos días, lo cual representa las bases del despacho económico clásico. Ecu. (4.4).

$$\frac{dF_n}{dP_n} + \lambda \frac{\partial P_l}{\partial P_n} = \lambda; n = 1, 2, \dots$$

#### **4.1.3 DESPACHO ECONÓMICO, FACTORES DE NODO Y PRECIOS NODALES [2][3]**

Si un sistema de potencia consiste de  $n$  unidades de generación para abastecer una demanda total  $PD$  a través de un sistema de transmisión, existirán pérdidas  $PL$  que son función de las potencias de generación y de demanda del sistema. El despacho económico consiste en determinar las potencias de generación de las  $n$  unidades que satisfagan la demanda  $PD$  al mínimo costo de producción. El costo de producción de cada generador está determinado por su curva de entrada-salida  $f_i(P_{gi})$ . El costo total del sistema es obviamente la suma de los costos de producción de cada unidad.

Matemáticamente el problema consiste en minimizar la función objetivo FT que es el costo total de producción sujeta a la restricción de que se cumpla el balance de la potencia activa del sistema, es decir:

$$\text{Min } FT = f_1 + f_2 + \dots + f_n = \sum_{i=1}^n f_i(P_{gi})$$

$$PD + PL - \sum_{i=1}^n P_{gi} = \phi = 0$$

La solución del problema se obtiene al resolver el siguiente sistema de ecuaciones denominadas ecuaciones de coordinación obtenidas a su vez de la derivación de la función de Lagrange

$$L = FT + \lambda \phi :$$

$$\frac{df_i}{dP_{gi}} - \lambda \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial P_{gi}}\right) = 0$$

(4.5)

$$PD + PL - \sum_{i=1}^n P_{gi} = \phi = 0$$

Al resolver este sistema de ecuaciones se obtiene el valor de  $\lambda$  y los  $P_{gi}$  que además deben estar dentro de sus límites. Existen dos métodos para la solución de estas ecuaciones, el primero o clásico en el despacho económico que consiste en expresar la potencia PL en función de las potencias de generación a través de los denominados coeficientes de pérdidas B; el otro método es la incorporación de las ecuaciones del flujo de potencia como restricciones del problema de optimización, método denominado flujo óptimo de potencia. Una variante al flujo óptimo es la solución de las ecuaciones antes indicadas determinando las pérdidas incrementales o marginales de transmisión a partir del jacobiano de las ecuaciones del flujo de potencia en el punto de solución.

Se definen las siguientes expresiones como:

$\frac{df_i}{dP_{gi}}$  costo marginal o incremental del generador  $i$

$\frac{\partial PL}{\partial P_{gi}}$  pérdidas marginales de transmisión debido al generador  $i$

$\lambda$  costo marginal del sistema

$\beta_i = (1 - \frac{\partial PL}{\partial P_{gi}})$  factor de nodo del generador  $i$ .

De las ecuaciones de coordinación y de las definiciones anteriores se establece lo siguiente: Las funciones de costo  $f_i$  son normalmente cuadráticas, por lo que los costos marginales de los generadores se expresan como funciones lineales de las potencias, en este caso los generadores que no están en sus límites trabajan a igual costo marginal que a la vez es del sistema. Cuando las funciones de costo se las aproxima a lineales, los costos marginales de los generadores son constantes y no es posible obtener una solución a igual costo marginal por lo que para obtener el despacho económico, los costos marginales de cada generador afectado por el correspondiente factor de nodo, se ordenan de menor a mayor hasta satisfacer la carga y pérdidas del sistema, el último generador despachado de esta forma establece el costo marginal del sistema  $\lambda$ .

En lo relacionado con las magnitudes relativas del factor de nodo se tiene que si se incrementa una potencia en el nodo  $i$  y aumentan las pérdidas, las pérdidas marginales son positivas y por tanto el factor es menor que 1.

Lo indicado puede resumirse en las siguientes expresiones derivadas de las ecuaciones de coordinación:

$$\frac{df_i}{dP_{gi}} \left( 1 - \frac{\partial PL}{\partial P_{gi}} \right)^{-1} = \lambda$$

lo que es igual a:

$$\frac{df_i}{dP_{gi}} \frac{1}{\beta_i} = \lambda \quad (4.6)$$

Es decir los costos marginales de generación divididos para su factor de nodo deben ser iguales en el punto económico. Cuando las funciones de costo son lineales todas las unidades se les carga a su máximo según el orden de mérito dado por la ecuación (4.6), siendo la última unidad despachada la que establece el costo marginal del sistema.

Cuando no se considera el sistema de transmisión, es decir un sistema sin pérdidas, todos los factores nodales serían iguales a 1. El efecto de incluir el sistema de transmisión y por tanto de las pérdidas marginales de transmisión, determina que los costos marginales varíen en cada nodo o barra de la red. Efectivamente, si se ha determinado el costo marginal del sistema de acuerdo con (4.6) la relación de costos entre cualesquiera dos barras  $p$  y  $q$  del sistema es:

$$\frac{df_p}{dP_p} \frac{1}{\beta_p} = \frac{df_q}{dP_q} \frac{1}{\beta_q} = \lambda \quad (4.7)$$

donde  $\beta_p$  y  $\beta_q$  son los factores nodales de las barras  $p$  y  $q$  respectivamente y,  $df_p/dP_p$  y  $df_q/dP_q$  son los precios marginales nodales de  $p$  y  $q$ . No



necesariamente  $p$  o  $q$  o ambos deben ser nodos de generación, es decir es cualquier nodo de la red de transmisión. La expresión (4.7) es de gran importancia pues establece el precio marginal de la energía en cualquier nodo  $p$  del sistema dado por:

$$\frac{dfp}{dPp} = \lambda \beta p = \rho p \quad (4.8)$$

Por tanto el precio nodal de energía esta dado por el producto del costo marginal del sistema multiplicado por el correspondiente factor de nodo. Siendo el costo marginal de generación del sistema el obtenido de la ecuación (4.6).

En general los factores nodales son menores que 1 para nodos generadores o exportadores y mayores que 1 para nodos de demanda o importadores. Examinando la expresión (4.8), vemos que el precio marginal nodal para un nodo exportador es menor que el de Mercado y a ese precio son remunerados por su producción horaria de energía los generadores ubicados en ese nodo o a ese precio pagan los distribuidores conectados al nodo; alternativamente para un nodo importador el precio nodal es mayor que el de Mercado y por tanto a ese precio pagan la energía los distribuidores conectados al nodo o son remunerados por su producción los generadores ubicados en dicho nodo. De los resultados de esta señal económica, que indica que los precios nodales pueden ser menores o mayores que el precio marginal del Mercado, aparece la necesidad para los Agentes de mejorar su vinculación con el Mercado con inversiones en transmisión, a la vez que orienta a la nueva generación las mejores posibilidades de ubicación.

#### 4.1.4 BARRA DE MERCADO O NODO DE REFERENCIA [2]

La expresión para el precio nodal de la energía dada por la ecuación (4.8) sugiere que existe o debe seleccionarse un nodo en el cual el factor de nodo sea 1 de tal forma que el precio marginal de ese nodo coincide con el de Mercado. El nodo así seleccionado se le denomina nodo de referencia o Barra de Mercado.

$$\frac{dfp}{dPp} = \lambda \quad (4.9)$$

De esta forma se puede definir que la Barra de Mercado es el nodo en el que se sanciona el precio marginal del sistema. Es decir en dicho nodo se efectúa el despacho económico mediante la expresión (4.6), y por tanto los factores nodales  $\beta_i$  son calculados con respecto a esta referencia. Como demostraremos a continuación el nodo de referencia o Barra de Mercado así conceptualizado puede ser cualquier nodo del sistema de transmisión. Si se cambia la referencia obviamente cambia el precio marginal del mercado, cambian los factores nodales pero el precio marginal nodal no se ve afectado y por tanto los cobros o pagos horarios de energía que se realizan con precios nodales no se afectan. Estos conceptos son de gran importancia en el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

#### 4.1.5 ANÁLISIS DE LA SELECCIÓN DE LA BARRA DE MERCADO O NODO DE REFERENCIA Y EL CENTRO DE CARGA DEL SISTEMA. [13][2]

El método de solución del problema de despacho económico mediante la fórmula de pérdidas o coeficientes B y dada por:

$$PL = \sum_i \sum_j P_{gi} B_{ij} P_{gj} + \sum_i B_{io} P_{gi} + B_{oo}$$

asume que todas las corrientes de carga conforman una corriente total equivalente igual a la suma del negativo de las corrientes de los generadores. Las pérdidas marginales de un generador obtenidas a partir de la expresión anterior, asume además que las corrientes de los demás generadores están fijas. Debido a la definición inicial, la corriente de carga debe balancearse con las de generación. La implicación de utilizar los coeficientes B es que un aumento incremental en la salida de un generador debe equilibrarse con el correspondiente aumento de la corriente de carga. Las pérdidas marginales de transmisión o factores de nodo así obtenidos están referidos al centro de carga del sistema, en consideración que el método a través de transformaciones conlleva la definición de un centro ficticio de carga. En la práctica el centro de carga se lo ubica en un nodo físico que mejor satisfaga esa condición. Con este método solo puede definirse una barra de Mercado y su permanencia puede examinarse de tiempo en tiempo en función de los cambios de configuración de la red y de la estructura de generación y carga.

El método alternativo y eficiente es el que se utiliza en la descripción de la sección anterior sobre la barra de Mercado, con la definición de que su factor de nodo es igual a 1. En este caso cuando ocurre un cambio incremental en un generador a efectos de determinar sus pérdidas incrementales, la carga del sistema no cambia, sino que el generador físico o ficticio ubicado en la barra de

referencia toma el cambio neto en el sistema. Para entender lo señalado consideremos un sistema de potencia como el de la fig. 1 en el que arbitrariamente seleccionamos una barra de referencia. Supongamos que producimos un cambio  $\Delta P_i$  en la barra  $i$ . La nueva potencia de inyección en el nodo estará dada por:

$$\text{Sea } \beta_i = -\frac{\Delta P_{ref}}{\Delta P_i} = -\left(\frac{\Delta PL - \Delta P_i}{\Delta P_i}\right) = 1 - \frac{\partial PL}{\partial P_i} \quad (4.11)$$

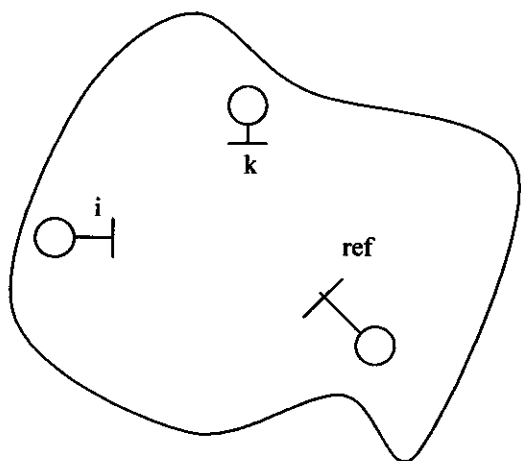


Figura 1.a Gráfico de un SEP.

$$P_i(n) = P_i(a) + \Delta P_i$$

Los índices  $n$  y  $a$  vienen de nuevo y anterior. Si la carga permanece constante, para mantener el equilibrio, la referencia  $ref$  debe tomar una variación  $\Delta P_{ref}$ , en estas condiciones:

$$P_{ref}(n) = P_{ref}(a) + \Delta P_{ref}$$

El cambio  $\Delta P_{ref} \neq \Delta P_i$  debido a que existe un cambio  $\Delta PL$  en las pérdidas del sistema. En consecuencia:

$$\Delta P_{ref} = \Delta PL - \Delta P_i$$

Definido como el factor de nodo de  $i$  con respecto a la referencia  $ref$ . De esta forma el despacho económico queda definido como: Los generadores se encuentran en despacho económico cuando un desplazamiento  $\Delta P$  MW de cualquier generador a la barra de referencia no produce cambios en el costo neto de producción, siendo  $\Delta P$  lo suficientemente pequeño.

Esto es si:  $FT = \sum f_i(P_i)$

El cambio en el costo de producción por la variación  $\Delta P_i$  del generador  $i$  sería:

$$\Delta FT = \frac{df_i}{dP_i} \Delta P_i + \frac{df_{ref}}{dP_{ref}} \Delta P_{ref}$$

de (4.11)  $\Delta P_{ref} = -\beta_i \Delta P_i$  entonces:

$$\Delta FT = \frac{df_i}{dP_i} \Delta P_i - \frac{df_{ref}}{dP_{ref}} \beta_i \Delta P_i = 0$$

Por lo que el despacho económico queda definido cuando:

$$\frac{df_i}{dP_i} \frac{1}{\beta_i} = \frac{df_{ref}}{dP_{ref}} \quad (4.12)$$

Expresión que es similar a la ecuación (4.6) y por tanto el costo marginal del sistema  $\lambda$  es :

$$\frac{df_i}{dP_i} \frac{1}{\beta_i} = \frac{df_{ref}}{dP_{ref}} = \lambda \quad (4.13)$$

Que significa que el costo marginal del sistema denominado el precio de mercado, es igual al precio nodal de la referencia, resultado que fue presentado en la ecuación (4.9). Por lo tanto, si cambia la referencia, cambia el precio de mercado  $\lambda$ .

Para obtener una solución del despacho económico, se escoge un valor de generación para la barra de referencia, se encuentra los valores de generación

de los demás en base a la ecuación (4.13), se verifica el valor de la demanda y luego se reajusta la generación de la referencia hasta llegar a la solución.

## **4.2 DISTRIBUCION DE CARGA ENTRE UNIDADES DENTRO DE UNA CENTRAL GENERADORA.**

Para determinar la distribución económica de la carga entre diferentes unidades generadoras (que consisten en una turbina, un generador y una fuente de vapor), se deben expresar los costos operacionales variables de la unidad en términos de la salida de potencia. El factor principal en las plantas de combustibles fósiles es el costo de combustible, y el análisis económico del costo de combustible se basa en el entendido de que otros costos (que son una función de la potencia de salida) se pueden incluir en la expresión para el costo de combustible [11].

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:

### **4.2.1 CURVA ENTRADA-SALIDA DE UNA UNIDAD GENERADORA.**

Es una gráfica de la entrada de combustible en una planta de combustible fósil, dada en unidades térmicas británicas (Btu) por hora, en función de la potencia de salida de la unidad en megawatts. La forma general de esta curva puede observarse en la figura 4.2.a. [11]. Para el proceso de optimización ó despacho económico, se requiere una función analítica de la curva de entrada-salida, que

típicamente se le aproxima a una función cuadrática y en algunos casos cúbica así ecu(4.5) [2].

$$C(PG) = aPG^2 + bPG + c$$

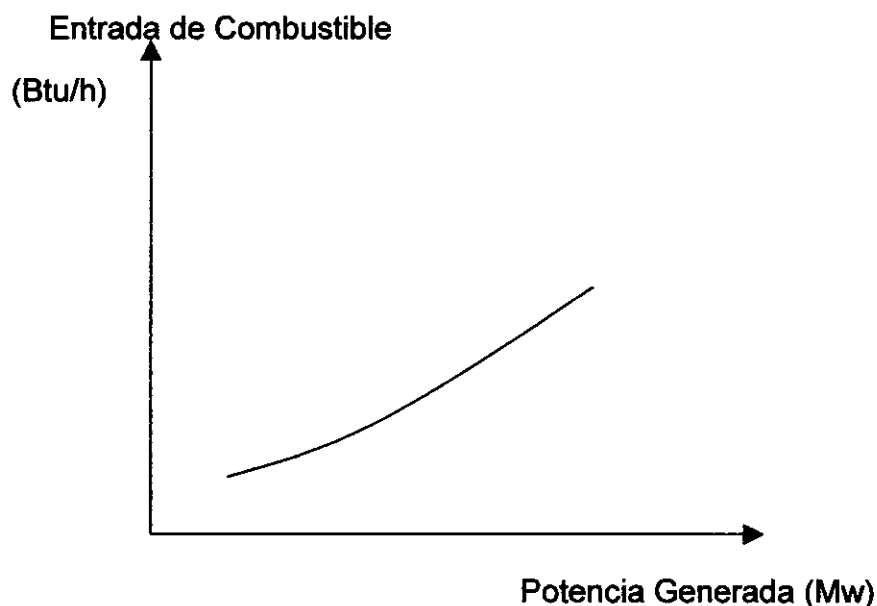


Figura 4.2.a Curva entrada-salida de una unidad generadora que muestra la entrada de combustible en función de la potencia de salida.

#### **4.2.2 CURVA DE COSTO (ENTRADA-SALIDA) DE UNA UNIDAD GENERADORA.**

Conociendo el costo del combustible las ordenadas de la gráfica de la curva de entrada-salida se convierten en dólares por hora al multiplicar la entrada de combustible por el costo de combustible dado en dólares por millón de Btu, obteniendo la "Curva de Costo". En la práctica la forma de esta curva debe ser igual para todas las unidades Térmicas, esto se puede observar en la figura 4.2.b. [11]

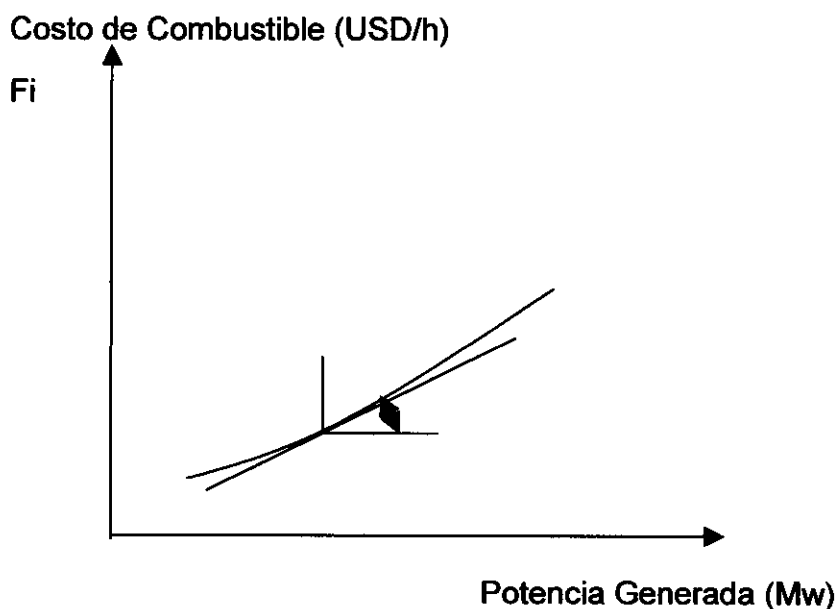


Figura 4.2.b Curva de Costo de unidad generadora que muestra el costo del combustible en función de la potencia de salida.

### 4.3 CÁLCULO DE LOS COEFICIENTES DE LAS CURVAS ENTRADA-SALIDA DE UNIDADES TÉRMICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO SUCUMBÍOS.

En los problemas de operación económica de sistemas hidrotérmicos es fundamental la obtención de las características entrada-salida (costo por hora versus potencia de salida) de las unidades de generación térmica.

La característica de calor específico incremental para unidades térmicas está dada por la pendiente (derivada) de la curva característica de entrada-salida. Los datos indicados en esta curva están en términos de Btu por kWh ó dólares por kWh versus potencia de salida de la unidad en MW. Esta característica es ampliamente utilizada por el despacho económico de la unidad. Es convertida a una característica de costo incremental de combustible mediante la



multiplicación del costo específico incremental en Btu/kWh por el costo de combustible en US\$/BTJ [11].

Frecuentemente esta característica es aproximada por una secuencia de segmentos lineales.

La última característica importante de una turbina térmica es la del calor específico neto (net heat rate curve) definida como la entrada calorífica por kWh de salida (Btu/kWh) versus potencia de salida (MW). Unidades térmicas de vapor convencionales tienen eficiencias entre 30% y 35%, de tal forma que su rango de calor específico está entre 11.400 y 9.8000 Btu/kWh. Las características de calor específico de una unidad son función de los parámetros de diseño tales como condiciones iniciales de vapor, etapas de recalentamiento y temperatura de recalentamiento, presión del condensador, y la complejidad del ciclo regenerativo de alimentación de agua.

Muchos formatos diferentes se han utilizado para representar las características entrada-salida de unidades térmicas. Los datos obtenidos de pruebas de calor específico o datos de diseño pueden ajustarse por medio de curvas polinomiales. En muchos casos características cuadráticas se han ajustado bastante bien a estos datos. Una serie de segmentos lineales también puede usarse para representar las características entrada-salida. El uso de diferentes representaciones requerirá de diferentes métodos de programación para obtener la operación económica de un sistema de potencia. [12].

### 4.3.1) CÁLCULO DE LOS COEFICIENTES DE LAS CENTRALES TÉRMICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO SUCUMBÍOS.4.3.1

El criterio que se debe seguir para que exista una distribución económica de la carga entre unidades dentro de una planta, es que todas las unidades deben operar al mínimo costo incremental de combustible [11].

Dada la función de costo:

$$f = aP^2 + bP + c; (us\$ / h)$$

a, b, y c son coeficientes de la función de costo los cuales se determinan en base a información de las potencias activas y costos variables de generación disponibles en la Dirección Técnica de la Empresa Eléctrica Sucumbíos que se detallaron en el capítulo II.

El siguiente método de cálculo permite encontrar los coeficientes a, b y c de las funciones de costo para las centrales térmicas del sistema eléctrico de Sucumbíos.

Considerando como ya se dijo una función de costo de segundo grado:

$$f = aP^2 + bP + c; (us\$ / h)$$

Se tomará como potencia media los valores nominales de las diferentes centrales que se mostraron en el capítulo II.

El costo específico medio se encuentra como sigue:

$$\frac{f}{P}_{P=P_{med}} = a * P_{med} + b + \frac{c}{P_{med}} = \text{coste} - \text{específico} - \text{medio}; (4.14)$$

Si el generador está detenido entonces  $P=0$ , por lo tanto

$f = c =$  costo varios (Varios) en US\$/h

El coeficiente  $b$  se determina a partir de la función de costo incremental para potencia de salida cero:

$$\left. \frac{df}{dP} \right|_{P=0} = 2a * 0 + b = \text{costo} - de - \text{lubricantes} - (\text{Lubricantes}); (4.15)$$

$b =$ Costo de lubricantes (Lubricantes) en US\$/MWh

De la ecuación 4.14 se obtiene el coeficiente  $a$ :

$$a = \frac{\text{Costo medio} - b - \frac{c}{P_{med}}}{P_{med}}; (4.16)$$

$a$  esta dado en US\$/MWh.

Cuando el costo incremental de combustible de cada una de las unidades en una planta es aproximadamente lineal en relación con la salida de potencia en el rango de operación bajo consideración, las ecuaciones que representan los costos incrementales de combustible como funciones lineales de la salida de potencia simplifican los cálculos. Un programa de despacho económico para asignar cargas a cada unidad en una planta se puede preparar al

1. Suponer varios valores de la salida total de la planta,

2. Calcular el costo incremental de combustible  $\lambda$  correspondiente de la planta y
3. Sustituir el valor de  $\lambda$  por  $\lambda_i$  en la ecuación para el costo incremental de combustible de cada unidad para calcular su salida.

Una curva de  $\lambda$  en función de la carga de la planta establece el valor de  $\lambda$  al que cada unidad debería de operar para una carga total dada de la planta.

Para una planta con dos unidades generando bajo distribución económica de carga, la  $\lambda$  de la planta es igual a la  $\lambda$  de cada unidad y así,

$$\lambda = \frac{df_1}{dP_{g1}} = a_1 P_{g1} + b_1 = \frac{df_2}{dP_{g2}} = a_2 P_{g2} + b_2; (4.17)$$

Al resolver para  $P_{g1}$  y  $P_{g2}$ , se obtiene

$$P_{g1} = \frac{\lambda - b_1}{a_1} \quad \text{y} \quad P_{g2} = \frac{\lambda - b_2}{a_2}; (4.18)$$

Se suman estos resultados y al resolver para  $\lambda$ , se tiene

$$\lambda = \left( \sum_{i=1}^2 \frac{1}{a_i} \right)^{-1} (P_{g1} + P_{g2}) + \left( \sum_{i=1}^2 \frac{1}{a_i} \right)^{-1} \left( \sum_{i=1}^2 \frac{b_i}{a_i} \right); (4.19)$$

$$\text{ó} \quad \lambda = a_T P_{gT} + b_T; (4.20)$$

donde

$$a_T = \left( \sum_{i=1}^2 \frac{1}{a_i} \right)^{-1}$$

$$b_T = a_T \left( \sum_{i=1}^2 \frac{b_i}{a_i} \right)$$

$$P_{gT} = (P_{g1} + P_{g2})$$

$P_{gT}$  es la salida total de la planta. La ecuación (4.20) es una solución en forma cerrada para la  $\lambda$  que se aplica a una planta con más de dos unidades trabajando en despacho económico cuando se añade el número apropiado de términos a las sumatorias de la ecuación (4.19). Si se tiene  $k$  unidades que operan en despacho económico, los coeficientes de la ecuación (4.20) están dados entonces por

$$a_T = \left( \sum_{i=1}^k \frac{1}{a_i} \right)^{-1} = \left( \frac{1}{a_1} + \frac{1}{a_2} + \dots + \frac{1}{a_k} \right); (4.21)$$

$$b_T = a_T \left( \sum_{i=1}^k \frac{b_i}{a_i} \right) = a_i \left( \frac{b_1}{a_1} + \frac{b_2}{a_2} + \dots + \frac{b_k}{a_k} \right); (4.22)$$

Y la salida total de la planta  $P_{gT}$  está dada por  $(P_{g1} + P_{g2} + \dots + P_{gk})$ . La salida individual de cada una de las  $k$  unidades se calcula entonces a partir del valor común de  $\lambda$  dado por la ecuación (4.20). Si se especifican para cada unidad las cargas máxima y mínima, algunas unidades no podrán operar al mismo costo incremental de combustible que el de las otras unidades, pero podría permanecer dentro de los límites especificados para cargas ligeras y pesadas. [11].

En el anexo 4 se detalla los coeficientes de las diferentes centrales, además de las curvas de entrada-salida de los generadores y curvas de costo incremental para cada uno de los generadores y las centrales.

## **4.4 FLUJOS DE POTENCIA**

Para completar el trabajo, es muy necesario realizar los Flujos de Potencia y Pérdidas, los mismos que se realizaron en base a un programa digital llamado POWERWORD 8.0 [16].

Se hace necesario antes de ingresar a realizar los flujos y pérdidas revisar algunos conceptos fundamentales.

### **4.4.1 MARCO CONCEPTUAL DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA**

El MEM se basa en los siguientes principios [18]:

- Establecer la libre competencia para el abastecimiento de la demanda tanto para la generación existente cuanto para la expansión del parque generador.
- Alcanzar la eficiencia a través de precios y cargos que reflejen los costos económicos, que hagan viables el establecimiento de los negocios de generación así como se propenda al mejoramiento y desarrollo del sector eléctrico.
- Las condiciones de la oferta y la demanda sean las que determinen los precios.
- Garantizar un acceso a la información, transparencia en las transacciones del mercado y el trato no discriminatorio a sus agentes.
- Posibilitar la importación y exportación de energía.

- Estructuración de un mercado eléctrico que brinde un servicio con calidad, seguridad y confiabilidad.

#### **4.4.2 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS**

Si bien es cierto hay un sin número de terminología, pero lo que aquí tratamos es dar conceptos básicos relacionados con la temática [18].

**AGENTES DEL MEM.** Personas naturales o jurídicas dedicadas a las actividades de generación, al servicio público de distribución o transmisión, Grandes Consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía.

**ALIMENTADOR.** Línea de conducción eléctrica directa conectada a una subestación de distribución que suministra energía a los usuarios.

**AREA DE CONTROL.** Conjunto de centrales generadoras, subestaciones y líneas dentro de una zona geográfica, determinada por el CENACE

**BARRA DE MERCADO.** Barra eléctrica de una subestación, asignada por el CONELEC, para la determinación del precio de la energía.

**CALIDAD.** Característica del servicio referida a la regulación de voltaje y frecuencia.

**CAPACIDAD EFECTIVA.** Potencia máxima que se puede obtener de una unidad generadora.

**CAPACIDAD RODANTE.** Suma de las capacidades efectivas sincronizadas al sistema.

**CARGO EQUIVALENTE DE ENERGIA.** Valor por unidad de energía que calcula el CENACE una vez concluido el mes y para el período total del mes concluido, para el cobro por conceptos de Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia y Costos de Arranque y Parada.

**CARGO VARIABLE POR TRANSPORTE.** Valor que determina el CENACE mediante la metodología de factores de nodo y que es proporcional a las pérdidas de energía.

**CENTRAL O PLANTA.** Instalaciones cuya función consiste en generar energía eléctrica.

**CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA (CENACE).** Corporación Civil de derecho privado, sin fines de lucro, a cargo de la administración de las transacciones técnicas y financieras del MEM, manteniendo condiciones de seguridad y calidad de la operación del Sistema Nacional Interconectado.

**CLIENTE O CONSUMIDOR.** Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio eléctrico, como receptor directo del servicio.

**CLIENTE O CONSUMIDOR FINAL.** Es la persona natural o jurídica que hace uso de la energía eléctrica proporcionada por el distribuidor, previo contrato celebrado por las partes y cuyo suministro está sujeto a las tarifas establecidas



en la Ley, el Reglamento General, el Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias y el Contrato de Concesión.

**COLAPSO TOTAL.** Pérdida de estabilidad del Sistema Nacional Interconectado debido a falla o contingencia severa que causa la suspensión del servicio eléctrico en todo el país.

**COLAPSO PARCIAL.** Suspensión del servicio eléctrico debido a falla o contingencia que afecta a un área o región del país.

**COMERCIALIZACION.** La compra – venta de energía en el MEM, incluye la medición, liquidación, facturación y cobro.

**CONFIABILIDAD.** La habilidad que un dispositivo o equipo funcione sin falla en un determinado periodo en cierto régimen de trabajo.

**CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC).** Organismo de derecho público encargada de la planificación, regulación y control del sector eléctrico.

**CONSUMO.** Es el uso que le da a la energía eléctrica, un cliente o gran consumidor, en un intervalo de tiempo establecido previamente.

**CONTRATOS DE CONCESIÓN o CONCESION.** Es el acto jurídico por el cual el CONELEC a nombre del Estado, conviene con una persona natural o jurídica, la delegación de facultades que incluyen los derechos y obligaciones para ejercer actividades de generación y para la prestación del servicio público

de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y en el cual se precisan los términos, condiciones y alcances de la facultad delegada.

**CONTRATOS A PLAZO (A TERMINO).** De libre acuerdo entre las partes. Mínimo un año de duración. Se cumple y se paga (cobra) independientemente de que el generador haya sido despachado o no por el CENACE.

**COSTOS DE ARRANQUE Y PARADA.** Costos que se reconocen a un Generador, que tiene una unidad turbo-vapor, cuando el CENACE ha dispuesto parar dicha unidad por condiciones operativas del sistema. El costo que se reconocerá será el valor declarado por el Generador para un arranque en frío.

**COSTOS FIJOS.** Son los costos necesarios para la instalación de un determinado equipo (inversión, seguros, personal, depreciación, rentabilidad, etc.), sea que opere o no.

**COSTOS ESTABILIZADOS.** Costo marginal promedio, ponderado por la demanda proyectada del sistema, calculado a nivel estacional y utilizado en el cálculo de tarifas a consumidor final.

**COSTOS INCREMENTALES.** Son los costos en los que incurre un generador para incrementar o disminuir su producción en una unidad.

**COSTO MARGINAL DE ENERGIA.** Es el costo marginal de generación, calculado para cada hora, de aquella central que, en condiciones de despacho económico, sea la que atienda un incremento de carga.

**COSTO MARGINAL DE MERCADO.** El Costo Marginal en el Mercado (CMM) de una unidad de generación en una hora "h", es el costo marginal transferido a la Barra de Mercado dividiendo el costo marginal por el correspondiente factor de nodo horario.

**COSTOS VARIABLES.** Son aquellos costos en los que se incurre para operar y mantener los equipos (operación y mantenimiento). Costos tales como combustible, transporte, lubricantes, repuestos, etc.

**CURVA DE CARGA.** Será la que representa el comportamiento de la carga durante la etapa de estudio.

**DEMANDA.** Es la potencia requerida por un sistema o parte de él, promediada en un intervalo de tiempo previamente establecido.

**DEMANDA MAXIMA.** Consumo máximo de potencia eléctrica registrado en un período de tiempo determinado.

**DESPACHO DE CARGA.** Operación, supervisión y control de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Nacional Interconectado.

**DESPACHO ECONOMICO.** Es la asignación específica de carga de las unidades de generación, para lograr el suministro de energía de mayor economía en condiciones de contabilidad, atendiendo las variaciones de la oferta y la demanda.

**DESPACHO CENTRALIZADO.** Es el despacho que realizará el CENACE a todos los generadores que tengan una unidad con capacidad nominal igual o mayor de 1 MW y que estén sincronizados o los que se sincronizaren al Sistema Nacional Interconectado, los cuales realizarán sus transacciones en el MEM.

**DESPACHO OPTIMO.** El despacho dentro de las mejores condiciones económicas y técnicas representa el despacho optimo para la etapa en estudio, para la determinación del valor del agua.

**DISTRIBUIDOR.** Es la persona natural o jurídica titular de una concesión para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica por virtud de la cual asume la obligación de prestar el suministro de electricidad a los consumidores finales ubicados dentro del área respecto de la cual goza de exclusividad regulada.

**EFICIENCIA TERMICA.** Es la cantidad de Btu requerida para que el combustible produzca un kWh de energía eléctrica.

**EMPRESA GENERADORA.** Empresa eléctrica o persona natural titular de una concesión o permiso o licencia para la explotación económica de una o varias centrales de generación eléctrica de cualquier tipo y que coloca su producción total o parcialmente en el sistema de transmisión o en la red de distribución.

**EMPRESA DE TRANSMISION O TRANSMISOR.** Empresa titular de la concesión para la prestación del servicio de transmisión y la transformación de la tensión vinculada a la misma, desde el punto de entrega por un generador o autoproducer, hasta el punto de recepción por un distribuidor o gran consumidor.

**ENERGIA.** Es la demanda de potencia del sistema integrada en un intervalo de tiempo establecido.

**ENERGIA FIRME.** Es la producción efectiva de una planta hidráulica, en un período dado, que en función de los caudales mensuales aportados y la capacidad del reservorio, asegure una probabilidad de ocurrencia del 90%.

**ESCENARIO HIDRÓLOGICO.** Son las condiciones esperadas bajo las cuales se desenvuelve la generación hidroeléctrica, y que le permitirá determinar a esta, el programa de generación.

**EXPORTACION.** La exportación de energía y potencia eléctricas comprenderán únicamente los excedentes disponibles luego de satisfecha la demanda nacional.

**FACTOR DE CARGA.** Es la relación entre la demanda promedio de un período establecido con respecto a la demanda máxima del mismo período.

**FACTOR DE PLANTA.** Es la razón de la generación total real a la generación que se hubiera producido si la unidad hubiera operado en forma continua a su máxima capacidad.

**FACTOR DE POTENCIA.** Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente. Parámetro usado para determinar los requerimientos de potencia reactiva en el sistema y consecuentemente el control de voltaje.

**FACTOR DE NODO O FACTOR NODAL.** En un nodo de la red, es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo.

**ISLA ELECTRICA O SUBSISTEMA.** Sección del sistema eléctrico, que debido a su topología, permite su independencia física y eléctrica del mismo y además cuenta con capacidad de generación y autogeneración para brindar el servicio eléctrico a sus usuarios.

**LEVANTAR UNA RESTRICCIÓN.** Es el procedimiento empleado para llevar al sistema de potencia de un estado de emergencia al estado normal de operación.

**MANTENIMIENTO.** Conjunto de acciones y procedimientos encaminados a revisar y/o reparar un determinado equipo para mantenerlo disponible y operando normalmente.

**MANTENIMIENTO CORRECTIVO.** Es el mantenimiento que se da en un equipo para solucionar daños o fallas.

**MANTENIMIENTO EMERGENTE.** Es el mantenimiento que se da en un equipo cuando durante su operación se ha producido una falla y se necesita que siga operando.

**MANTENIMIENTO MAYOR U OVERHAUL.** Es el mantenimiento global que se realiza sobre un equipo del sistema, procurando que luego de lo cual, opere como si se tratara de un nuevo equipo.

**MANTENIMIENTO PREVENTIVO.** Es un mantenimiento periódico que se realiza sobre los equipos para evitar la ocurrencia de posibles fallas.

**MANTENIMIENTO PROGRAMADO.** Es el mantenimiento de equipos que es reportado por las Empresas al CENACE para ser considerado en la coordinación integrada de mantenimientos.

**MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).** Es el mercado integrado por generadores, distribuidores y grandes consumidores, donde se realizan transacciones de grandes bloques de energía eléctrica. Así mismo incluye la exportación e importación de energía y potencia eléctricas.

**MERCADO A PLAZO.** Conjunto de transacciones pactadas en contratos a plazo, entre agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

**MERCADO OCASIONAL.** Es el mercado de transacciones de energía a corto plazo, no incorporadas en contratos a plazo de suministro de electricidad

#### **4.4.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS AGENTES DEL MEM. [3] [7] [17]**

##### **a. Generación**

- Sistema de adquisición de la información hidrológica y climatológica, para el caso de centrales hidráulicas.
- Operar y maniobrar sus instalaciones dentro de los límites operativos de las unidades (curva P-Q).
- Determinar y optimizar los costos de operación y mantenimiento.
- Contar con equipos y procedimientos definidos, encaminados a medir y monitorear la eficiencia térmica y los rendimientos energéticos.
- Programar el mantenimiento de sus instalaciones, procurando alcanzar la mayor disponibilidad (recursos económicos, financieros y repuestos).
- Coordinación de protecciones.
- Medir y controlar el impacto ambiental causado en la zona donde se encuentran sus instalaciones, por medio de equipos destinados a este fin.
- Operar y mantener los equipos de medición comercial.
- Controlar y monitorear los índices de calidad, seguridad y confiabilidad de sus instalaciones.
- Fijar políticas para la comercialización de su producción.



**b. Transmisión**

- Plan de expansión.
- Operar y maniobrar sus instalaciones dentro de límites operativos.
- Determinar y optimizar los costos de operación y mantenimiento.
- Controlar y monitorear los índices de calidad, seguridad y confiabilidad de sus instalaciones.
- Programar el mantenimiento de sus instalaciones, procurando alcanzar la mayor disponibilidad (recursos económicos, financieros y repuestos).
- Coordinación de protecciones.
- Medir y controlar el impacto ambiental causado en la zona donde se encuentran sus instalaciones, por medio de equipos destinados a este fin.
- Operar y mantener los equipos de medición comercial.

**c. Distribución**

- Determinar las curvas de demanda para corto, mediano y largo plazo.
- Operar y maniobrar sus instalaciones dentro de límites operativos.
- Determinar y optimizar los costos de operación y mantenimiento.
- Controlar y monitorear los índices de calidad, seguridad y confiabilidad de sus instalaciones.
- Programar el mantenimiento de sus instalaciones, procurando alcanzar la mayor disponibilidad (recursos económicos, financieros y repuestos).
- Coordinación de protecciones.
- Medir y controlar el impacto ambiental causado en la zona donde se encuentran sus instalaciones, por medio de equipos destinados a este fin.
- Operar y mantener los equipos de medición comercial.
- Fijar políticas para la comercialización de la energía

#### **d. Gran consumidor**

- Registro de curvas de demanda.
- Operar y maniobrar sus instalaciones dentro de límites operativos.
- Programar el mantenimiento de sus instalaciones, procurando en lo posible, no incidir en el suministro a terceros.
- Coordinación de protecciones.
- Medir y controlar el impacto ambiental causado en la zona donde se encuentran sus instalaciones, por medio de equipos destinados a este fin.
- Operar y mantener los equipos de medición comercial.
- Fijar políticas para la comercialización de la energía.

## **e. Exportación e Importación de Potencia y Energía**

### **e.1 Exportación**

- Definir punto de interconexión.
- Operar y maniobrar sus instalaciones dentro de los límites operativos.
- Determinar y optimizar los costos de operación y mantenimiento.
- Programar el mantenimiento de sus instalaciones, procurando alcanzar la mayor disponibilidad (recursos económicos, financieros y repuestos).
- Coordinación de protecciones.
- Medir y controlar el impacto ambiental causado en la zona donde se encuentran sus instalaciones, por medio de equipos destinados a este fin.
- Operar y mantener los equipos de medición comercial.
- Controlar y monitorear los índices de calidad, seguridad y confiabilidad de sus instalaciones.
- Fijar políticas para la comercialización de su producción.

## **e.2 Importación**

- Definir punto de interconexión.
- Determinar las curvas de demanda para corto, mediano y largo plazo.
- Operar y maniobrar sus instalaciones dentro de límites operativos.
- Determinar y optimizar los costos de operación y mantenimiento.
- Controlar y monitorear los índices de calidad, seguridad y confiabilidad de sus instalaciones.
- Programar el mantenimiento de sus instalaciones, procurando alcanzar la mayor disponibilidad (recursos económicos, financieros y repuestos).
- Coordinación de protecciones.
- Medir y controlar el impacto ambiental causado en la zona donde se encuentran sus instalaciones, por medio de equipos destinados a este fin.
- Operar y mantener los equipos de medición comercial.

#### **4.4.4 FLUJOS DE POTENCIA**

El flujo de potencia es la denominación que se da al la solución de estado estable de un sistema de potencia bajo condiciones preestablecidas de generación, carga y topología de la red. La información que se obtiene de un estudio de cargas, es normalmente, el módulo y el ángulo de fase de los voltajes de cada barra, el flujo de potencia activa y de potencia reactiva por los elementos del sistema y las pérdidas. Se utiliza en la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos de potencia; así como también, en la operación y en el control de tiempo real de los mismos [10].

La realización del estudio de flujo de potencia y el análisis de los resultados obtenidos, permitirá conocer el estado actual del sistema eléctrico, las condiciones normales de operación, el porcentaje de la capacidad de utilización de las líneas de subtransmisión y de los transformadores de potencia. Se podrá también determinar los requerimientos de nuevas instalaciones y la posible ubicación de compensación reactiva ó si es necesario, reguladores de voltaje.

Posteriormente al estudio de flujos de potencia, se realiza la planificación de entrada de los grupos electrógenos para el despacho económico. Para de esta forma encontrar el punto óptimo de operación del Sistema Eléctrico Sucumbíos S.A.

##### **4.4.4.1 PRESENTACION DE LOS RESULTADOS**

En el diagrama correspondiente indicado en el anexo 4.4.1, se indica gráficamente el flujo de potencia activa y reactiva, los voltajes en cada una de las barras, la generación y la carga; así como también, el resumen del total de la generación, del total de la carga y las pérdidas.

De lo cual se determinó:

Anexo 4.4.2, se indica en si el despacho económico, detallándose principalmente el costo de US\$/hora para cada barra del sistema eléctrico, además de la restricciones (límites) de generación para cada generador, y el valor de generación al cual se obtuvo el despacho óptimo; de ahí se determina los factores de nodo para cada barra, que a continuación se muestra en el cuadro 4.4.4-1.

| Número | Nombre   | IC    | FACTOR DE NODO |
|--------|----------|-------|----------------|
| 8      |          | 10.03 | 0.9002991      |
| 30     |          | 10.02 | 0.9001996      |
| 20     |          | 10.03 | 0.9002991      |
| 27     |          | 10.05 | 0.9004975      |
| 28     |          | 10.05 | 0.9004975      |
| 29     |          | 10.01 | 0.9000999      |
| 18     | BARRA OS | 10.10 | 0.9009901      |
| 1      | LUM44    | 10.01 | 0.9000999      |

Cuadro 4.4.4-1. factores de nodo para las diferentes barras del sistema.

Anexo 4.4.3, se indica el valor de generación en MW y en MVAR.

Anexo 4.4.4, se indica el valor de voltaje en cada barra tanto en p.u. como en kV, además de los ángulos, carga en MW y en MVAR y generación en MW y en MVAR.

Anexo 4.4.5, se indica las impedancias del sistema, mostrados en la Y de barra.

Anexo 4.4.6, se indica la carga en MW, MVAR, MVA para cada una de las barras del sistema.

Anexo 4.4.7, se indica un resumen de la carga, de la generación y de las pérdidas en MW, MVAR, MVA para cada una de las barras del sistema.

Anexo 4.4.8 – 4.4.9, indican los datos de voltaje en p.u. y kV y los límites para cada una de las barras realizados por medio de un monitoreo total de sistema.

Anexo 4.4.10, indica los valores de resistencia y de reactancia para todo el sistema y el límite en MVA para cada una de las líneas de transmisión del sistema.

Anexo 4.4.11, indica los valores de regulación, error de regulación y mínima regulación, taps y tamaño del tap para cada transformador del sistema.

Anexo 4.4.12, indica los valores de desviaciones que hayan ocurrido en cada una de las barras del sistema.



#### **4.4.4.2 ANALISIS DE RESULTADOS**

El estudio de los flujos de potencia, para el caso de demanda máxima, que es el caso que se analizará. La barra oscilante tiene un voltaje base de 4.16 kVBASE, se ubica en la Central Jivino, debida a que se encuentra en el centro del sistema; y además, tiene una potencia instalada de 12.5 MVA, mayor que las otras centrales. De otra parte, la Central Jivino proporciona la potencia requerida por medio del sistema de subtransmisión, además cabe recordar que en la subestación Jivino posee un transformador elevador de voltaje de 13.8 kV a 69 kV que conecta la subestación Jivino con las subestaciones Lago agrio, Shushufindi y Coca a través de subtransmisión a 69 kV.

Como ya se expuso anteriormente, los datos de generación y carga, se los obtiene de los registros de medición y subestaciones. De los datos que no obtuvieron en forma escrita, se hace una estimación, la misma que es proporcionada por funcionarios encargados de la generación y de la Operación y Mantenimiento de la Empresa Eléctrica Sucumbíos S.A.; en este grupo de información se hallan los valores de carga en las barras ficticias de Santa Cecilia, Jambelí, Sevilla y Cascales.

Los transformadores de potencia del sistema se encuentran funcionando en el tap 1.00; excepto el transformador de la subestación Shushufindi que el tap normal equivalente es 0.9616, debido a que el voltaje en el lado de baja, no corresponde al voltaje base de 13.8 kVBASE.

Como resultado de los flujos de potencia se indica a continuación el orden de entrada por central y por grupo electrógeno:

| CENTRAL  | MW/UNI | MW/TOT | US\$/Hr |
|----------|--------|--------|---------|
| LUMBAQUI | 0.03   | 0.03   | 103     |
| JIVINO   | 4.91   | 4.94   | 149.31  |
| PAYAMINO | 3.1    | 8.04   | 331.04  |
| LAGUNA   | 6.5    | 14.54  | 365.14  |

El cuadro 4.4.2.1, indica el orden de mérito de las centrales del Sistema Eléctrico Sucumbíos S.A..

| GENERADOR       | MW/UNI | MW/TOT | US\$/Hr |
|-----------------|--------|--------|---------|
| J1              | 1.64   | 1.64   | 49.77   |
| J2              | 1.64   | 3.28   | 49.77   |
| J3              | 1.64   | 4.92   | 49.77   |
| 29 – CAT-CP     | 0.5    | 5.42   | 105.00  |
| 30 – G2 1500-CP | 0.9    | 6.32   | 109.01  |
| 8 – GM#1-CL     | 1.5    | 7.82   | 115.02  |
| 20 – G2 2500-CP | 1.7    | 9.52   | 117.03  |
| 27 – GM#2-CL    | 2.5    | 12.02  | 125.06  |
| 28 – GM#4-CL    | 2.5    | 14.52  | 125.06  |

El cuadro 4.4.2.2, indica el orden de mérito de los grupos electrógenos del Sistema Eléctrico Sucumbíos S.A..

## CAPITULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### CONCLUSIONES

Una vez concluido el análisis del Sistema Eléctrico Sucumbíos, se puede concluir lo siguiente:

- El parque generador de la Empresa Eléctrica Sucumbíos, data de 1972 a 1993, del cual se encuentran fuera de servicio 4 grupos electrógenos. Las líneas de subtransmisión se encuentran al límite de su capacidad.
- La Demanda del año 2001 al 2002 creció en 6.95% y se proyecta que para el 2002 al 2003 crecerá en un 7.13%; indicando claramente que se incrementará para los próximos años.
- El número de abonados del año 2001 al 2002 creció en 8.06% y se proyecta que para el 2002 al 2003 crecerá en un 7.99%; dando a notar que al transcurrir el tiempo más cantidad de gente tendrá servicio.
- El consumo del año 2001 al 2002 creció en 10.13%, se proyecta que para el 2002 al 2003 crecerá en un 10.08%, según las proyecciones.
- A partir de la instalación del primer grupo electrógeno del Sistema Eléctrico Sucumbíos, que tenía una capacidad de 660 kW, se ha incrementado en 35.265 veces, hasta llegar a la capacidad actual de 23275 kW instalados.

- La eficiencia de todo el parque generador del Sistema Eléctrico Sucumbíos, es de 66.165%, que se considera normal.
- Los factores económicos, técnicos y geográficos influyeron en el Sistema Eléctrico Sucumbíos para que se haya implementado un parque generador termoeléctrico del 84.615% y generación hidráulica en 15.385%.
- La diferencia entre el mayor costo variable de producción de un generador térmico del Sistema Eléctrico Sucumbíos, con el costo variable de producción de un generador hidráulico; es de 103.523 veces.
- La Central Hidroeléctrica Lumbaqui debido a su pequeña capacidad, únicamente abastece la demanda de la barra en la que se encuentra ubicada la central, motivo por el cual no se la considera como una central de base.
- El hecho de que la Central Lumbaqui se encuentre operando es de mucha importancia para el sistema, ya que aporta con la inyección de reactivos en un valor de 0.19 MVAR, que influyen en la línea donde se encuentran las barras de Cáscales, Sevilla, Jambelí, y logra el mejoramiento del nivel de voltaje de las barras en mención.
- Se determinó que las pérdidas activas están en el orden del 2.36 % y las pérdidas de potencia reactiva en el orden del 18.19 %, además las líneas de subtransmisión no se encuentran sobrecargadas.
- El Despacho Económico determina que la central más económica es la Central Hidráulica Lumbaqui.

- Las centrales se despacharán de la siguiente manera:

| ORDEN DE MÉRITO | CENTRALES TERMICAS | COSTO [US\$/Hr] |
|-----------------|--------------------|-----------------|
| 1               | JIVINO             | 149.31          |
| 2               | PAYAMINO           | 331.04          |
| 3               | CELSO CASTELLANOS  | 365.14          |

;correspondiente al anexo 4.4.2., de Flujos de Potencia, Despacho Económico.

De donde se establece que la Central Jivino, sea la Central de Base para realizar el Despacho Económico.

- 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 son de tercer grado. El efecto de las pérdidas es elevado.
- El costo de producción de las centrales térmicas para la condición de Despacho Optimo, considerando las pérdidas, es 733.11 US\$/MW-Hr, en la barra de mercado.
- Al realizar el Despacho Económico, se determina el valor del agua para la Central Hidráulica Lumbaqui en un costo de 105 US\$/Hr.
- Con el estudio de flujos de potencia en el Sistema idealizado, se pudo determinar que el Sistema Eléctrico Sucumbíos estructuró un mercado eléctrico que brinda calidad, seguridad y confiabilidad, bajo las restricciones del sistema.

- ☒ Por ser un sistema aislado y ser la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos, el Agente, Distribuidor y Transmisor de la energía, no se aplican los procedimientos de Despacho del Mercado Eléctrico Mayorista; con lo cual se solucionarían los problemas de generación para cubrir la demanda.

## **RECOMENDACIONES**

- ✓ En el Sistema Eléctrico Sucumbíos, se hace necesario la construcción de la línea de 69 kV entre la Central Celso Castellanos y la subestación Lago Agrio, que permitirá mejorar el voltaje del sistema, además, se contará con nuevos primarios de distribución para satisfacer la creciente demanda en la ciudad de Nueva Loja.
- ✓ El Sistema Eléctrico Sucumbíos, se debe interconectar con el Sistema Nacional Interconectado, para de esta forma cubrir los déficit de energía existentes; interconexión que en la actualidad ya se encuentra en desarrollo.
- ✓ Se debe realizar un programa de mantenimiento preventivo, correctivo, mayor de forma mensual, semestral y anual de sus instalaciones tanto en generación, distribución y transmisión; procurando alcanzar la mayor disponibilidad de recursos económicos, financieros y repuestos, con la finalidad de mejorar la eficiencia en generación, operación en transmisión y distribución.
- ✓ Se debe realizar, mediciones y programas de control de impacto ambiental causado en la zona donde se encuentra las instalaciones de las Centrales, Líneas y Redes de Distribución; por medio de equipos destinados para este fin; para de esta forma dar cumplimiento a las disposiciones legales de Medio Ambiente y contrarrestar el daño que causan el parque termoeléctrico e hidráulico ubicado en la zona. Se debe

construir una canalización adecuada para reciclar el lubricante que sale de circulación, esto conlleva a tratar de una manera más técnica el manejo de los desechos de los grupos generadores.

- ✓ Establecer una campaña de: concientización de la gente sobre el consumo eléctrico, mejoramiento de instalaciones eléctricas, robo de energía; para disminuir la demanda, y por consiguiente la generación que resulta muy costoso en el Sistema Eléctrico Sucumbíos.
- ✓ Estructurar una tarifa con costos reales, de tal forma que los mismos puedan financiar ampliaciones , operación y mantenimiento del Sistema Eléctrico Sucumbíos.
- ✓ Se debe analizar la posibilidad de construir una Central Hidráulica, aprovechando la hidrografía de la zona; para lo cual se tiene conocimiento de un estudio realizado por el INECEL en el Río DUE; para aumentar el parque generador y solucionar el problema de generación que atraviesa el Sistema Eléctrico Sucumbíos. Además se tendría una generación hidráulica, de base para el Despacho Económico.
- ✓ Se debe proceder a aplicar el presente estudio sobre Despacho Económico, con la finalidad de mejorar la operación y que el sistema tenga el equilibrio adecuado entre generación y carga.
- ✓ Tener una correcta coordinación entre el Departamento Técnico y el Departamento Comercial (Unidad de Pérdidas de Energía); para la evaluación de las pérdidas de energía.

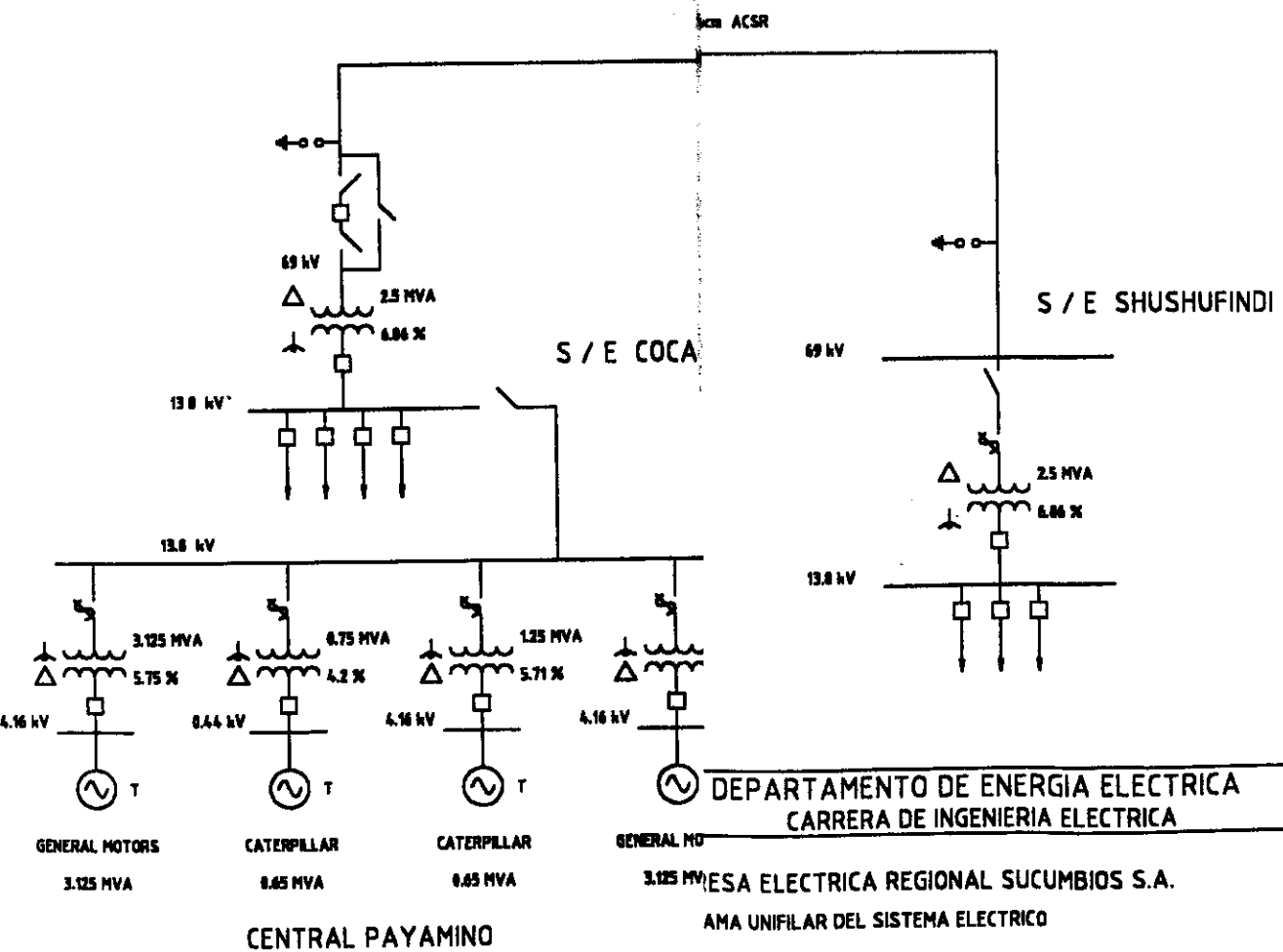
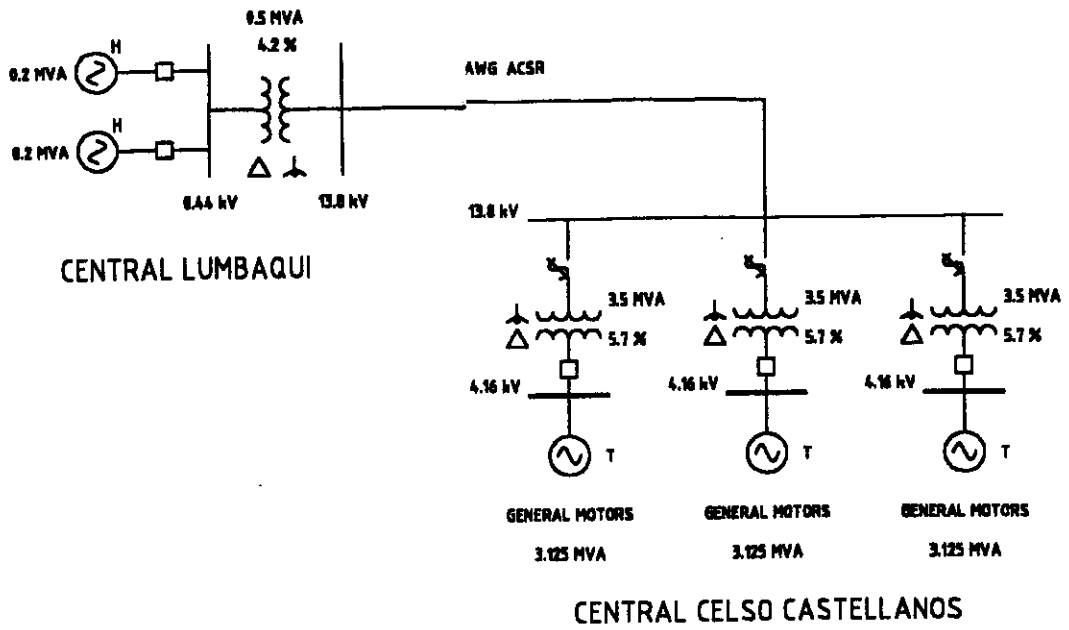
# ANEXOS



# **CAPITULO I**







## ANEXO 1.d

## ESTADO ACTUAL DE LAS UNIDADES DE GENERACION

| Nombre Central | Nombre Unidad | Marca Turb.<br>Motor | Motor/Turbina |           | Horas Servicio<br>Actual | Horas Debería Realizarse Overhaul | Horas Realizó Ultimo Overh. | Horas Desde Ultimo Overh. | Año Próxim.<br>Overh. | OBSERVACIONES  |
|----------------|---------------|----------------------|---------------|-----------|--------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|---------------------------|-----------------------|--|
|                |               |                      | Año           |           |                          |                                   |                             |                           |                       |  |
|                |               |                      | Fabricado     | Instalado |                          |                                   |                             |                           |                       |  |
| Jivino         | ALCO 1        | ALCO                 | 1969          | 1990      | 51695                    | 38000                             | 47300                       | 4395                      | 2003                  | En servicio pero presenta problemas sistema de inyección. En trámite compra de toberas. Solo genera con 1.400 kW.      |
| Jivino         | ALCO 2        | ALCO                 | 1972          | 1990      | 70654                    | 56000                             | 40000                       | 30654                     | Retrasado             | Overhaul reprogramado año 2.001. Tiene retraso de 14.654 horas. Salió servicio el 22 - mayo por rotura cilindro 4R.    |
| Jivino         | ALCO 3        | ALCO                 | 1972          | 1992      | 55858                    | 48000                             | 32000                       | 23858                     | Retrasado             | Overhaul reprogramado año 2.001. Tiene retraso de 7.858 horas. Opera 20 horas diarias.                                 |
| Jivino         | ALCO 4        | ALCO                 | 1972          | 1993      | 39709                    | 26000                             | 36200                       | 3509                      | 2003                  | Fuera de servicio daños alojo inserto 4L y rotura de conjuntos de fuerza 4L y 4R.                                      |
| Castellanos    | GM 1          | Gen. Mot.            | 1979          | 1989      | 45321                    | 52000                             | 44662                       | 659                       | 2004                  | Entre 15 y 30 de marzo, se realizó overhaul urgente. Entre 5 y 20 de abril se cambio turbocargador.                    |
| Castellanos    | GM 2          | Gen. Mot.            | Reconstruido  | 1998      | 6995                     | 16000                             | -                           | 0                         | 2002                  | Se reparó excitatriz y placa. Por daños en ellos, se montaron otros nuevos, y también nuevo rulimán.                   |
| Castellanos    | GM 4          | Gen. Mot.            | 1978          | 1999      | 12724                    | 16000                             | -                           | 0                         | 2001                  | Salió de servicio 22 de abril por rotura turbo. Ya requiere urgente overhaul por excesocompresión.                     |
| Payamino       | GM 1          | Gen. Mot.            | 1974          | 1990      | 30940                    | 40000                             | 25860                       | 5080                      | 2005                  | Fuera de servicio desde 22-11-01, por daño del generador y transformador Adquirio otro generador. Falta transformador. |
| Payamino       | GM 2          | Gen. Mot.            | 1978          | 1997      | 20852                    | 16000                             | -                           | 4852                      | 2001                  | Requiere opverhaul año 2.001. Opera las 20 horas diarias.  |
| Payamino       | CATER. 1      | Caterpillar          | 1993          | 1993      | 28954                    | 22000                             | -                           | 6954                      | Retrasado             | Retrasado overhaul.  |
| Payamino       | CATER. 2      | Caterpillar          | 1993          | 1993      | 32094                    | 22000                             | -                           | 10094                     | Retrasado             | Retrasado overhaul.  |
| Lumbaqui       | TURB. 1       | Pelton               | 1986          | 1989      |                          |                                   |                             |                           | Programado            | Programa mantenimiento del generador para el 2.001.  |
| Lumbaqui       | TURB. 2       | Pelton               | 1986          | 1989      |                          |                                   |                             |                           | 0                     | Entre marzo-junio de 1.999, se realizó mantenimiento del generador.  |

ANEXO 1.e

PROYECCIONES: ABONADOS, POTENCIA DE DEMANDA Y ENERGIA

| AÑO  | HABIT.  | P. SERV.<br>(%) | ABONADOS |        |        |       |        | CONSUMO (MWh) |        |        |          |        |         | PERDIDAS<br>(%) | ENERGIA<br>(MWh) | FC. CARGA<br>(%) | D.. MAX.<br>(MW) |
|------|---------|-----------------|----------|--------|--------|-------|--------|---------------|--------|--------|----------|--------|---------|-----------------|------------------|------------------|------------------|
|      |         |                 | Resid.   | Comer. | Indus. | Otros | TOTAL  | Resid.        | Comer. | Indus. | Al. Pub. | Otros  | TOTAL   |                 |                  |                  |                  |
| 1994 | 148,414 | 29.29           | 7,244    | 2,233  | 200    | 122   | 9,799  | 8,891         | 6,299  | 2,097  | 2,638    | 808    | 20,733  | 25.89           | 27,979           | 38.95            | 8.20             |
| 1995 | 155,157 | 31.00           | 8,016    | 2,503  | 247    | 154   | 10,920 | 10,324        | 7,596  | 1,973  | 3,190    | 891    | 23,974  | 33.26           | 35,643           | 41.73            | 9.75             |
| 1996 | 161,876 | 34.27           | 9,247    | 2,826  | 272    | 205   | 12,550 | 13,274        | 9,003  | 2,608  | 2,782    | 926    | 28,593  | 35.86           | 44,579           | 42.93            | 11.86            |
| 1997 | 168,816 | 38.14           | 10,718   | 2,997  | 299    | 257   | 14,271 | 16,311        | 10,001 | 3,532  | 3,332    | 1,576  | 34,752  | 30.01           | 49,650           | 45.16            | 12.55            |
| 1998 | 175,367 | 40.70           | 11,897   | 3,173  | 307    | 358   | 15,735 | 18,625        | 12,886 | 3,946  | 3,859    | 3,430  | 42,746  | 26.47           | 58,134           | 47.71            | 13.91            |
| 1999 | 191,600 | 42.06           | 13,432   | 3,425  | 333    | 463   | 17,653 | 15,505        | 11,310 | 4,006  | 3,494    | 4,033  | 38,348  | 32.66           | 56,948           | 47.11            | 13.80            |
| 2000 | 198,491 | 44.26           | 14,641   | 3,641  | 350    | 558   | 19,190 | 14,262        | 11,306 | 4,495  | 3,776    | 5,557  | 39,396  | 35.39           | 60,979           | 45.26            | 15.38            |
| 2001 | 205,349 | 46.31           | 15,849   | 4,016  | 355    | 636   | 20,856 | 15,915        | 12,854 | 4,945  | 4,014    | 6,113  | 43,841  | 33.67           | 66,099           | 45.47            | 16.80            |
| 2002 | 212,207 | 48.48           | 17,147   | 4,427  | 364    | 747   | 22,685 | 17,750        | 14,604 | 5,439  | 4,263    | 6,725  | 48,781  | 31.78           | 71,506           | 47.77            | 17.84            |
| 2003 | 219,065 | 50.76           | 18,532   | 4,876  | 372    | 876   | 24,656 | 19,776        | 16,576 | 5,983  | 4,523    | 7,397  | 54,255  | 29.99           | 77,499           | 46.07            | 19.21            |
| 2004 | 225,923 | 53.14           | 20,010   | 5,364  | 389    | 1,027 | 26,790 | 22,012        | 18,796 | 6,582  | 4,794    | 8,137  | 60,321  | 28.31           | 84,133           | 46.34            | 20.73            |
| 2005 | 232,781 | 55.65           | 21,590   | 5,897  | 397    | 1,205 | 29,089 | 24,482        | 21,297 | 7,240  | 5,076    | 8,950  | 67,045  | 26.71           | 91,483           | 46.61            | 22.41            |
| 2006 | 239,639 | 58.27           | 23,274   | 6,478  | 406    | 1,413 | 31,571 | 27,206        | 24,110 | 7,964  | 5,370    | 9,845  | 74,495  | 25.21           | 99,607           | 46.88            | 24.25            |
| 2007 | 246,497 | 61.01           | 25,064   | 7,108  | 415    | 1,657 | 34,244 | 30,202        | 27,267 | 8,760  | 5,677    | 10,830 | 82,736  | 23.79           | 108,568          | 47.16            | 26.28            |
| 2008 | 253,355 | 63.87           | 26,971   | 7,793  | 424    | 1,943 | 37,131 | 33,503        | 30,814 | 9,636  | 5,997    | 11,913 | 91,863  | 22.45           | 118,463          | 47.44            | 28.51            |
| 2009 | 260,213 | 66.87           | 29,001   | 8,539  | 434    | 2,279 | 40,253 | 37,136        | 34,796 | 10,600 | 6,330    | 13,104 | 101,966 | 21.19           | 128,386          | 47.72            | 30.95            |
| 2010 | 267,071 | 70.01           | 31,163   | 9,349  | 443    | 2,673 | 43,628 | 41,136        | 39,266 | 11,660 | 6,677    | 14,415 | 113,154 | 20.00           | 141,441          | 48.00            | 33.64            |

Nota: Las pérdidas incluyen el autoconsumo en el orden del 5%.

## **CAPITULO II**

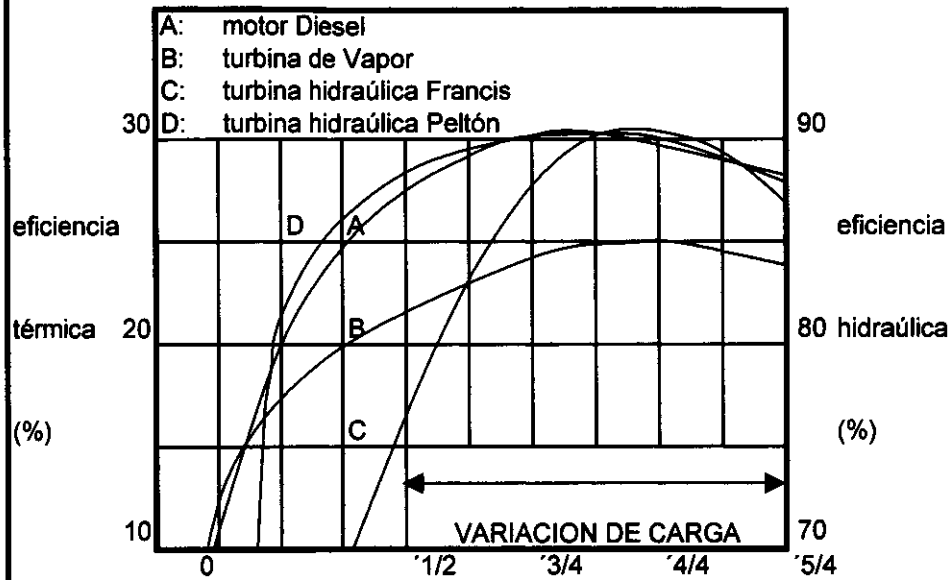


Fig. 2.a.1

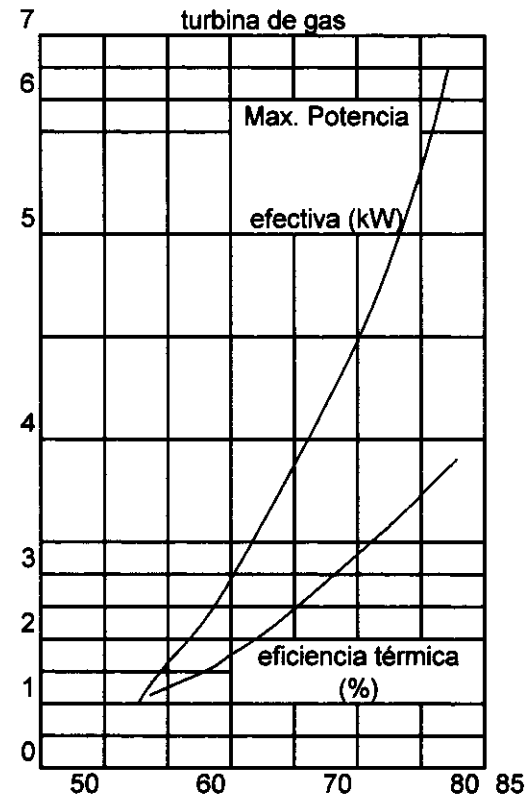


Fig. 2.a.2

|                                  |   |
|----------------------------------|---|
| PROY.: LUIS IVAN OROZCO BASTIDAS | DEPARTAMENTO DE ENERGIA ELECTRICA                 |
| DIBUJO: LUIS I. OROZCO B.        | CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA                   |
| FECHA: 02/10/01                  | Eficiencia de los diferentes tipos de generadores |
|                                  | ANEXO 2.a   |



## ANEXO 2.b

## PARAMETROS DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION

| LINEA DE SUBTRANSMISION |                    | NUMERO<br>CIRCUITOS | VOLTAJE<br>( kV ) | LONGITUD<br>( km ) | LIM. TERMICO<br>( MVA ) | CONDUCTOR<br>FASES | R1 = R2          |              | R0               |              | X1 = X2          |              | X0               |              |
|-------------------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|-------------------------|--------------------|------------------|--------------|------------------|--------------|------------------|--------------|------------------|--------------|
| DE                      | A                  |                     |                   |                    |                         |                    | ( $\Omega$ /km ) | ( $\Omega$ ) | ( $\Omega$ /km ) | ( $\Omega$ ) | ( $\Omega$ /km ) | ( $\Omega$ ) | ( $\Omega$ /km ) | ( $\Omega$ ) |
| S/E JIVINO              | S/E LAGO AGRIO     | 1                   | 69                | 31                 | 51.67                   | 266,8 mcm<br>ACSR  | 0.239            | 7.409        | 0.506            | 15.686       | 0.479            | 14.849       | 1.650            | 51.150       |
| S/E JIVINO              | S/E SHUSHUFINDI    | 1                   | 69                | 20                 | 51.67                   | 266,8 mcm<br>ACSR  | 0.239            | 4.780        | 0.506            | 10.120       | 0.479            | 9.580        | 1.650            | 33.000       |
| S/E JIVINO              | S/E COCA           | 1                   | 69                | 42                 | 51.67                   | 266,8 mcm<br>ACSR  | 0.239            | 10.038       | 0.527            | 22.134       | 0.454            | 19.068       | 1.693            | 71.106       |
| S/E LAGUNA              | S/E LAGO AGRIO     | 2                   | 13.8              | 5                  | 6.36                    | 2/0 ACSR           | 0.556            | 2.780        | 0.733            | 3.665        | 0.239            | 1.195        | 1.733            | 8.665        |
| S/E LAGO AGRIO          | BARRA STA. CECILIA | 1                   | 13.8              | 12                 | 5.50                    | 1/0 ACSR           | 0.696            | 8.352        | 0.873            | 10.476       | 0.525            | 6.300        | 1.968            | 23.616       |
| BARRA STA. CECILIA      | BARRA JAMBELI      | 1                   | 13.8              | 11                 | 5.50                    | 1/0 ACSR           | 0.696            | 7.656        | 0.873            | 9.603        | 0.525            | 5.775        | 1.968            | 21.648       |
| BARRA JAMBELI           | BARRA SEVILLA      | 1                   | 13.8              | 6                  | 5.50                    | 1/0 ACSR           | 0.696            | 4.176        | 0.873            | 5.238        | 0.525            | 3.150        | 1.968            | 11.808       |
| BARRA SEVILLA           | BARRA CASCALES     | 1                   | 13.8              | 10                 | 5.50                    | 1/0 ACSR           | 0.696            | 6.960        | 0.873            | 8.730        | 0.525            | 5.250        | 1.968            | 19.680       |
| BARRA CASCALES          | S/E LUMBAQUI       | 1                   | 13.8              | 15                 | 5.50                    | 1/0 ACSR           | 0.696            | 10.440       | 0.873            | 13.095       | 0.525            | 7.875        | 1.968            | 29.520       |

## ANEXO 2.c

## PARAMETROS DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION

| LINEA DE SUBTRANSMISION |                    | NUMERO    | SBASE   | VBASE  | ZBASE        | R1 = R2  | R0       | X1 = X2  | X0       |
|-------------------------|--------------------|-----------|---------|--------|--------------|----------|----------|----------|----------|
| DE                      | A                  | CIRCUITOS | ( MVA ) | ( kV ) | ( $\Omega$ ) | ( p.u. ) | ( p.u. ) | ( p.u. ) | ( p.u. ) |
| S/E JIVINO              | S/E LAGO AGRIO     | 1         | 10      | 69     | 476.10       | 0.01556  | 0.03295  | 0.03119  | 0.10744  |
| S/E JIVINO              | S/E SHUSHUFINDI    | 1         | 10      | 69     | 476.10       | 0.01004  | 0.02126  | 0.02012  | 0.06931  |
| S/E JIVINO              | S/E COCA           | 1         | 10      | 69     | 476.10       | 0.02108  | 0.04649  | 0.04005  | 0.14935  |
| S/E LAGUNA              | S/E LAGO AGRIO     | 2         | 10      | 13.8   | 19.04        | 0.14598  | 0.19245  | 0.06275  | 0.45500  |
| S/E LAGO AGRIO          | BARRA STA. CECILIA | 1         | 10      | 13.8   | 19.04        | 0.43856  | 0.55009  | 0.33081  | 1.24008  |
| BARRA STA. CECILIA      | BARRA JAMBELI      | 1         | 10      | 13.8   | 19.04        | 0.40202  | 0.50425  | 0.30325  | 1.13674  |
| BARRA JAMBELI           | BARRA SEVILLA      | 1         | 10      | 13.8   | 19.04        | 0.21928  | 0.27505  | 0.16541  | 0.62004  |
| BARRA SEVILLA           | BARRA CASCALES     | 1         | 10      | 13.8   | 19.04        | 0.36547  | 0.45841  | 0.27568  | 1.03340  |
| BARRA CASCALES          | S/E LUMBAQUI       | 1         | 10      | 13.8   | 19.04        | 0.54820  | 0.68762  | 0.41352  | 1.55009  |

## ANEXO 2.d

## PARAMETROS DE LOS EQUIPOS DE TRANSFORMACION

| NOMBRE<br>DE LA<br>SUBESTACION | TIPO<br>T : TRAF0<br>A : AUTO | MARCA    | NUMERO<br>DE<br>DEVANADOS | NUMERO<br>DE<br>FASES | POTENCIA<br>( MVA ) |      | TIPO<br>DE<br>CONEXION | REGULACION<br><br>RTD | VOLTAJE<br>( kV ) |            | REACTANCIA<br><br>X1<br><br>P - S |
|--------------------------------|-------------------------------|----------|---------------------------|-----------------------|---------------------|------|------------------------|-----------------------|-------------------|------------|-----------------------------------|
|                                |                               |          |                           |                       | OA                  | FA   |                        |                       | PRIMARIO          | SECUNDARIO |                                   |
|                                |                               |          |                           |                       | <b>PATIO 69 kV</b>  |      |                        |                       |                   |            |                                   |
| JIVINO                         | T                             | CENEMESA | 2                         | 3                     | 12.0                | 16.0 | Dyn1                   | ± 2 x 2.5%            | 13.8              | 69.00      | 7.75%                             |
| LAGO AGRIO                     | T                             | CENEMESA | 2                         | 3                     | 5.0                 | 6.25 | Dyn1                   | ± 2 x 2.5%            | 69.0              | 13.80      | 7.75%                             |
| COCA                           | T                             | CENEMESA | 2                         | 3                     | 5.0                 | 6.25 | Dyn1                   | ± 2 x 2.5%            | 69.0              | 13.80      | 7.75%                             |
| SHUSHUFINDI                    | T                             | ALSTHON  | 2                         | 3                     | 2.5                 |      | Dyn11                  | ± 2 x 2.5%            | 69.0              | 14.35      | 6.86%                             |
| <b>PATIO 13.8 kV</b>           |                               |          |                           |                       |                     |      |                        |                       |                   |            |                                   |
| JIVINO ( 4 unid. )             | T                             |          | 2                         | 3                     | 3.125               |      |                        | ± 2 x 2.5%            | 4.16              | 13.8       | 5.70%                             |
| LAGUNA ( 3 unid. )             | T                             |          | 2                         | 3                     | 3.5                 |      |                        | ± 2 x 2.5%            | 4.16              | 13.8       | 5.70%                             |
| COCA                           | T                             |          | 2                         | 3                     | 3.125               |      |                        | ± 2 x 2.5%            | 4.16              | 13.8       | 5.75%                             |
| COCA                           | T                             |          | 2                         | 3                     | 2.0                 |      |                        | ± 2 x 2.5%            | 4.16              | 13.8       | 5.20%                             |
| COCA                           | T                             |          | 2                         | 3                     | 1.25                |      |                        | ± 2 x 2.5%            | 4.16              | 13.8       | 5.71%                             |
| COCA                           | T                             |          | 2                         | 3                     | 0.75                |      |                        | ± 2 x 2.5%            | 0.44              | 13.8       | 4.20%                             |
| LUMBAQUI                       | T                             |          | 2                         | 3                     | 0.5                 |      |                        | ± 2 x 2.5%            | 0.44              | 13.8       | 4.20%                             |

## ANEXO 2.e

## PARAMETROS DE LOS EQUIPOS DE TRANSFORMACION

| NOMBRE<br>DE LA<br>SUBESTACION | TIPO<br>T : TRAF0<br>A : AUTO | NUMERO<br>DE<br>DEVANADOS | NUMERO<br>DE<br>FASES | POTENCIA<br>( MVA ) |      | REGULACION<br>RTD |        |         | VOLTAJE<br>( kV ) |            | REACTANCIA<br>X1 | REACTANCIA<br>X0 |
|--------------------------------|-------------------------------|---------------------------|-----------------------|---------------------|------|-------------------|--------|---------|-------------------|------------|------------------|------------------|
|                                |                               |                           |                       | OA                  | FA   | MINIMA            | NORMAL | MAXIMA  | PRIMARIO          | SECUNDARIO | p.u.             | p.u.             |
|                                |                               |                           |                       |                     |      |                   |        |         |                   |            |                  |                  |
| <b>PATIO 69 kV</b>             |                               |                           |                       |                     |      |                   |        |         |                   |            |                  |                  |
| JIVINO                         | T                             | 2                         | 3                     | 12.0                | 16.0 | 0.95              | 1.0    | 1.05    | 13.8              | 69.00      | 0.06458          | 0.06458          |
| LAGO AGRIO                     | T                             | 2                         | 3                     | 5.0                 | 6.25 | 0.95              | 1.0    | 1.05    | 69.0              | 13.80      | 0.15500          | 0.15500          |
| COCA                           | T                             | 2                         | 3                     | 5.0                 | 6.25 | 0.95              | 1.0    | 1.05    | 69.0              | 13.80      | 0.15500          | 0.15500          |
| SHUSHUFINDI                    | T                             | 2                         | 3                     | 2.5                 |      | 0.91352           | 0.9616 | 1.00968 | 69.0              | 14.35      | 0.29671          | 0.29671          |
| <b>PATIO 13.8 kV</b>           |                               |                           |                       |                     |      |                   |        |         |                   |            |                  |                  |
| JIVINO ( 4 unid. )             | T                             | 2                         | 3                     | 3.125               |      | 0.95              | 1.0    | 1.05    | 4.16              | 13.8       | 0.18240          | 0.18240          |
| LAGUNA ( 3 unid. )             | T                             | 2                         | 3                     | 3.5                 |      | 0.95              | 1.0    | 1.05    | 4.16              | 13.8       | 0.16286          | 0.16286          |
| COCA                           | T                             | 2                         | 3                     | 3.125               |      | 0.95              | 1.0    | 1.05    | 4.16              | 13.8       | 0.18400          | 0.18400          |
| COCA                           | T                             | 2                         | 3                     | 2.0                 |      | 0.95              | 1.0    | 1.05    | 4.16              | 13.8       | 0.26000          | 0.26000          |
| COCA                           | T                             | 2                         | 3                     | 1.25                |      | 0.95              | 1.0    | 1.05    | 4.16              | 13.8       | 0.45680          | 0.45680          |
| COCA                           | T                             | 2                         | 3                     | 0.75                |      | 0.95              | 1.0    | 1.05    | 0.44              | 13.8       | 0.56000          | 0.56000          |
| LUMBAQUI                       | T                             | 2                         | 3                     | 0.5                 |      | 0.95              | 1.0    | 1.05    | 0.44              | 13.8       | 0.84000          | 0.84000          |

## ANEXO 2.f

## DISPONIBILIDAD DE POTENCIA ACTIVA

| CENTRAL              | UNIDADES          | POTENCIA<br>INSTALADA<br>( kW ) | POTENCIA<br>EFECTIVA<br>( kW ) | OBSERVACIONES    |
|----------------------|-------------------|---------------------------------|--------------------------------|------------------|
| CELSO<br>CASTELLANOS | G. MOTORS No. 1   | 2500                            | 2100                           |                  |
|                      | G. MOTORS No. 2   | 2500                            | 2300                           |                  |
|                      | G. MOTORS No. 4   | 2500                            | 2000                           | Overhaul urgente |
| JIVINO               | ALCO No. 1        | 2500                            | 1400                           |                  |
|                      | ALCO No. 2        | 2500                            | 1800                           | Overhaul urgente |
|                      | ALCO No. 3        | 2500                            | 2000                           |                  |
|                      | ALCO No. 4        | 2500                            | 1200                           | Overhaul urgente |
| PAYAMINO             | G. MOTORS No. 1   | 1575                            | 1000                           | Ovrhaul urgente  |
|                      | G. MOTORS No. 2   | 2500                            | 2000                           |                  |
|                      | CATERPILLAR No. 1 | 650                             | 400                            |                  |
|                      | CATERPILLAR No. 2 | 650                             | 400                            |                  |
| LUMBAQUI             | TURBINA No. 1     | 200                             | 100                            |                  |
|                      | TURBINA No. 2     | 200                             | 100                            |                  |
| <b>TOTAL</b>         |                   | <b>23275</b>                    | <b>16800</b>                   |                  |

## ANEXO 2.9

## PARAMETROS DE LOS GRUPOS DE GENERACION

| CENTRAL               | UNIDADES             | POTENCIA<br>INSTALADA<br>( MVA ) | VOLTAJE<br>NOMINAL<br>( V ) | VELOCIDAD<br>SINC.<br>(RPM) | REACTANCIAS ( p.u. ) |      |      |     |      |
|-----------------------|----------------------|----------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------|------|------|-----|------|
|                       |                      |                                  |                             |                             | Xd                   | X'd  | X''d | Xq  | Xo   |
| CELSON<br>CASTELLANOS | GENERAL MOTORS No. 1 | 3.125                            | 4160                        | 900                         | 1.25                 | 0.3  | 0.2  | 0.7 | 0.18 |
|                       | GENERAL MOTORS No. 2 | 3.125                            | 4160                        | 900                         | 1.25                 | 0.3  | 0.2  | 0.7 | 0.18 |
|                       | GENERAL MOTORS No. 4 | 3.125                            | 4160                        | 900                         | 1.25                 | 0.3  | 0.2  | 0.7 | 0.18 |
| JIVINO                | ALCO No. 1           | 3.125                            | 4160                        | 900                         | 1.25                 | 0.3  | 0.2  | 0.7 | 0.18 |
|                       | ALCO No. 2           | 3.125                            | 4160                        | 900                         | 1.25                 | 0.3  | 0.2  | 0.7 | 0.18 |
|                       | ALCO No. 3           | 3.125                            | 4160                        | 900                         | 1.25                 | 0.3  | 0.2  | 0.7 | 0.18 |
|                       | ALCO No. 4           | 3.125                            | 4160                        | 900                         | 1.25                 | 0.3  | 0.2  | 0.7 | 0.18 |
| PAYAMINO              | GENERAL MOTORS No. 1 | 1.875                            | 4160                        | 900                         | 1.25                 | 0.3  | 0.2  | 0.7 | 0.18 |
|                       | GENERAL MOTORS No. 2 | 3.125                            | 4160                        | 900                         | 1.25                 | 0.3  | 0.2  | 0.7 | 0.18 |
|                       | CATERPILLAR No. 1    | 0.8125                           | 440                         | 1800                        | 1.25                 | 0.27 | 0.18 | 0.7 | 0.16 |
|                       | CATERPILLAR No. 2    | 0.8125                           | 440                         | 1800                        | 1.25                 | 0.27 | 0.18 | 0.7 | 0.16 |
| LUMBAQUI              | TURBINA No. 1        | 0.25                             | 440                         | 900                         |                      |      |      |     |      |
|                       | TURBINA No. 2        | 0.25                             | 440                         | 900                         |                      |      |      |     |      |

ANEXO 2.h

| COMBUSTIBLES [ GALONES/MES ] |                   |           |           |           |           |           |           |            |             |            |            |      |          |  |
|------------------------------|-------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|-------------|------------|------------|------|----------|--|
|                              | C. C. Castellanos |           |           |           | C. Jivino |           |           |            | C. Payamino |            |            |      | Lumbaqui |  |
|                              | G.M. #1           | G.M. #2   | G.M. #4   | Alco #1   | Alco #2   | Alco #3   | Alco #4   | G. 2500 KW | G. 1500 KW  | C#1 650 KW | C#2 650 KW | H. 1 | H.2      |  |
| 1                            | 20,125.00         | 54,275.30 | 59,803.47 | 64,096.70 | 64,844.56 | -         | 53,462.56 | 26,300.00  | 23,290.00   | 14,695.00  | 12,558.00  | -    | -        |  |
| 2                            | 15,456.20         | 65,701.08 | 65,811.33 | 68,146.00 | 59,173.00 | -         | 48,625.00 | -          | 32,745.00   | 15,850.00  | 15,750.00  | -    | -        |  |
| 3                            | 13,433.21         | 69,914.36 | 70,103.44 | 60,400.00 | 58,112.00 | 33,179.00 | 40,937.00 | 24,815.00  | -           | 16,865.00  | 15,985.00  | -    | -        |  |
| 4                            | 13,028.40         | 54,244.56 | 65,167.03 | 2,894.40  | 55,117.60 | 71,087.00 | -         | 68,106.00  | 8,400.00    | 14,320.00  | 12,270.00  | -    | -        |  |
| 5                            | 8,465.21          | 59,697.88 | 60,204.85 | -         | 66,012.00 | 77,600.00 | -         | 70,490.00  | 19,345.00   | 12,166.00  | 8,450.00   | -    | -        |  |
| 6                            | 23,525.40         | 48,245.20 | 45,759.34 | -         | 67,997.00 | 80,373.00 | -         | 75,985.00  | 21,620.00   | 13,840.00  | 11,760.00  | -    | -        |  |

ANEXO 2.i

| COMBUSTIBLES [\$/MES] |           |           |           |           |           |           |           |             |            |            |            |          |      |
|-----------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------------|------------|------------|------------|----------|------|
| C. C. Castellanos     |           |           |           | C. Jivino |           |           |           | C. Payamino |            |            |            | Lumbaqui |      |
| G.M. #1               | G.M. #2   | G.M. #4   |           | Alco #1   | Alco #2   | Alco #3   | Alco #4   | G. 2500 KW  | G. 1500 KW | C#1 650 KW | C#2 650 KW | H. 1     | H. 2 |
| 1                     | 5,635.00  | 15,197.08 | 16,744.97 | 17,947.08 | 18,156.48 | -         | 14,969.52 | 7,364.00    | 6,521.20   | 4,114.60   | 3,516.24   | -        | -    |
| 2                     | 4,327.74  | 18,396.30 | 18,427.17 | 19,080.88 | 16,568.44 | -         | 13,615.00 | -           | 9,168.60   | 4,438.00   | 4,410.00   | -        | -    |
| 3                     | 3,761.30  | 19,576.02 | 19,628.96 | 16,912.00 | 16,271.36 | 9,290.12  | 11,462.36 | 6,948.20    | -          | 4,722.20   | 4,475.80   | -        | -    |
| 4                     | 3,647.95  | 15,188.48 | 18,246.77 | 810.43    | 15,432.93 | 19,904.36 | -         | 19,069.68   | 2,352.00   | 4,009.60   | 3,435.60   | -        | -    |
| 5                     | 2,370.26  | 16,715.41 | 16,857.36 | -         | 18,483.36 | 21,728.00 | -         | 19,737.20   | 5,416.60   | 3,406.48   | 2,366.00   | -        | -    |
| 6                     | 12,468.46 | 25,569.96 | 24,252.45 | -         | 36,038.41 | 42,597.69 | -         | 40,272.05   | 11,458.60  | 7,335.20   | 6,232.80   | -        | -    |



ANEXO 2.j

| LUBRICANTES [ GALONES/MES ] |                   |         |          |         |           |         |         |            |             |            |            |      |          |  |
|-----------------------------|-------------------|---------|----------|---------|-----------|---------|---------|------------|-------------|------------|------------|------|----------|--|
|                             | C. C. Castellanos |         |          |         | C. Jivino |         |         |            | C. Payamino |            |            |      | Lumbaqui |  |
|                             | G.M. #1           | G.M. #2 | G.M. #4  | Alco #1 | Alco #2   | Alco #3 | Alco #4 | G. 2500 KW | G. 1500 KW  | C#1 650 KW | C#2 650 KW | H. 1 | H.2      |  |
| 1                           | 590.00            | 510.00  | 550.00   | 605.00  | 660.00    | -       | 660.00  | 667.00     | 268.00      | 95.00      | 100.00     |      |          |  |
| 2                           | 580.00            | 675.00  | 725.00   | 880.00  | 825.00    | -       | 440.00  | -          | 321.00      | 95.00      | 100.00     |      |          |  |
| 3                           | 600.00            | 700.00  | 1,285.00 | 440.00  | 1,210.00  | 275.00  | 495.00  | 503.00     | -           | 105.00     | 110.00     |      |          |  |
| 4                           | 430.00            | 640.00  | 690.00   | 110.00  | 825.00    | 385.00  | -       | 316.00     | 64.00       | 94.00      | 98.00      |      |          |  |
| 5                           | 705.00            | 636.00  | 694.00   | -       | 880.00    | 880.00  | -       | 354.00     | 226.00      | 97.00      | 100.00     |      |          |  |
| 6                           | 505.00            | 825.00  | 705.00   | -       | 1,210.00  | 495.00  | -       | 445.00     | 270.00      | 100.00     | 95.00      |      |          |  |
| TIPO                        | TARO 480          |         |          |         | SAE 40    |         |         |            | TARO 480    |            |            |      | SAE 40   |  |

ANEXO 2.k

| LUBRICANTES [\$/MES] |          |          |          |           |          |          |            |             |            |            |      |          |
|----------------------|----------|----------|----------|-----------|----------|----------|------------|-------------|------------|------------|------|----------|
| C. C. Castellanos    |          |          |          | C. Jivino |          |          |            | C. Payamino |            |            |      | Lumbaqui |
| TARO 480             |          |          |          | SAE 40    |          |          |            | TARO 480    |            |            |      | SAE 40   |
| G.M. #1              | G.M. #2  | G.M. #4  | Alco #1  | Alco #2   | Alco #3  | Alco #4  | G. 2500 KW | G. 1500 KW  | C#1 650 KW | C#2 650 KW | H. 1 | H. 2     |
| 1                    | 2,973.60 | 2,570.40 | 2,772.00 | 2,825.35  | 3,082.20 | -        | 3,361.68   | 1,350.72    | 443.65     | 467.00     |      |          |
| 2                    | 2,923.20 | 3,402.00 | 3,654.00 | 4,109.60  | 3,852.75 | -        | -          | 1,617.84    | 443.65     | 467.00     |      |          |
| 3                    | 3,174.00 | 3,703.00 | 6,797.65 | 2,054.80  | 5,650.70 | 1,284.25 | 2,660.87   | -           | 490.35     | 513.70     |      |          |
| 4                    | 2,274.70 | 3,385.60 | 3,650.10 | 513.70    | 3,852.75 | 1,797.95 | 1,671.64   | 338.56      | 438.98     | 457.66     |      |          |
| 5                    | 3,729.45 | 3,364.44 | 3,671.26 | -         | 4,109.60 | 4,109.60 | 1,872.66   | 1,195.54    | 452.99     | 467.00     |      |          |
| 6                    | 2,671.45 | 4,364.25 | 3,729.45 | -         | 5,650.70 | 2,311.65 | 2,354.05   | 1,428.30    | 467.00     | 443.65     |      |          |

ANEXO 2.I

| REPUESTOS [US\$/MES] |                   |         |         |         |           |         |         |            |             |            |            |      |          |  |
|----------------------|-------------------|---------|---------|---------|-----------|---------|---------|------------|-------------|------------|------------|------|----------|--|
| CENTRAL              | C. C. Castellanos |         |         |         | C. Jivino |         |         |            | C. Payamino |            |            |      | Lumbaqui |  |
|                      | G.M. #1           | G.M. #2 | G.M. #4 | Alco #1 | Alco #2   | Alco #3 | Alco #4 | G. 2500 kW | G. 1500 kW  | C#1 650 kW | C#2 650 kW | H. 1 | H.2      |  |
| PORMEDIO             | 1.48              | 0.38    | 39.74   | 1.35    | -         | -       | -       | 79.58      | 10.78       | -          | -          | -    | -        |  |

ANEXO 2.m

| VARIOS [US\$/MES] |                   |         |         |         |           |         |         |            |             |            |            |      |          |  |
|-------------------|-------------------|---------|---------|---------|-----------|---------|---------|------------|-------------|------------|------------|------|----------|--|
| CENTRAL           | C. C. Castellanos |         |         |         | C. Jivino |         |         |            | C. Payamino |            |            |      | Lumbaqui |  |
|                   | G.M. #1           | G.M. #2 | G.M. #4 | Alco #1 | Alco #2   | Alco #3 | Alco #4 | G. 2500 kW | G. 1500 kW  | C#1 650 kW | C#2 650 kW | H. 1 | H.2      |  |
| PORMEDIO          | 1.53              | 0.39    | 0.36    | 0.22    | 0.17      | 0.15    | 2.65    | -          | -           | -          | -          | 1.62 | 1.09     |  |

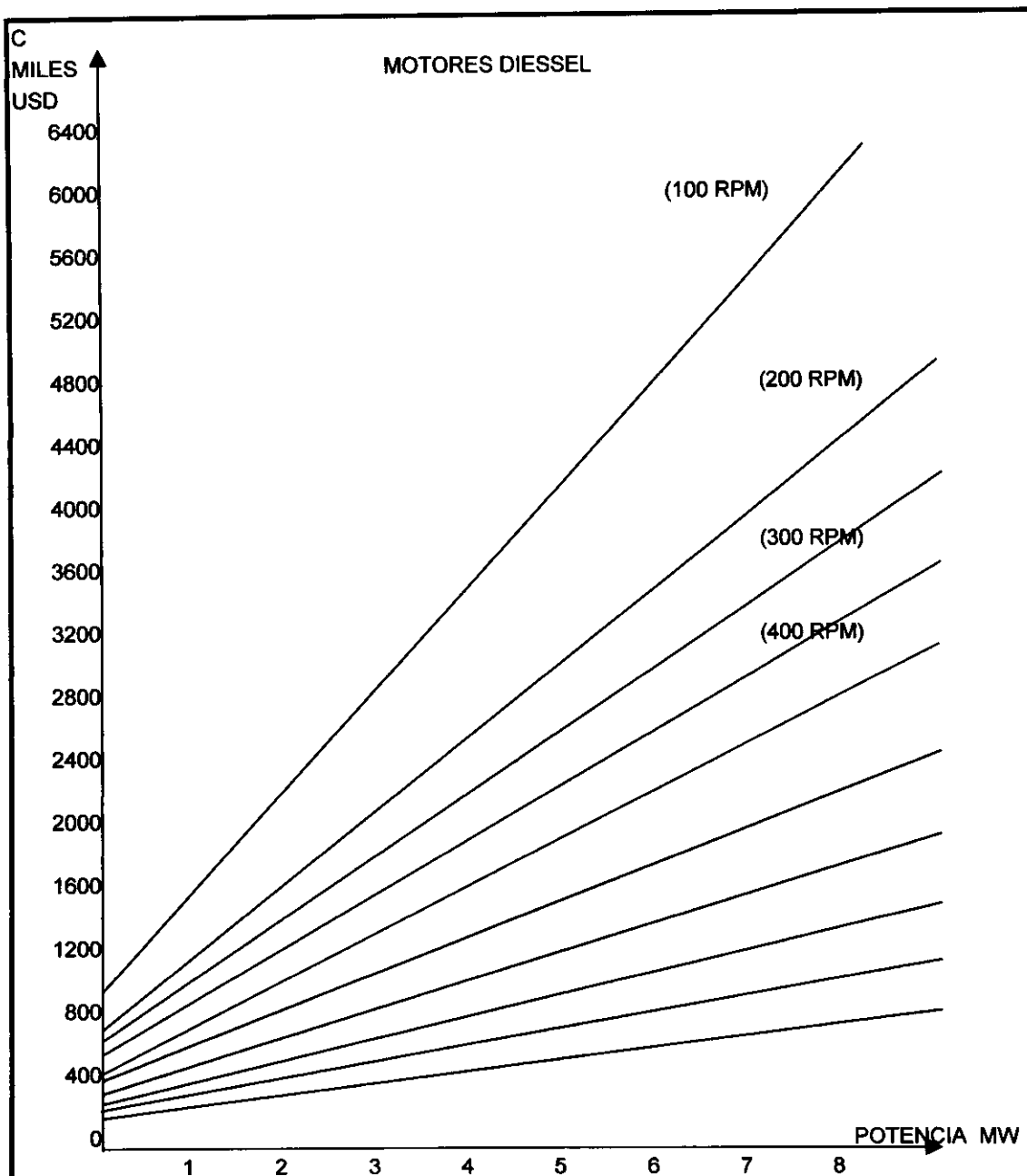
ANEXO 2.n

| COSTOS VARIABLES DE GENERACION [ US\$/ MW-h ] |                   |         |         |         |           |         |         |             |             |            |            |      |          |  |
|---|-------------------|---------|---------|---------|-----------|---------|---------|-------------|-------------|------------|------------|------|----------|--|
|   | C. C. Castellanos |         |         |         | C. Jivino |         |         |             | C. Payamino |            |            |      | Lumbaqui |  |
|   | G.M. #1           | G.M. #2 | G.M. #4 | Alco #1 | Alco #2   | Alco #3 | Alco #4 | G1. 2500 KW | G2. 1500 KW | C#1 650 KW | C#2 650 KW | H. 1 | H. 2     |  |
| Combustible                                   | 26.76             | 25.66   | 24.84   | 21.79   | 24.67     | 26.23   | 21.79   | 27.90       | 29.95       | 32.12      | 32.05      | -    | -        |  |
| Lubricantes                                   | 18.08             | 4.80    | 5.10    | 5.93    | 5.46      | 2.80    | 4.08    | 5.35        | 5.00        | 3.14       | 3.81       | -    | -        |  |
| Repuestos                                     | 1.48              | 0.38    | 39.74   | 1.35    | -         | -       | -       | 79.58       | 10.78       | -          | -          | -    | -        |  |
| Varios  | 1.53              | 0.39    | 0.36    | 0.22    | 0.17      | 0.15    | 2.65    | -           | -           | -          | -          | 1.62 | 1.09     |  |
| Costo Medio                                   | 47.84             | 31.23   | 70.05   | 29.29   | 30.29     | 29.18   | 28.52   | 112.84      | 45.73       | 35.26      | 35.85      | 1.62 | 1.09     |  |

ANEXO 2.0

| GENERACION [MW-h] |         |         |        |           |         |          |         |             |            |            |            |          |        |
|-------------------|---------|---------|--------|-----------|---------|----------|---------|-------------|------------|------------|------------|----------|--------|
| C. C. Castellanos |         |         |        | C. Jivino |         |          |         | C. Payamino |            |            |            | Lumbaqui |        |
| G.M. #1           | G.M. #2 | G.M. #4 |        | Alco #1   | Alco #2 | Alco #3  | Alco #4 | G. 2500 kW  | G. 1500 kW | C#1 650 kW | C#2 650 kW | H. 1     | H. 2   |
| 1                 | 240.24  | 670.35  | 750.31 | 796.24    | 831.18  | -        | 693.20  | 314.62      | 257.60     | 147.84     | 125.84     | 62.30    | 96.52  |
| 2                 | 183.12  | 818.42  | 869.13 | 905.28    | 806.40  | -        | 659.70  | -           | 357.56     | 160.13     | 159.07     | 21.33    | 6.08   |
| 3                 | 163.80  | 891.63  | 928.87 | 723.84    | 696.78  | 399.20   | 495.40  | 291.06      | -          | 168.96     | 160.32     | 32.23    | 69.85  |
| 4                 | 156.66  | 681.34  | 832.57 | 40.08     | 763.14  | 1,000.30 | -       | 804.34      | 92.40      | 140.64     | 120.86     | 66.45    | 98.31  |
| 5                 | 101.22  | 744.34  | 777.34 | -         | 858.90  | 1,035.30 | -       | 833.20      | 212.80     | 122.88     | 85.44      | 68.53    | 100.90 |
| 6                 | 284.76  | 607.26  | 594.40 | -         | 889.56  | 1,045.00 | -       | 898.13      | 239.40     | 138.43     | 118.56     | 57.45    | 86.86  |

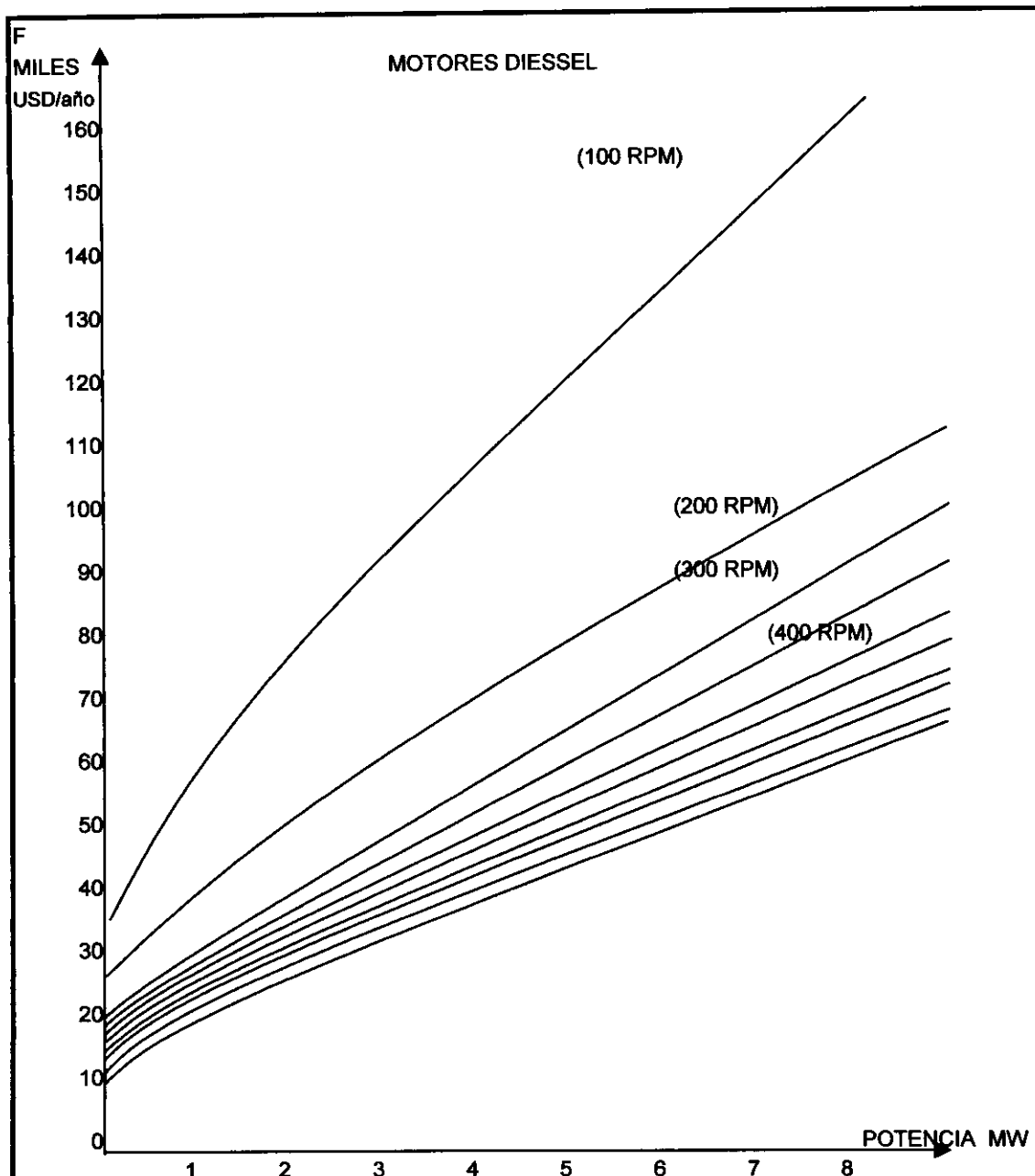
## **CAPITULO III**



PROY.: LUIS I. OROZCO B.  
 DIBUJO: LUIS I. OROZCO B.  
 FECHA: 02/10/01

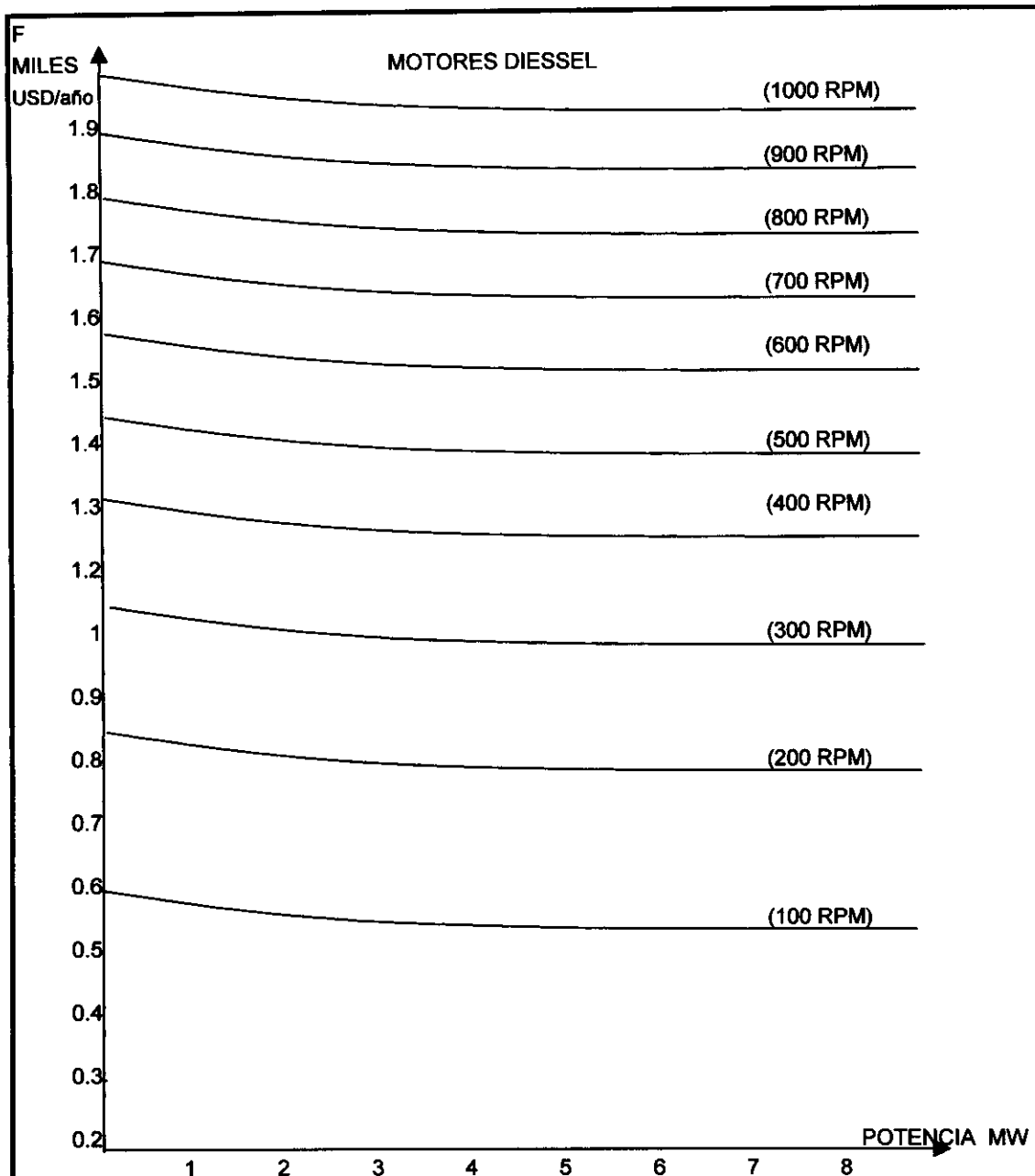
DEPARTAMENTO DE ENERGIA ELECTRICA  
 CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA  
 Costos de Inversión de Motores a Diesel  
 ANEXO 3.a





PROY.: LUIS I. OROZCO B.  
 DIBUJO: LUIS I. OROZCO B.  
 FECHA: 02/10/01

DEPARTAMENTO DE ENERGIA ELECTRICA  
 CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA  
 Costos de Operación Fijos de Motores a Diessel  
 ANEXO 3.b



PROY.: LUIS I. OROZCO B.  
 DIBUJO: LUIS I. OROZCO B.  
 FECHA: 02/10/01

DEPARTAMENTO DE ENERGIA ELECTRICA  
 CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA  
 Gasto de Operación Variables, Motores Diessel

ANEXO 3.c

## **CAPITULO IV**

**COEFICIENTES DE LAS DIFERENTES CENTRALES**

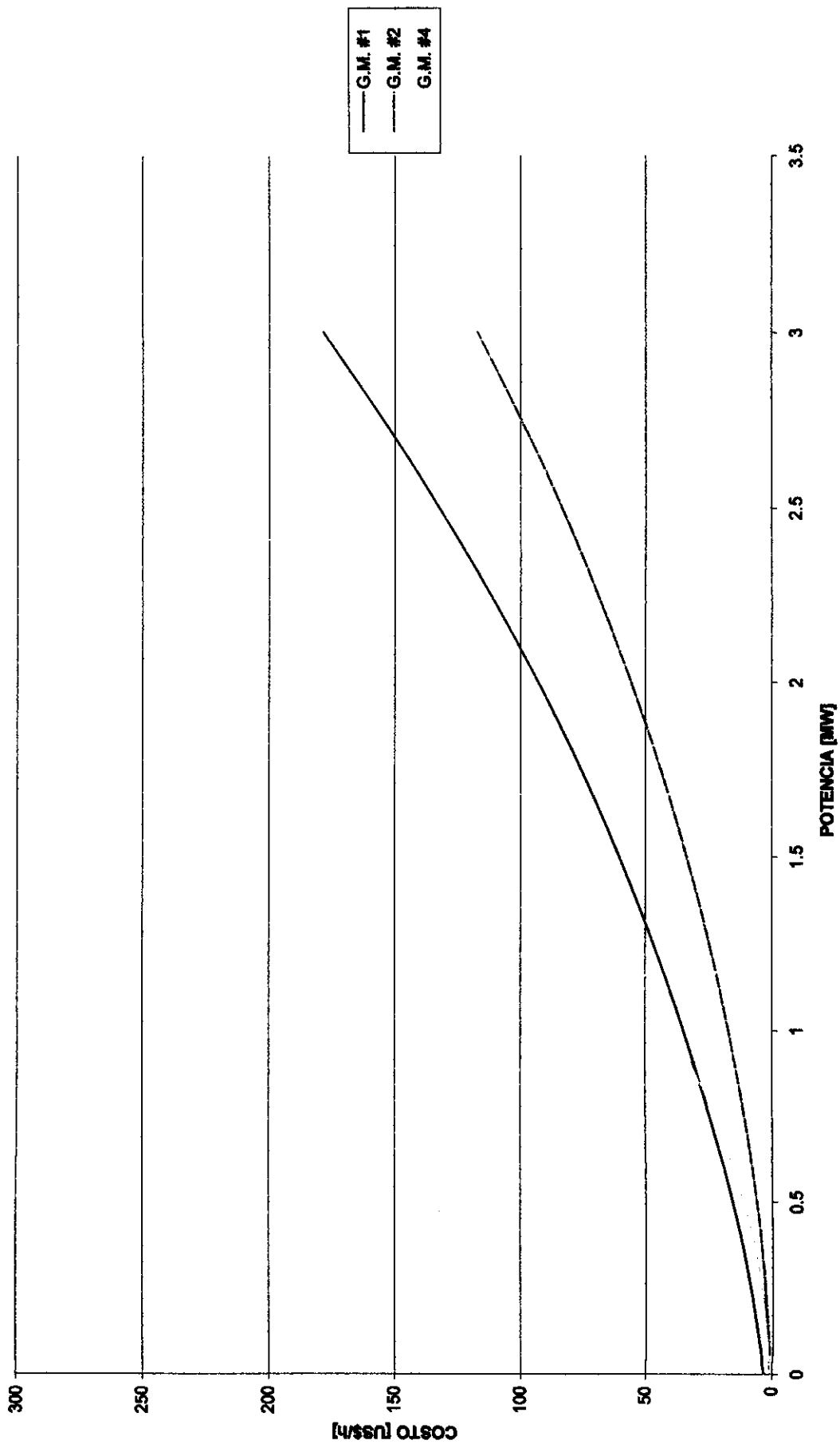
**ANEXO 4.1**

|   | C. C. Castellanos |         |         |         | C. Jivino |         |         |             | C. Payamino |            |            |      | Lumbaqui |  |
|---|-------------------|---------|---------|---------|-----------|---------|---------|-------------|-------------|------------|------------|------|----------|--|
|   | G.M. #1           | G.M. #2 | G.M. #4 | Alco #1 | Alco #2   | Alco #3 | Alco #4 | G1. 2500 KW | G2. 1500 KW | C#1 650 KW | C#2 650 KW | H. 1 | H. 2     |  |
| a | 13.44             | 11.32   | 32.29   | 16.53   | 13.70     | 13.12   | 18.16   | 53.74       | 40.72       | 80.30      | 80.11      | 0.00 | 0.00     |  |
| b | 18.08             | 4.80    | 5.10    | 5.93    | 5.46      | 2.80    | 4.08    | 5.35        | 5.00        | 3.14       | 3.81       | 0.00 | 0.00     |  |
| c | 3.22              | 0.90    | 0.73    | 0.30    | 0.30      | 0.31    | 3.18    | 0.00        | 0.00        | 0.00       | 0.00       | 0.65 | 0.44     |  |

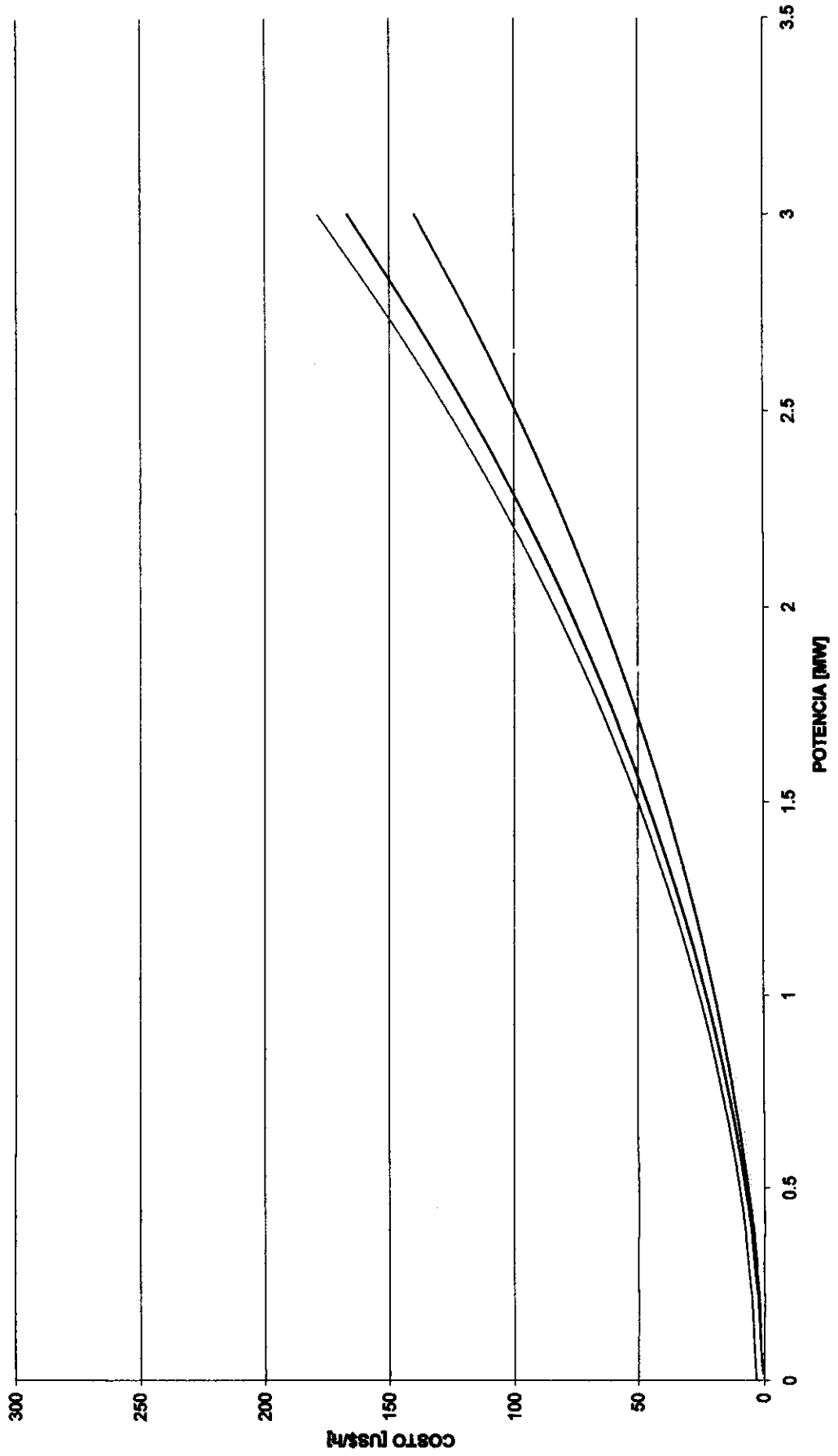
**ANEXO 4.2**  
**COEFICIENTES DE CADA CENTRAL**

|          | Celso Castellanos | Jivino | Payamino | Lumbaqui |
|----------|-------------------|--------|----------|----------|
| <b>a</b> | 5.16              | 3.78   | 14.68    | 0.00     |
| <b>b</b> | 9.94              | 4.52   | 4.54     | 0.00     |
| <b>c</b> |                   |        |          |          |

**ANEXO 4.3**  
**CURVAS DE ENTRADA SALIDA CENTRAL C. CASTELLANOS**

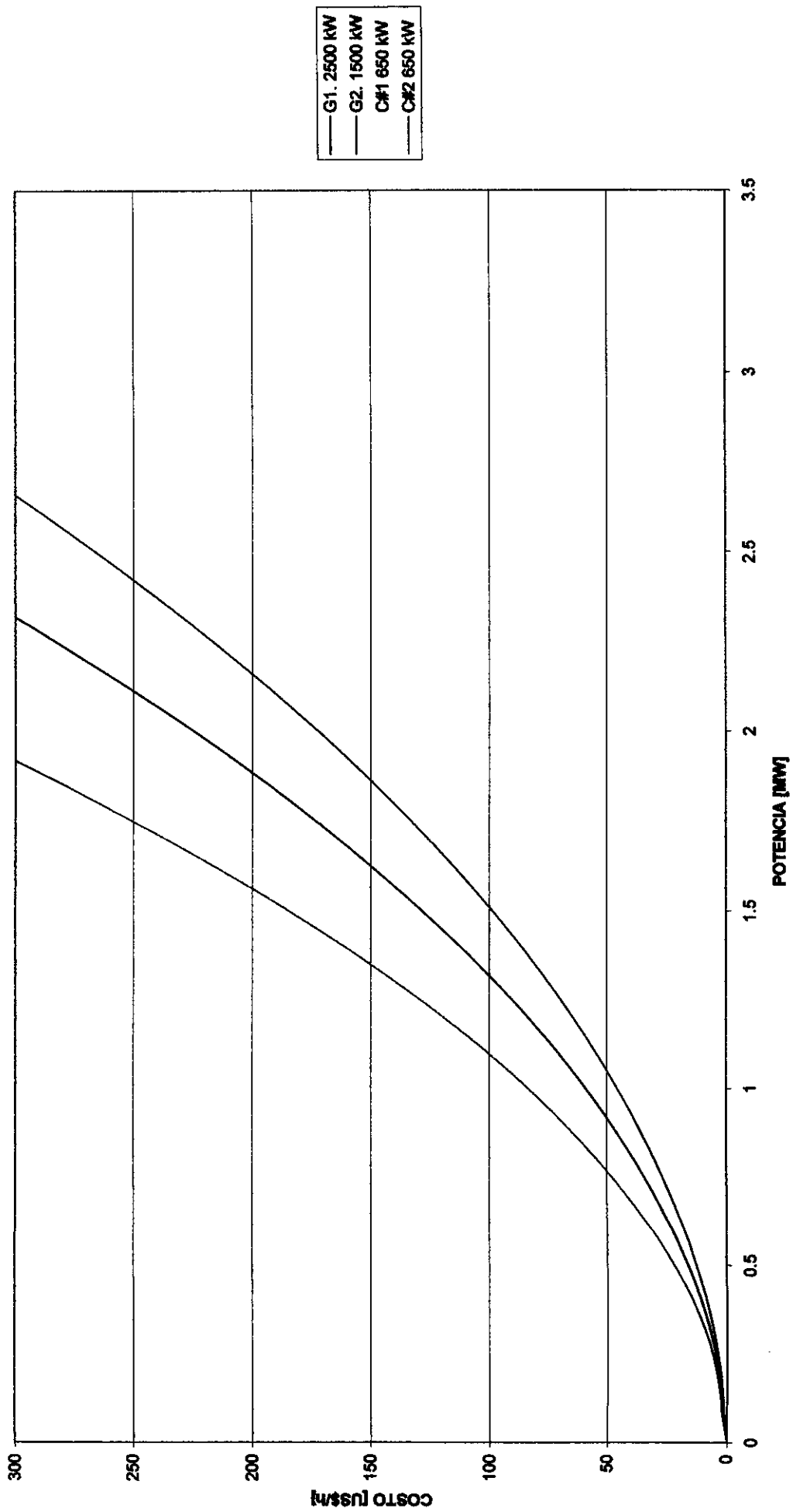


ANEXO 4.4  
CURVAS ENTRADA-SALIDA C. JIVINO



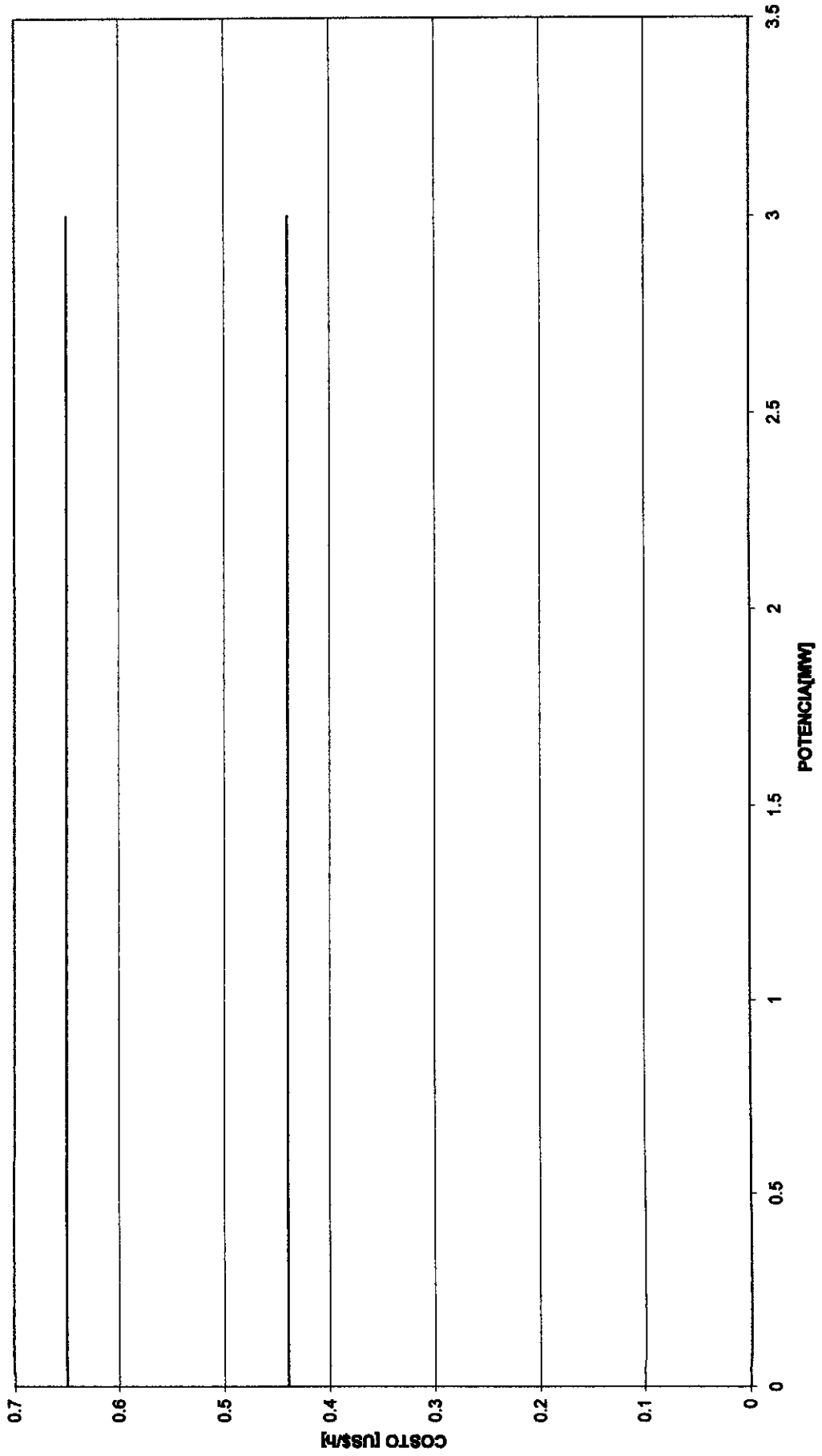
Alco #1  
Alco #2  
Alco #3  
Alco #4

**ANEXO 4.5**  
**CURVAS DE ENTRADA-SALIDA C.PAYAMINO**



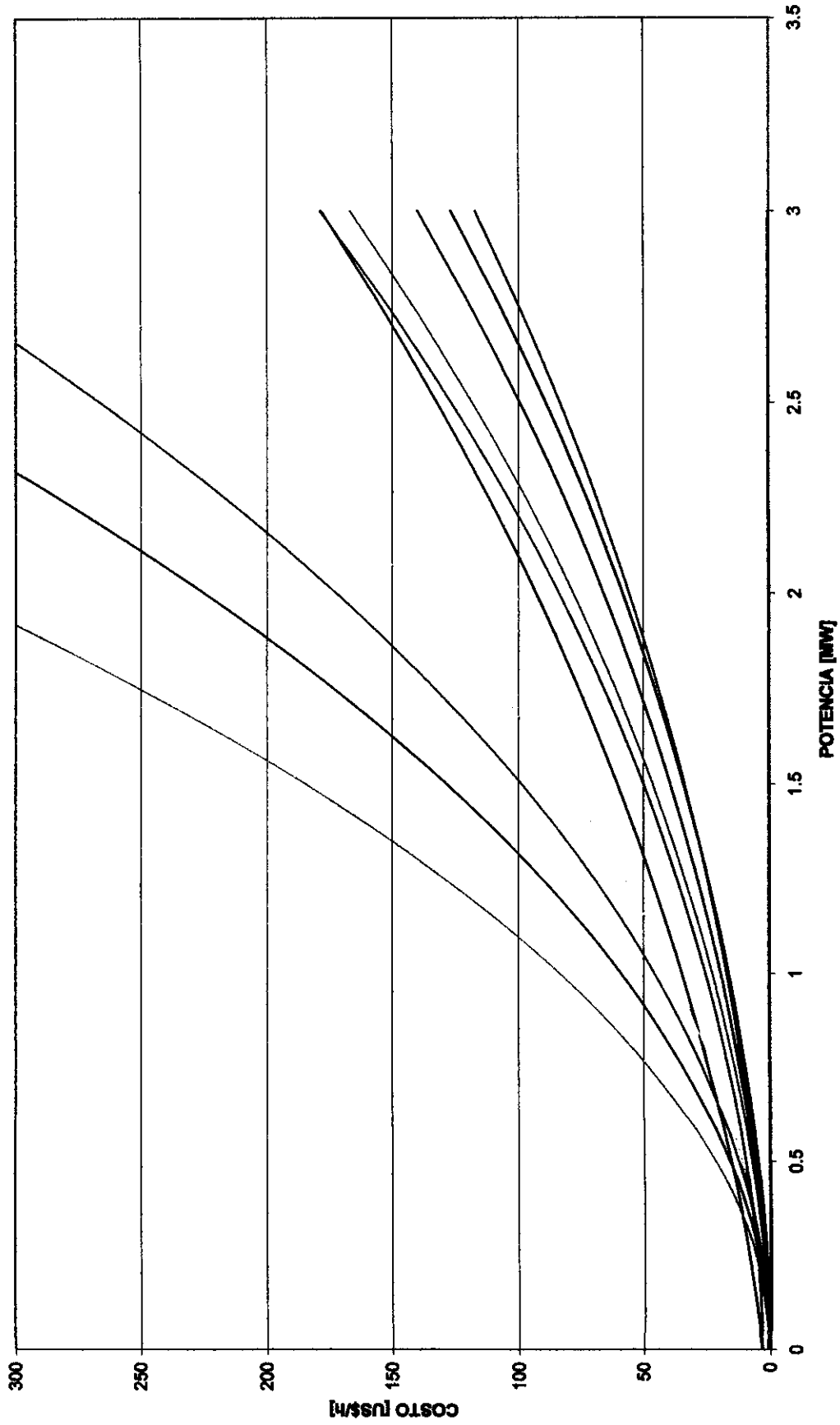


**ANEXO 4.6**  
**CURVAS ENTRADA-SALIDA C. LUMBAQUI**

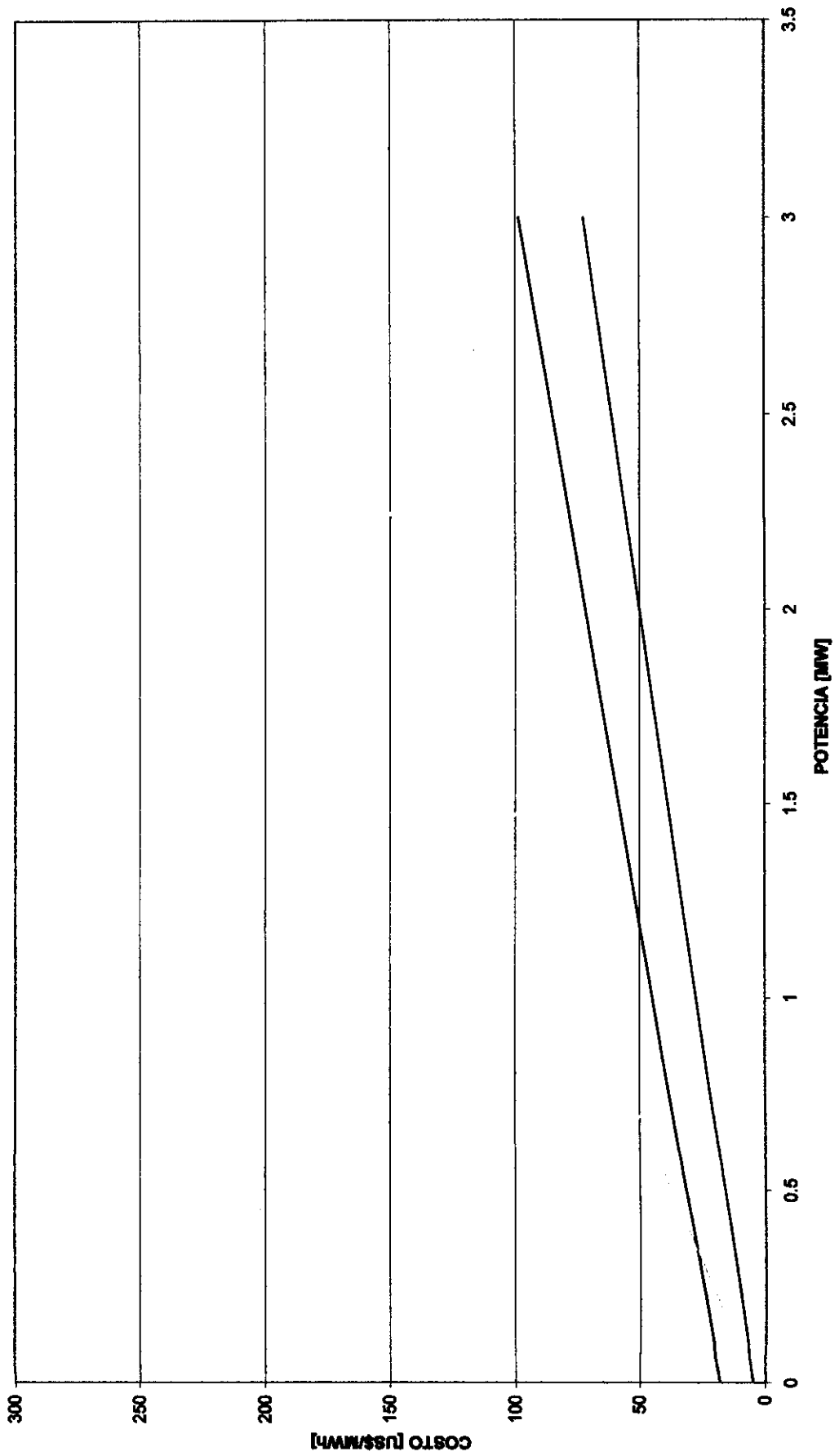


— H.1  
— H.2

**ANEXO 4.7**  
**CURVAS DE ENTRADA-SALIDA DE LOS GRUOS DE LAS CENTRALES DE EMELSUCUMBOS**

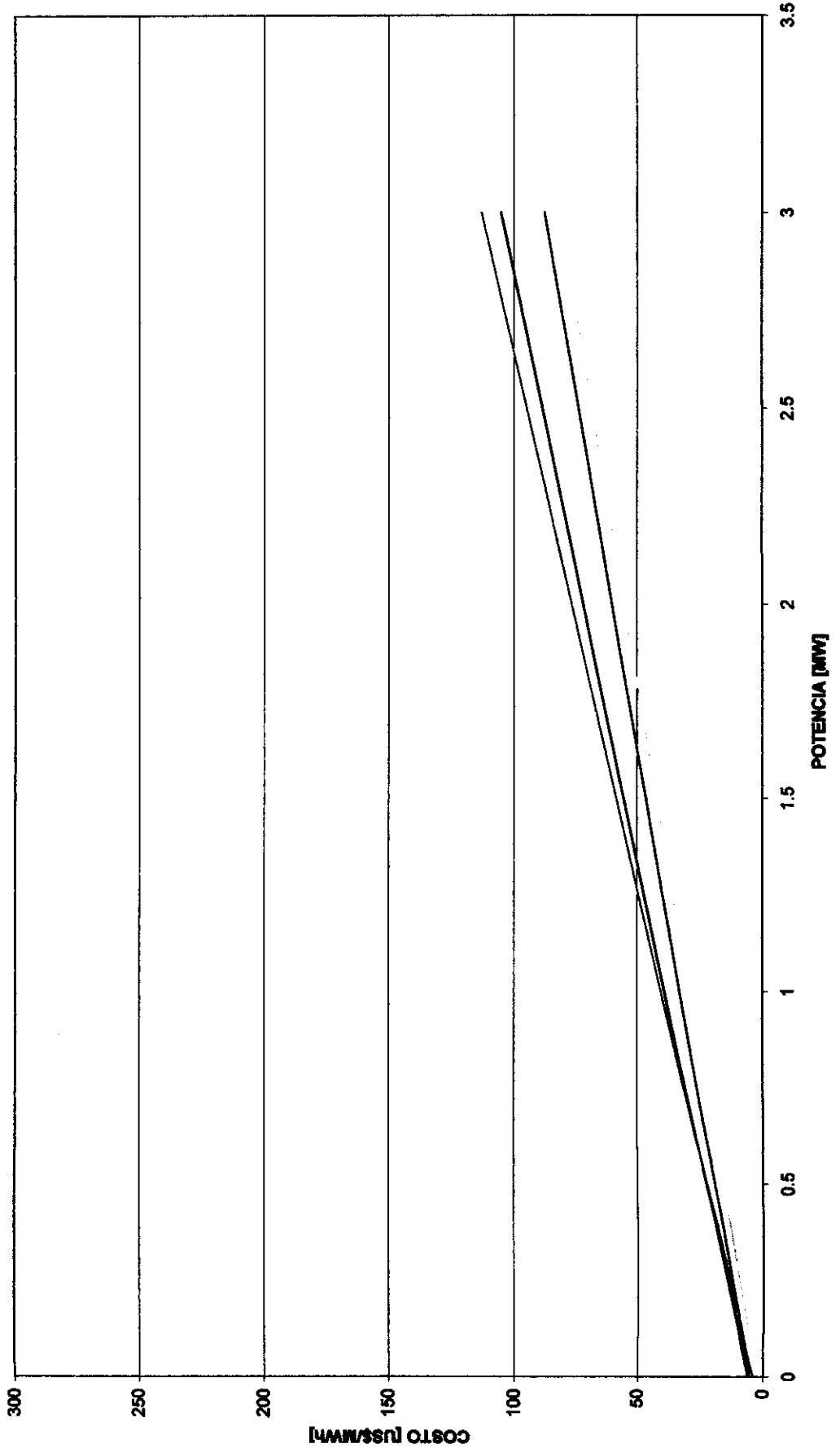


**ANEXO 4.8**  
**CURVAS DE COSTO INCREMENTAL - C. CELSO CASTELLANOS**



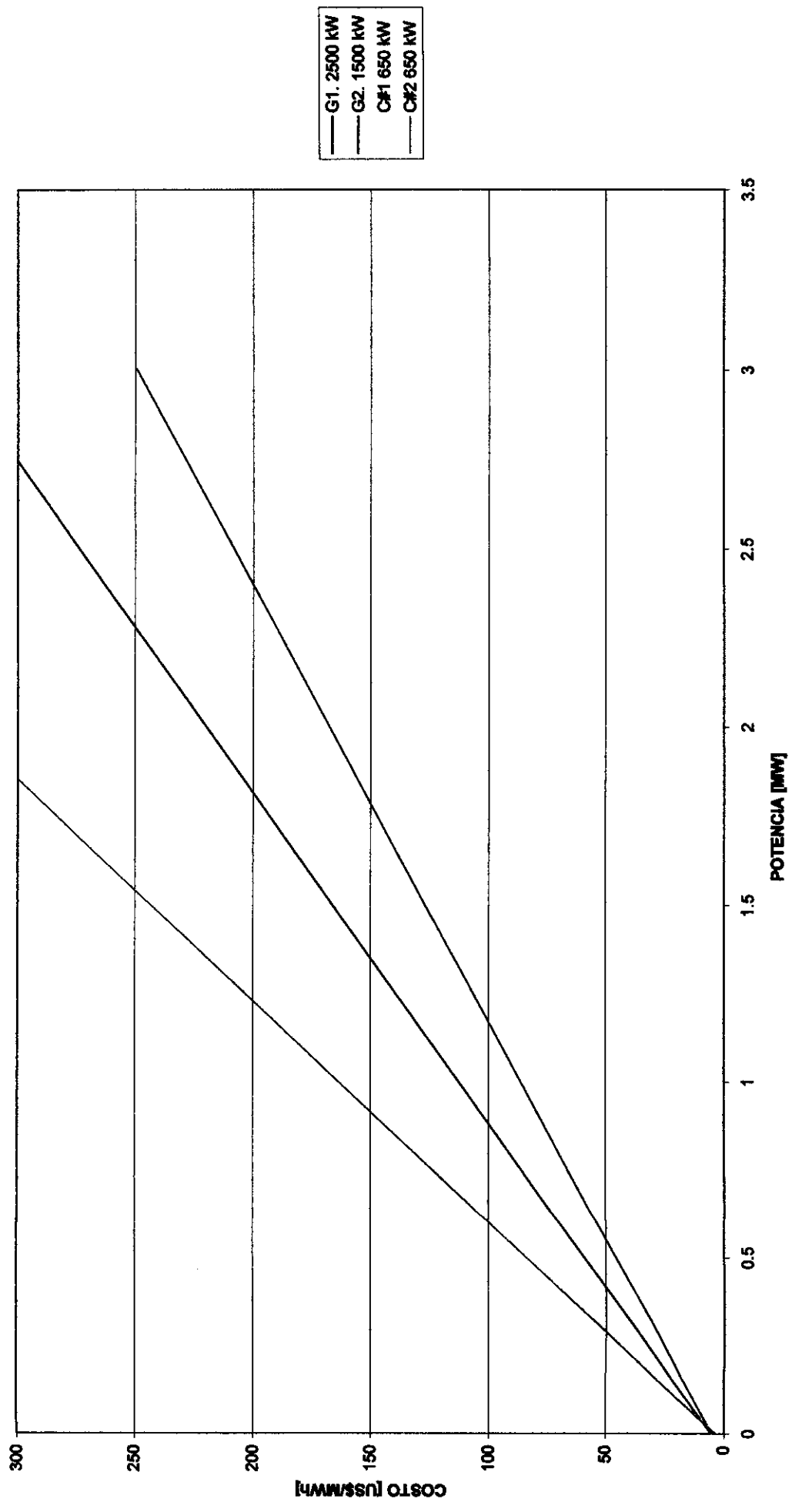
— G.M. #1  
— G.M. #2  
— G.M. #4

**ANEXO 4.9**  
**CURVAS DE COSTO INCREMENTAL - C. JIVINO**



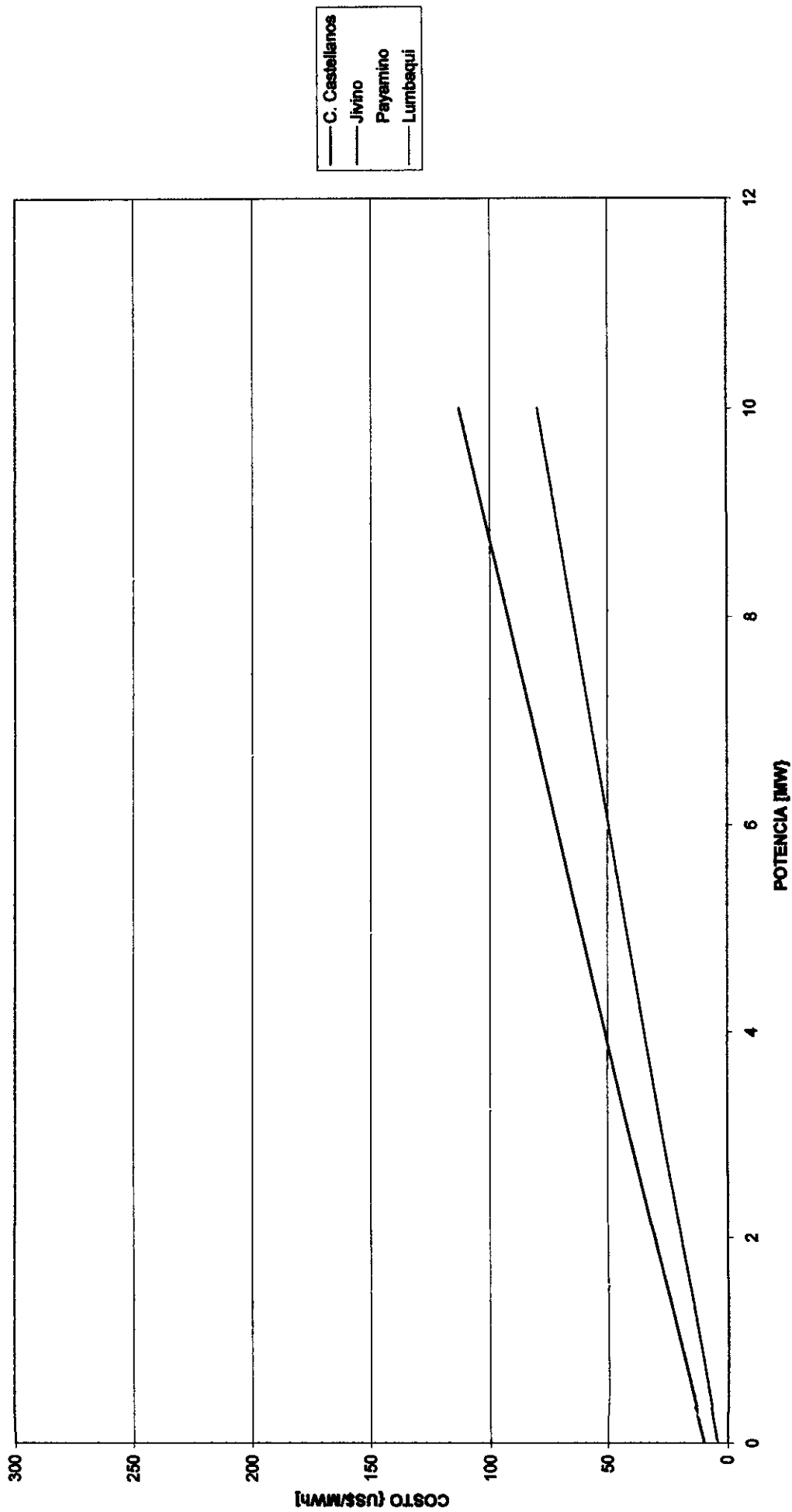
Alco #1  
Alco #2  
Alco #3  
Alco #4

**ANEXO 4.10**  
**CURVAS DE COSTO INCREMENTAL - C. PAYAMINO**

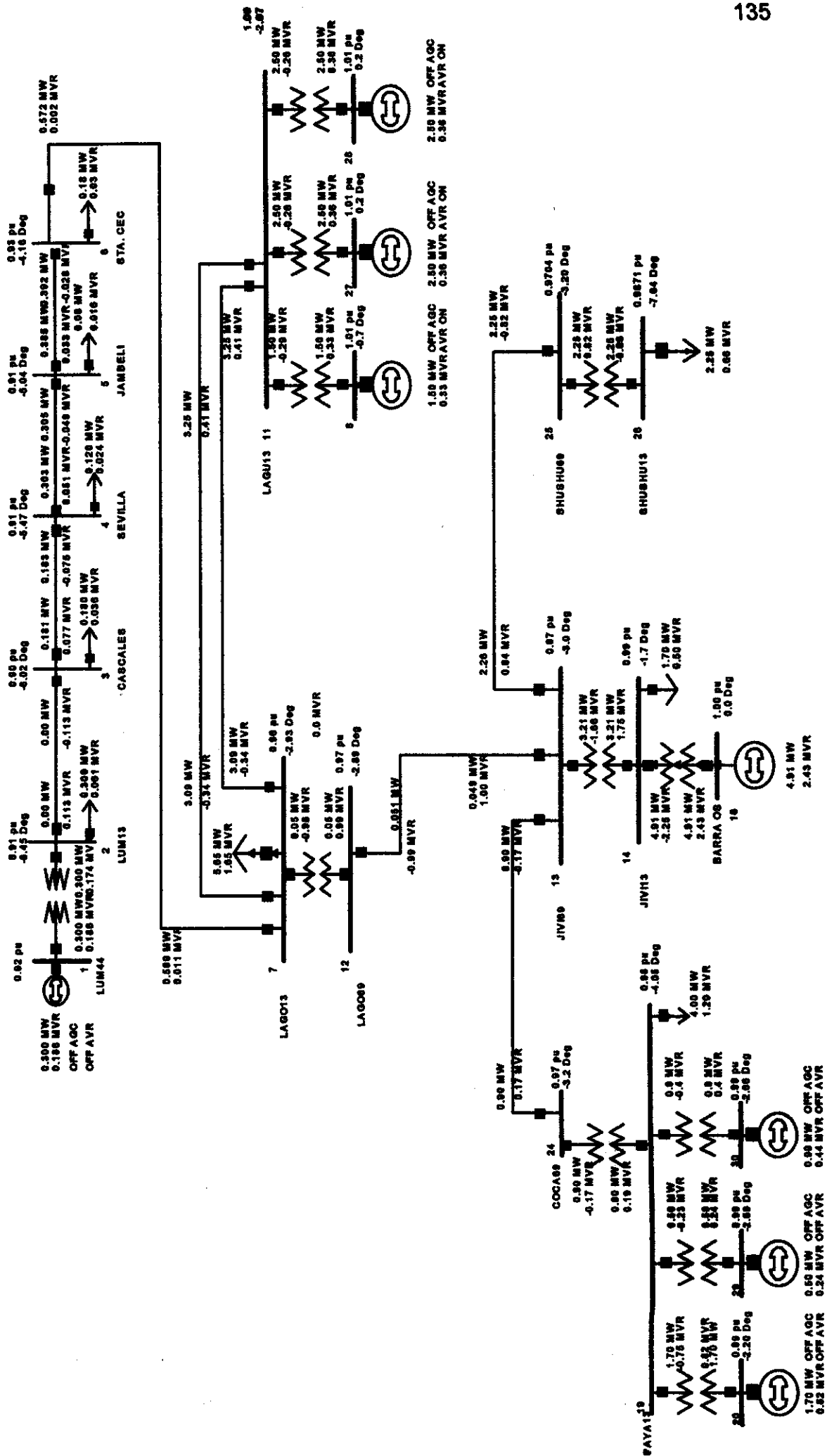


— G1. 2500 kW  
- - - G2. 1500 kW  
... C#1 650 kW  
- . - C#2 650 kW

ANEXO 4.11  
CURVAS DE COSTO INCREMENTAL DE LAS CENTRALES DE EMELUCUMBOS



# ANEXO 4.4.1 FLUJO POTENCIA PARA DESPACHO ECONOMICO



ANEXO 4.4.2  
 FLUJOS DE POTENCIA  
 Despacho Económico

| Number | Name       | Area Name | ID | Status | AGC | Gen MW | Cost Model | IOA | IOB | IOC  | IOD | Convex? | Min MW | Max MW | Fuel Type | Fuel Cost | Cost \$/Hr | IC    | LoseSens | Lambda |
|--------|------------|-----------|----|--------|-----|--------|------------|-----|-----|------|-----|---------|--------|--------|-----------|-----------|------------|-------|----------|--------|
| 8      | GM #1 - CL |           | 1  | Closed | NO  | 1.5    | Cubic      | 100 | 10  | 0.01 | 0   | YES     | 0      | 6.5    | Unknown   | 1         | 115.02     | 10.03 | 0        | 10.03  |
| 30     | G2 1500-CP |           | 1  | Closed | NO  | 0.9    | Cubic      | 100 | 10  | 0.01 | 0   | YES     | 0      | 100    | Unknown   | 1         | 109.01     | 10.02 | 0        | 10.02  |
| 20     | G2 2500-CP |           | 1  | Closed | NO  | 1.7    | Cubic      | 100 | 10  | 0.01 | 0   | YES     | 0      | 2.5    | Unknown   | 1         | 117.03     | 10.03 | 0        | 10.03  |
| 27     | GM #2 - CL |           | 1  | Closed | NO  | 2.5    | Cubic      | 100 | 10  | 0.01 | 0   | YES     | 0      | 6.5    | Unknown   | 1         | 125.06     | 10.05 | 0        | 10.05  |
| 28     | GM #4 - CL |           | 1  | Closed | NO  | 2.5    | Cubic      | 100 | 10  | 0.01 | 0   | YES     | 0      | 6.5    | Unknown   | 1         | 125.06     | 10.05 | 0        | 10.05  |
| 29     | CAT - CP   |           | 1  | Closed | NO  | 0.5    | Cubic      | 100 | 10  | 0.01 | 0   | YES     | 0      | 100    | Unknown   | 1         | 105        | 10.01 | 0        | 10.01  |
| 18     | BARRA OS   |           | 1  | Closed | YES | 4.91   | Cubic      | 100 | 10  | 0.01 | 0   | YES     | 0      | 20     | Unknown   | 1         | 149.31     | 10.1  | 0        | 10.1   |
| 1      | LUM44      |           | 1  | Closed | NO  | 0.3    | Cubic      | 100 | 10  | 0.01 | 0   | YES     | 0      | 0.3    | Unknown   | 1         | 103        | 10.01 | 0        | 10.01  |



ANEXO 4.4.3  
FLUJOS DE POTENCIA  
Generación

| Number | Name     | ID | Status | Gen MW | Gen Mvar | Set Volt | AGC | AVR | Min MW | Max MW | Min Mvar | Max Mvar | Part. Factor |
|--------|----------|----|--------|--------|----------|----------|-----|-----|--------|--------|----------|----------|--------------|
| 1      | LUM44    | 2  | Closed | 0.3    | 0.19     | 0.98     | NO  | NO  | 0      | 0.3    | -990     | 990      | 10           |
| 8      |          | 1  | Closed | 1.5    | 0.33     | 1.01     | NO  | YES | 0      | 6.5    | -990     | 990      | 10           |
| 18     | BARRA OS | 1  | Closed | 4.91   | 2.42     | 1        | YES | YES | 0      | 20     | -990     | 990      | 10           |
| 20     |          | 1  | Closed | 1.7    | 0.82     | 1        | NO  | NO  | 0      | 2.5    | -990     | 990      | 10           |
| 27     |          | 1  | Closed | 2.5    | 0.36     | 1.01     | NO  | YES | 0      | 6.5    | -990     | 990      | 10           |
| 28     |          | 1  | Closed | 2.5    | 0.36     | 1.01     | NO  | YES | 0      | 6.5    | -990     | 990      | 10           |
| 29     |          | 1  | Closed | 0.5    | 0.24     | 1        | NO  | NO  | 0      | 100    | -990     | 990      | 10           |
| 30     |          | 1  | Closed | 0.9    | 0.43     | 1        | NO  | NO  | 0      | 100    | -990     | 990      | 10           |

ANEXO 4.4.4  
FLUJOS DE POTENCIA  
Barras

| Number | Name     | Area Name | PU Volt | Volt (kV) | Angle (Deg) | Load MW | Load Mvar | Gen MW | Gen Mvar | # Neighbors |
|--------|----------|-----------|---------|-----------|-------------|---------|-----------|--------|----------|-------------|
| 1      | LUM44    |           | 1       | 0.92179   | -4.81       |         |           | 0.3    | 0.19     | 1           |
| 2      | LUM13    |           | 1       | 0.90607   | -6.45       | 0.3     | 0.06      |        |          | 2           |
| 3      | CASCALES |           | 1       | 0.9009    | -6.02       | 0.18    | 0.04      |        |          | 2           |
| 4      | SEVILLA  |           | 1       | 0.9059    | -5.47       | 0.12    | 0.02      |        |          | 2           |
| 5      | JAMBELI  |           | 1       | 0.91229   | -5.04       | 0.08    | 0.02      |        |          | 2           |
| 6      | STA. CEC |           | 1       | 0.92821   | -4.16       | 0.18    | 0.03      |        |          | 2           |
| 7      | LAGO13   |           | 1       | 0.95534   | -2.93       | 5.65    | 1.65      |        |          | 4           |
| 8      |          |           | 1       | 1.0101    | -0.68       |         |           | 1.5    | 0.33     | 1           |
| 11     | LAGU13   |           | 1       | 1.00505   | -2.07       |         |           |        |          | 4           |
| 12     | LAGO69   |           | 1       | 0.97113   | -2.89       |         |           |        |          | 2           |
| 13     | JIV169   |           | 1       | 0.97455   | -2.97       |         |           |        |          | 4           |
| 14     | JIV13    |           | 1       | 0.98573   | -1.73       | 1.7     | 0.5       |        |          | 2           |
| 18     | BARRA OS |           | 1       | 1         | 0           |         |           | 4.91   | 2.42     | 1           |
| 19     | PAYA13   |           | 1       | 0.97621   | -4.05       | 4       | 1.2       |        |          | 4           |
| 20     |          |           | 1       | 0.99092   | -2.2        |         |           | 1.7    | 0.82     | 1           |
| 24     | COCA69   |           | 1       | 0.97332   | -3.21       |         |           |        |          | 2           |
| 25     | SHUSHU69 |           | 1       | 0.97052   | -3.19       |         |           |        |          | 2           |
| 26     | SHUSHU13 |           | 1       | 0.98743   | -7.04       | 2.25    | 0.66      |        |          | 1           |
| 27     |          |           | 1       | 1.0101    | 0.24        |         |           | 2.5    | 0.36     | 1           |
| 28     |          |           | 1       | 1.0101    | 0.24        |         |           | 2.5    | 0.36     | 1           |
| 29     |          |           | 1       | 0.98704   | -2.69       |         |           | 0.5    | 0.24     | 1           |
| 30     |          |           | 1       | 0.98737   | -2.66       |         |           | 0.9    | 0.43     | 1           |

ANEXO 4.4.5  
FLUJOS DE POTENCIA  
Y de Barra

| Number | Name     | Bus 1        | Bus 2        | Bus 3        | Bus 4        | Bus 5        | Bus 6        | Bus 7          | Bus 8        | Bus 11         |
|--------|----------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|--------------|----------------|
| 1      | LUM44    | 0.00 - j1.25 | 0.00 + j1.25 |              |              |              |              |                |              |                |
| 2      | LUM13    | 0.00 + j1.25 | 1.16 - j2.13 | -1.16+j0.88  |              |              |              |                |              |                |
| 3      | CASCALES |              | -1.16+j0.88  | 2.91 - j2.19 | -1.74+j1.32  |              |              |                |              |                |
| 4      | SEVILLA  |              |              | -1.74+j1.32  | 4.65 - j3.51 | -2.91+j2.19  | -1.59+j1.20  |                |              |                |
| 5      | JABELI   |              |              |              | -2.91+j2.19  | 4.49 - j3.39 | 3.04 - j2.29 | -1.45+j1.10    |              |                |
| 6      | STA. CEC |              |              |              | -2.91+j2.19  | -1.59+j1.20  | -1.45+j1.10  | -1.45+j1.10    |              |                |
| 7      | LAGO13   |              |              |              |              |              |              | 13.02 - j12.52 |              |                |
| 8      |          |              |              |              |              |              |              | -1.45+j1.10    |              |                |
| 11     | LAGU13   |              |              |              |              |              |              | -1.45+j1.10    | 0.00 - j6.14 | -11.56+j4.97   |
| 12     | LAGO69   |              |              |              |              |              |              | 13.02 - j12.52 | 0.00 + j6.14 | 0.00 + j6.14   |
| 13     | JIVI69   |              |              |              |              |              |              | -11.56+j4.97   | 0.00 + j6.14 | 11.56 - j23.39 |
| 14     | JIVI13   |              |              |              |              |              |              | 0.00 + j6.45   |              |                |
| 18     | BARRA OS |              |              |              |              |              |              |                |              |                |
| 19     | PAYA13   |              |              |              |              |              |              |                |              |                |
| 20     |          |              |              |              |              |              |              |                |              |                |
| 24     | COCA69   |              |              |              |              |              |              |                |              |                |
| 25     | SHUSHU69 |              |              |              |              |              |              |                |              | 0.00 + j6.14   |
| 26     | SHUSHU13 |              |              |              |              |              |              |                |              | 0.00 + j6.14   |
| 27     |          |              |              |              |              |              |              |                |              |                |
| 28     |          |              |              |              |              |              |              |                |              |                |
| 29     |          |              |              |              |              |              |              |                |              |                |
| 30     |          |              |              |              |              |              |              |                |              |                |

ANEXO 4.4.5  
FLUJOS DE POTENCIA  
Y de Barra

| Number | Name     | Bus 12         | Bus 13          | Bus 14        | Bus 18        | Bus 19        | Bus 20       | Bus 24         | Bus 25         |
|--------|----------|----------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|--------------|----------------|----------------|
| 1      | LUM44    |                |                 |               |               |               |              |                |                |
| 2      | LUM13    |                |                 |               |               |               |              |                |                |
| 3      | CASCALES |                |                 |               |               |               |              |                |                |
| 4      | SEVILLA  |                |                 |               |               |               |              |                |                |
| 5      | JAMBELI  |                |                 |               |               |               |              |                |                |
| 6      | STA. CEC |                |                 |               |               |               |              |                |                |
| 7      | LAGO13   | 0.00 + j6.45   |                 |               |               |               |              |                |                |
| 8      |          |                |                 |               |               |               |              |                |                |
| 11     | LAGU13   |                |                 |               |               |               |              |                |                |
| 12     | LAGO69   | 12.81 - j32.12 | -12.81+j25.67   |               |               |               |              |                |                |
| 13     | JVI69    | -12.81+j25.67  | 42.96 - j100.50 | 0.00 + j15.48 |               |               |              | -10.29+j19.55  | -19.86+j39.79  |
| 14     | JVI13    |                | 0.00 + j15.48   | 0.00 - j31.93 | 0.00 + j16.45 |               |              |                |                |
| 18     | BARRA OS |                | 0.00 + j16.45   | 0.00 - j16.45 |               |               |              |                |                |
| 19     | PAYA13   |                |                 |               |               | 0.00 - j17.92 | 0.00 + j5.43 | 0.00 + j6.45   |                |
| 20     |          |                |                 |               |               | 0.00 + j5.43  | 0.00 - j5.43 |                |                |
| 24     | COCA69   |                |                 |               |               | 0.00 + j6.45  |              | 10.29 - j26.00 |                |
| 25     | SHUSHU69 |                | -10.29+j19.55   |               |               |               |              |                | 19.86 - j43.44 |
| 26     | SHUSHU13 |                | -19.86+j39.79   |               |               |               |              |                | 0.00 + j3.50   |
| 27     |          |                |                 |               |               |               |              |                |                |
| 28     |          |                |                 |               |               |               |              |                |                |
| 29     |          |                |                 |               |               | 0.00 + j2.19  |              |                |                |
| 30     |          |                |                 |               |               | 0.00 + j3.85  |              |                |                |

ANEXO 4.4.5  
FLUJOS DE POTENCIA  
Y de Barra

| Number | Name     | Bus 26       | Bus 27       | Bus 28       | Bus 29       | Bus 30       |
|--------|----------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 1      | LUM44    |              |              |              |              |              |
| 2      | LUM13    |              |              |              |              |              |
| 3      | CASCALES |              |              |              |              |              |
| 4      | SEVILLA  |              |              |              |              |              |
| 5      | JAMBELI  |              |              |              |              |              |
| 6      | STA. CEC |              |              |              |              |              |
| 7      | LAGO13   |              |              |              |              |              |
| 8      |          |              |              |              |              |              |
| 11     | LAGU13   |              | 0.00 + j6.14 | 0.00 + j6.14 |              |              |
| 12     | LAGO69   |              |              |              |              |              |
| 13     | JIVI69   |              |              |              |              |              |
| 14     | JIVI13   |              |              |              |              |              |
| 18     | BARRA OS |              |              |              | 0.00 + j2.19 | 0.00 + j3.85 |
| 19     | PAYA13   |              |              |              |              |              |
| 20     |          |              |              |              |              |              |
| 24     | COCA69   |              |              |              |              |              |
| 25     | SHUSHU69 | 0.00 + j3.50 |              |              |              |              |
| 26     | SHUSHU13 | 0.00 - j3.37 |              |              |              |              |
| 27     |          |              | 0.00 - j6.14 |              |              |              |
| 28     |          |              |              | 0.00 - j6.14 |              |              |
| 29     |          |              |              |              | 0.00 - j2.19 |              |
| 30     |          |              |              |              |              | 0.00 - j3.85 |

**ANEXO 4.4.6**  
**FLUJOS DE POTENCIA**  
**Carga**

| Number | Name     | ID | Status | MW   | Mvar | MVA  | S MW | S Mvar | I MW | I Mvar | Z MW | Z Mvar |
|--------|----------|----|--------|------|------|------|------|--------|------|--------|------|--------|
| 2      | LUM13    | 1  | Closed | 0.3  | 0.06 | 0.31 | 0.3  | 0.06   | 0    | 0      | 0    | 0      |
| 3      | CASCALES | 1  | Closed | 0.18 | 0.04 | 0.18 | 0.18 | 0.04   | 0    | 0      | 0    | 0      |
| 4      | SEVILLA  | 1  | Closed | 0.12 | 0.02 | 0.12 | 0.12 | 0.02   | 0    | 0      | 0    | 0      |
| 5      | JAMBELI  | 1  | Closed | 0.08 | 0.02 | 0.08 | 0.08 | 0.02   | 0    | 0      | 0    | 0      |
| 6      | STA. CEC | 1  | Closed | 0.18 | 0.03 | 0.18 | 0.18 | 0.03   | 0    | 0      | 0    | 0      |
| 7      | LAGO13   | 1  | Closed | 5.65 | 1.65 | 5.89 | 5.65 | 1.65   | 0    | 0      | 0    | 0      |
| 14     | JIVI13   | 1  | Closed | 1.7  | 0.5  | 1.77 | 1.7  | 0.5    | 0    | 0      | 0    | 0      |
| 19     | PAYA13   | 1  | Closed | 4    | 1.2  | 4.18 | 4    | 1.2    | 0    | 0      | 0    | 0      |
| 26     | SHUSHU13 | 1  | Closed | 2.25 | 0.66 | 2.34 | 2.25 | 0.66   | 0    | 0      | 0    | 0      |

ANEXO 4.4.7  
 FLUJOS DE POTENCIA  
 Resumen de Carga, Generación y Pérdidas Totales

| Zone Num | Zone Name | Load MW | Load Mvar | Gen MW | Gen Mvar | Loss MW | Loss Mvar | Int MW | Int Mvar | Load Schedule | Load Mult MW |
|----------|-----------|---------|-----------|--------|----------|---------|-----------|--------|----------|---------------|--------------|
| 1        | 1         | 14.46   | 4.17      | 14.81  | 5.16     | 0.35    | 0.99      | 0      | 0        |               | N 1.00       |

ANEXO 4.4.8  
FLUJOS DE POTENCIA  
Datos de Monitoreo en Barras

| Number | Name     | Area Name | Monitor | Limit Group | PU Volt | Volt (kV) |
|--------|----------|-----------|---------|-------------|---------|-----------|
| 27     |          |           | 1 Yes   | Default     | 1.0101  | 4.242     |
| 8      |          |           | 1 Yes   | Default     | 1.0101  | 4.242     |
| 28     |          |           | 1 Yes   | Default     | 1.0101  | 4.242     |
| 11     | LAGU13   |           | 1 Yes   | Default     | 1.00505 | 13.87     |
| 18     | BARRA OS |           | 1 Yes   | Default     | 1       | 4.2       |
| 20     |          |           | 1 Yes   | Default     | 0.99092 | 4.162     |
| 26     | SHUSHU13 |           | 1 Yes   | Default     | 0.98743 | 13.627    |
| 30     |          |           | 1 Yes   | Default     | 0.98737 | 4.147     |
| 29     |          |           | 1 Yes   | Default     | 0.98704 | 4.146     |
| 14     | JIVI13   |           | 1 Yes   | Default     | 0.98573 | 13.603    |
| 19     | PAYA13   |           | 1 Yes   | Default     | 0.97621 | 13.472    |
| 13     | JIVI69   |           | 1 Yes   | Default     | 0.97455 | 67.244    |
| 24     | COCA69   |           | 1 Yes   | Default     | 0.97332 | 67.159    |
| 12     | LAGO69   |           | 1 Yes   | Default     | 0.97113 | 67.008    |
| 25     | SHUSHU69 |           | 1 Yes   | Default     | 0.97052 | 66.966    |
| 7      | LAGO13   |           | 1 Yes   | Default     | 0.95534 | 13.184    |
| 6      | STA. CEC |           | 1 Yes   | Default     | 0.92821 | 12.809    |
| 1      | LUM44    |           | 1 Yes   | Default     | 0.92179 | 0.369     |
| 5      | JABELI   |           | 1 Yes   | Default     | 0.91229 | 12.59     |
| 2      | LUM13    |           | 1 Yes   | Default     | 0.90607 | 12.504    |
| 4      | SEVILLA  |           | 1 Yes   | Default     | 0.9059  | 12.501    |
| 3      | CASCALES |           | 1 Yes   | Default     | 0.9009  | 12.432    |



**ANEXO 4.4.9**  
**FLUJOS DE POTENCIA**  
**Datos de Monitoreo en Lineas**

| From Number | From Name | To Number | To Name  | Circuit | Monitor | Limit Group | Used Limiting Flow | Limit | Used % of Limit | MVA or Amps? |
|-------------|-----------|-----------|----------|---------|---------|-------------|--------------------|-------|-----------------|--------------|
| 1           | LUM44     | 2         | LUM13    | 1       | YES     | Default     | 0.4                | 0.5   | 70.6            | MVA          |
| 2           | LUM13     | 3         | CASCALES | 1       | YES     | Default     | 0.1                | 5.5   | 2.1             | MVA          |
| 3           | CASCALES  | 4         | SEVILLA  | 1       | YES     | Default     | 0.2                | 5.5   | 3.6             | MVA          |
| 4           | SEVILLA   | 5         | JAMBELI  | 1       | YES     | Default     | 0.3                | 1000  | 0               | MVA          |
| 5           | JAMBELI   | 6         | STA. CEC | 1       | YES     | Default     | 0.4                | 5.5   | 7.1             | MVA          |
| 6           | STA. CEC  | 7         | LAGO13   | 1       | YES     | Default     | 0.6                | 5.5   | 10.7            | MVA          |
| 11          | LAGU13    | 7         | LAGO13   | 1       | YES     | Default     | 3.3                | 6.4   | 51.2            | MVA          |
| 11          | LAGU13    | 7         | LAGO13   | 2       | YES     | Default     | 3.3                | 6.4   | 51.2            | MVA          |
| 7           | LAGO13    | 12        | LAGO69   | 1       | YES     | Default     | 1                  | 1000  | 0.1             | MVA          |
| 8           |           | 11        | LAGU13   | 1       | YES     | Default     | 1.5                | 3.5   | 44              | MVA          |
| 11          | LAGU13    | 27        |          | 1       | YES     | Default     | 2.5                | 3.5   | 72.3            | MVA          |
| 11          | LAGU13    | 28        |          | 1       | YES     | Default     | 2.5                | 3.5   | 72.3            | MVA          |
| 12          | LAGO69    | 13        | JIVI69   | 1       | YES     | Default     | 1                  | 51.7  | 2               | MVA          |
| 13          | JIVI69    | 14        | JIVI13   | 1       | YES     | Default     | 3.6                | 12    | 30.4            | MVA          |
| 13          | JIVI69    | 24        | COCA69   | 1       | YES     | Default     | 0.9                | 51.7  | 1.8             | MVA          |
| 13          | JIVI69    | 25        | SHUSHU69 | 1       | YES     | Default     | 2.4                | 51.7  | 4.7             | MVA          |
| 14          | JIVI13    | 18        | BARRA OS | 1       | YES     | Default     | 5.5                | 1000  | 0.5             | MVA          |
| 19          | PAYA13    | 20        |          | 1       | YES     | Default     | 1.9                | 1000  | 0.2             | MVA          |
| 24          | COCA69    | 19        | PAYA13   | 1       | YES     | Default     | 0.9                | 1000  | 0.1             | MVA          |
| 19          | PAYA13    | 29        |          | 1       | YES     | Default     | 0.6                | 1.3   | 44.4            | MVA          |
| 19          | PAYA13    | 30        |          | 1       | YES     | Default     | 1                  | 2     | 50              | MVA          |
| 25          | SHUSHU69  | 26        | SHUSHU13 | 1       | YES     | Default     | 2.4                | 2.5   | 95.8            | MVA          |

ANEXO 4.4.10  
FLUJOS DE POTENCIA  
Lineas y Transformadores

| From Number | From Name | To Number | To Name  | Circuit | Status | Xfrmr | R       | X       | C   | Lim A MVA | Lim B MVA | Lim C MVA |
|-------------|-----------|-----------|----------|---------|--------|-------|---------|---------|-----|-----------|-----------|-----------|
| 1           | LUM44     | 2         | LUM13    | 1       | Closed | Yes   |         | 0       | 0.8 | 0         | 0.5       | 0         |
| 2           | LUM13     | 3         | CASCALES | 1       | Closed | No    | 0.5482  | 0.41352 | 0   | 5.5       | 0         | 0         |
| 3           | CASCALES  | 4         | SEVILLA  | 1       | Closed | No    | 0.36547 | 0.27568 | 0   | 5.5       | 0         | 0         |
| 4           | SEVILLA   | 5         | JAMBELI  | 1       | Closed | No    | 0.21928 | 0.16541 | 0   | 1000      | 0         | 0         |
| 5           | JAMBELI   | 6         | STA. CEC | 1       | Closed | No    | 0.40202 | 0.30325 | 0   | 5.5       | 0         | 0         |
| 6           | STA. CEC  | 7         | LAGO13   | 1       | Closed | No    | 0.43856 | 0.33071 | 0   | 5.5       | 0         | 0         |
| 11          | LAGU13    | 7         | LAGO13   | 1       | Closed | No    | 0.14598 | 0.06275 | 0   | 6.4       | 0         | 0         |
| 11          | LAGU13    | 7         | LAGO13   | 2       | Closed | No    | 0.14598 | 0.06275 | 0   | 6.4       | 0         | 0         |
| 7           | LAGO13    | 12        | LAGO69   | 1       | Closed | Yes   | 0       | 0.155   | 0   | 1000      | 0         | 0         |
| 8           |           | 11        | LAGU13   | 1       | Closed | Yes   | 0       | 0.16286 | 0   | 3.5       | 0         | 0         |
| 11          | LAGU13    | 27        |          | 1       | Closed | Yes   | 0       | 0.16286 | 0   | 3.5       | 0         | 0         |
| 11          | LAGU13    | 28        |          | 1       | Closed | Yes   | 0       | 0.16286 | 0   | 3.5       | 0         | 0         |
| 12          | LAGO69    | 13        | JIVI69   | 1       | Closed | No    | 0.01556 | 0.03119 | 0   | 51.7      | 0         | 0         |
| 13          | JIVI69    | 14        | JIVI13   | 1       | Closed | Yes   | 0       | 0.06458 | 0   | 12        | 0         | 0         |
| 13          | JIVI69    | 24        | COCA69   | 1       | Closed | No    | 0.02108 | 0.04005 | 0   | 51.7      | 0         | 0         |
| 13          | JIVI69    | 25        | SHUSHU69 | 1       | Closed | No    | 0.01004 | 0.02012 | 0   | 51.7      | 0         | 0         |
| 14          | JIVI13    | 18        | BARRA OS | 1       | Closed | Yes   | 0       | 0.0608  | 0   | 1000      | 0         | 0         |
| 19          | PAYA13    | 20        |          | 1       | Closed | Yes   | 0       | 0.184   | 0   | 1000      | 0         | 0         |
| 24          | COCA69    | 19        | PAYA13   | 1       | Closed | Yes   | 0       | 0.155   | 0   | 1000      | 0         | 0         |
| 19          | PAYA13    | 29        |          | 1       | Closed | Yes   | 0       | 0.4568  | 0   | 1.3       | 0         | 0         |
| 19          | PAYA13    | 30        |          | 1       | Closed | Yes   | 0       | 0.26    | 0   | 2         | 0         | 0         |
| 25          | SHUSHU69  | 26        | SHUSHU13 | 1       | Closed | Yes   | 0       | 0.29671 | 0   | 2.5       | 0         | 0         |

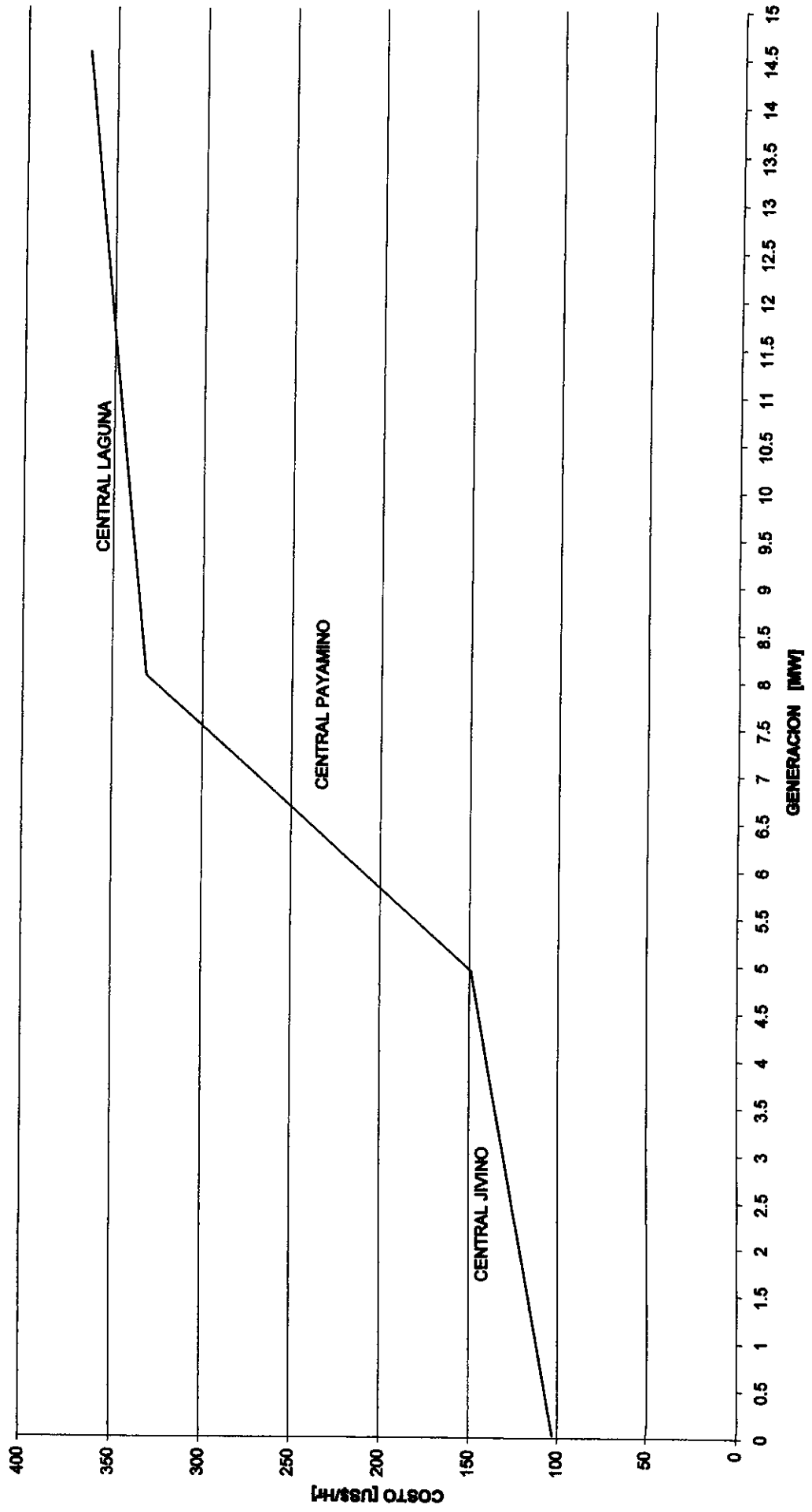
ANEXO 4.4.11  
FLUJOS DE POTENCIA  
Control de Transformadores

| From Number | From Name | To Number | To Name  | Circuit | Status | Type | Tap/Phase | XF Auto | Reg Bus | Reg Value | Reg Error | Reg Min | Reg Max | Tap Min | Tap Max | Step Size |
|-------------|-----------|-----------|----------|---------|--------|------|-----------|---------|---------|-----------|-----------|---------|---------|---------|---------|-----------|
| 1           | LUM44     | 2         | LUM13    | 1       | Closed | LTC  | 1         | NO      | 1       | 0.92179   | -0.06821  | 0.99    | 1       | 0.9     | 1.1     | 0.00625   |
| 7           | LAGO13    | 12        | LAGO89   | 1       | Closed | LTC  | 1         | NO      | 7       | 0.95534   | -0.03466  | 0.99    | 1       | 0.9     | 1.1     | 0.00625   |
| 8           |           | 11        | LAGU13   | 1       | Closed | LTC  | 1         | NO      | 8       | 1.0101    | 0.0101    | 0.99    | 1       | 0.9     | 1.1     | 0.00625   |
| 11          | LAGU13    | 27        |          | 1       | Closed | LTC  | 1         | NO      | 11      | 1.00505   | 0.00505   | 0.99    | 1       | 0.9     | 1.1     | 0.00625   |
| 11          | LAGU13    | 28        |          | 1       | Closed | LTC  | 1         | NO      | 11      | 1.00505   | 0.00505   | 0.99    | 1       | 0.9     | 1.1     | 0.00625   |
| 13          | JIVI69    | 14        | JIVI13   | 1       | Closed | LTC  | 1         | NO      | 13      | 0.97455   | -0.01545  | 0.99    | 1       | 0.9     | 1.1     | 0.00625   |
| 14          | JIVI13    | 18        | BARRA OS | 1       | Closed | LTC  | 1         | NO      | 14      | 0.98573   | -0.00427  | 0.99    | 1       | 0.9     | 1.1     | 0.00625   |
| 19          | PAYA13    | 20        |          | 1       | Closed | LTC  | 1         | NO      | 19      | 0.97621   | -0.01379  | 0.99    | 1       | 0.9     | 1.1     | 0.00625   |
| 24          | COCA69    | 19        | PAYA13   | 1       | Closed | LTC  | 1         | NO      | 24      | 0.97332   | -0.01668  | 0.99    | 1       | 0.9     | 1.1     | 0.00625   |
| 19          | PAYA13    | 29        |          | 1       | Closed | LTC  | 1         | NO      | 19      | 0.97621   | -0.01379  | 0.99    | 1       | 0.9     | 1.1     | 0.00625   |
| 19          | PAYA13    | 30        |          | 1       | Closed | LTC  | 1         | NO      | 19      | 0.97621   | -0.01379  | 0.99    | 1       | 0.9     | 1.1     | 0.00625   |
| 25          | SHUSHU69  | 26        | SHUSHU13 | 1       | Closed | LTC  | 0.9616    | NO      | 25      | 0.97052   | -0.01948  | 0.99    | 1       | 0.9     | 1.1     | 0.00625   |

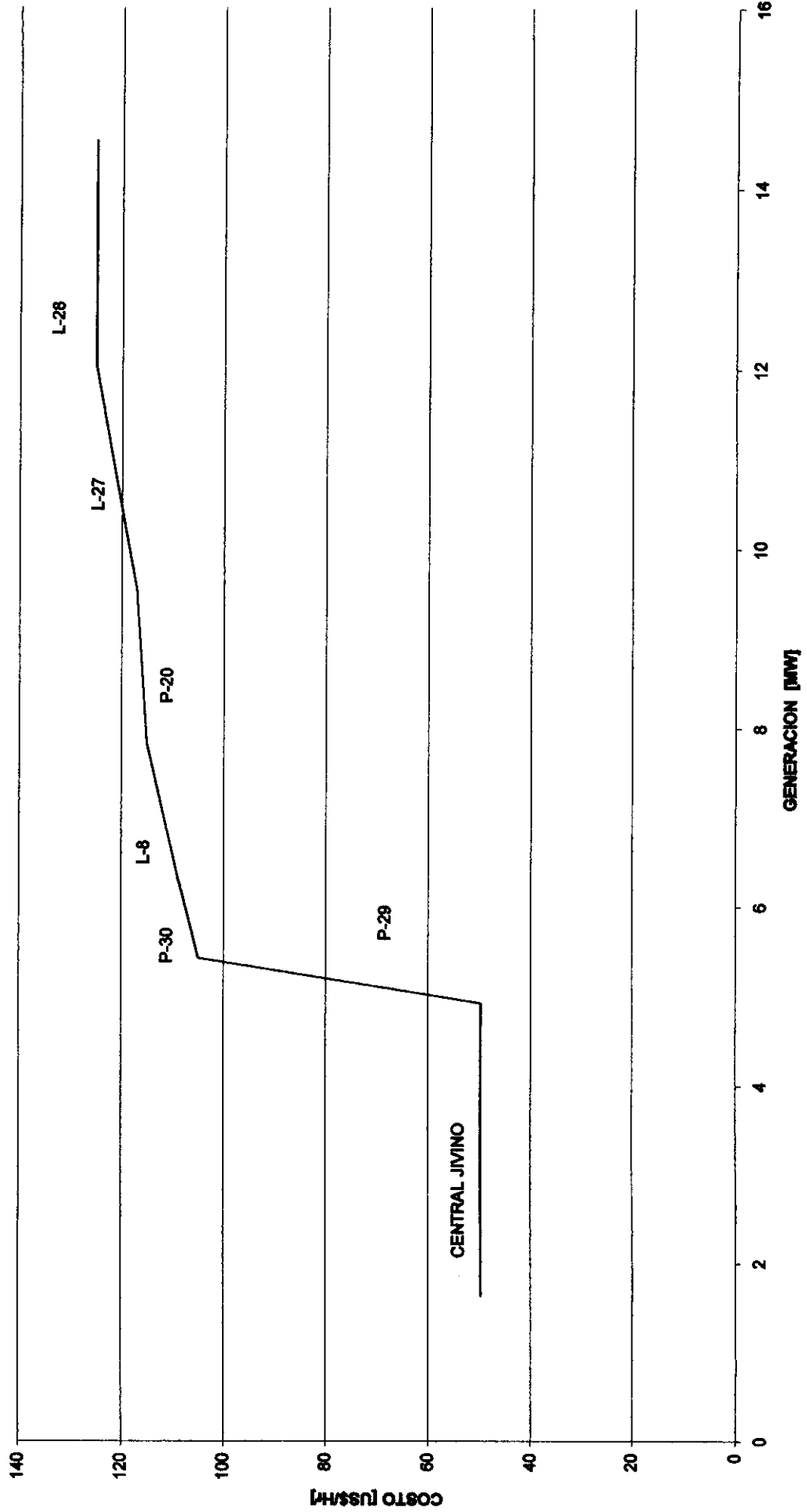
ANEXO 4.4.12  
FLUJOS DE POTENCIA  
Desviaciones

| Number | Name     | Area Name | MW Mismatch | Mvar Mismatch | MVA Mismatch |
|--------|----------|-----------|-------------|---------------|--------------|
| 12     | LAGO69   | 1         | 0.02        | 0.04          | 0.05         |
| 13     | JIVI69   | 1         | -0.02       | -0.04         | 0.05         |
| 3      | CASCALES | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 5      | JAMBELI  | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 6      | STA. CEC | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 7      | LAGO13   | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 11     | LAGU13   | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 25     | SHUSHU69 | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 28     |          | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 30     |          | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 14     | JIVI13   | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 18     | BARRA OS | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 19     | PAYA13   | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 20     |          | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 24     | COCA69   | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 8      |          | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 26     | SHUSHU13 | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 27     |          | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 4      | SEVILLA  | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 29     |          | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 2      | LUM13    | 1         | 0           | 0             | 0            |
| 1      | LUM44    | 1         | 0           | 0             | 0            |

ANEXO 4.4.2.1  
DESPACHO ECONOMICO POR CENTRALES



ANEXO 4.4.2.2  
DESPACHO ECONOMICO POR UNIDADES ELECTROGENAS



## **BIBLIOGRAFIA**

- [1] Alternativas de Equipamiento de las Unidades de Generación; Informe de la Dirección Técnica No 06-2001; Al 23 de Mayo del 2.001.
  
- [2] Arguello Gabriel; Análisis y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia; Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), Escuela Politécnica Nacional; Marzo de 1988.
  
- [3] Arguello Gabriel; Cátedra de Mercado Eléctrico Mayorista; Escuela Politécnica Nacional; Semestre Agosto Marzo del 2001.
  
- [4] Artículo; Ing. Gonzalo Uquillas & Ing. Gabriel Arguello, Revista Opinión; Marzo de 1.999.
  
- [5] Almanaque Ecuatoriano, EDIPCENTRO, Panorama 2.001.
  
- [6] Balance del Primer Semestre de la Empresa Eléctrica Sucumbíos S.A.; Nueva Loja, A Junio del 2001.
  
- [7] Cadena Medardo; Cátedra de Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia; Escuela Politécnica Nacional; Semestre Agosto Marzo del 2001.
  
- [8] Clarke Edith; Circuit Analysis of A-C Power Systems; VOL I y VOL II; Copyright, 1950 by General Electric Company; Third Printing, September 1960 y Seventh Printing, March 1961; USA.

- [9] Enciclopedia del Ecuador, MMI Océano Grupo Editorial, Impreso en España, 2.001.
- [10] Estrada Centeno Jorge; Diseño del sistema de Protecciones para el Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Sucumbíos S. A.; TESIS. Ingeniero Eléctrico; Escuela Politécnica Nacional, Quito. Facultad de Ingeniería Eléctrica; Julio del 2001.
- [11] Grainger Jhon J., Stevenson Willian D.; Análisis de Sistemas de Potencia; McGraw Hill; México. Mx, 1996.
- [12] Guadalupe Armendariz Segundo; Despacho Económico De Carga Sistema: Ambato-Riobamba; TESIS. Ingeniero Eléctrico; Escuela Politécnica Nacional, Quito. Facultad de Ingeniería Eléctrica;1977.
- [13] HOPP H. H.; Piecewise Methods and Applications to Power systems, A Wiley Interscience Publication, New York 1928.
- [14] INEC; Proyecciones y Datos de Producción Agrícola y Ganadera de la Zona Oriental; 1.991,.
- [15] Informe De La Empresa Eléctrica Regional Sucumbios Periodo 1998 - 2000, Dirección Ing. Manuel Pesantez
- [16] POWERWORLD 8.0; Copyright 1996 – 2002 POWERWORLD; Copyright 1995 – 2002 Thomas J. Overbye.
- [17] Programa de Mantenimiento del Parque Termoeléctrico, Dirección Técnica, Al 3 de Marzo del 2.001.



- [18] Regulación No. CONELEC – 010/99; Procedimiento del Mercado Eléctrico Mayorista
- [19] Sarma Mulukutla; Synchronous Machines, Their Theory, Stability, and Excitation Systems; Gordon and Breach Science Publishers; New York, 1938.
- [20] Varios; General Electric; Power Systems Analysis; Power Systems Engineering Course; USA.