

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Facultad de Ingeniería Eléctrica y
Electrónica



VALORIZACION DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA Y
POTENCIA DE PUNTA ENTRE INTEGRANTES DEL COMITE
DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA (COES) Y SU
APLICACION AL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO
NORTE (SICN).

TESIS

Para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Jaime Raúl Flor Vicente

Promoción 1992 - 1

LIMA - PERU - 1995

A mis padres, hermanos y el agradecimiento al
Ing. César Montero F. por su motivación en la
elaboración de este trabajo.

VALORIZACION DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA Y POTENCIA
DE PUNTA ENTRE INTEGRANTES DEL COMITE DE OPERACION
ECONOMICA DEL SISTEMA (COES) Y SU APLICACION AL SISTEMA
INTERCONECTADO CENTRO NORTE (SICN)

Tesis Valorización de las Transferencias de Energía y Potencia de Punta entre integrantes del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) y su aplicación al Sistema Interconectado Centro Norte (SICN).

Autor Jaime Raúl Flor Vicente

Para optar el Título Profesional de

Ingeniero Electricista.

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Universidad Nacional de Ingeniería

Lima-Perú

1995

EXTRACTO

En el Capítulo I se procede a explicar cual es la metodología que el COES emplea, para efectuar las transferencias de energía y su respectiva valorización en el Sistema Interconectado Centro Norte, en el cual se tiene en cuenta los costos marginales resultantes de la operación real de los grupos de generación, tanto hidráulicos como térmicos, los contratos externos al COES que definen las distintas barras de transferencias del Sistema Interconectado y además las inyecciones y retiros correspondientes a los integrantes del Comité de Operación Económica del Sistema, factores de penalización los que reflejan los costos variables y/o costos marginales de una barra de transferencia hacia otra, energía firme.

En el Capítulo II, se procede a explicar el procedimiento que el COES sigue para efectuar las transferencias de potencia de punta y su respectiva valorización, para lo cual se debe tener en cuenta la potencia firme de las centrales de generación hidráulica y de las centrales de generación térmica, la identificación del instante en que ocurre la máxima demanda del sistema en el periodo de evaluación en el cual se determinan las inyecciones y retiros de potencia de los integrantes del COES y su respectiva valorización.

En el capítulo III, los conceptos dados en los dos capítulos anteriores, se vierten en forma práctica al Sistema Interconectado Centro Norte para el mes de junio de 1994, en dicho sistema interconectado existe en la actualidad el Comité de Operación Económica del Sistema (COES-SICN), encargada de la valorización de las transferencias de Energía y Potencia de Punta, tal como lo estipula el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Aquí se identifican los integrantes del COES y sus respectivos compromisos con sus clientes, se definen las características como potencia firme, energía firme, costos variables, factores de penalización. Esta información se elabora en el periodo de evaluación de las transferencias.

SUMARIO

La teoría del costo marginal es la herramienta conceptual utilizada para la valorización de las transferencias de energía y potencia de punta.

La valorización de las transferencias de energía trae consigo el resultado de la comparación de la producción de energía eléctrica (y su costo asociado) contra los compromisos comerciales asumidos con las empresas de distribución u otros clientes.

Dicha valorización se efectúa a costo marginal, es decir al costo de operación y mantenimiento de la unidad de generación que suministra la última unidad de energía requerida por el sistema; en el caso de generación térmica el costo marginal está asociado a sus costos variables y en el caso de generación hidráulica asociado al costo marginal del agua resultado de una simulación de la operación de las centrales tanto hidráulicas como térmicas en un período de cuatro años.

Las transferencias de potencia de punta establece en la hora de demanda máxima de potencia de un año determinado, la diferencia entre las potencias firmes de las empresas generadoras y su participación real en el abastecimiento de la demanda mencionada. Así mismo su valorización a precio de barra retribuye conjuntamente con la valorización de las transferencias de energía a costo marginal, la anualidad de la inversión y el costo de operación y mantenimiento.

El Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas establece procedimientos que permiten efectuar las transferencias de energía y potencia de punta y su respectiva valorización.

INDICE

	Página
INTRODUCCION	
Bases conceptuales sobre tarificación con base en costos marginales a nivel generación. precios básicos de potencia y energía.	1
CAPITULO I : TRANSFERENCIAS DE ENERGIA	6
1.1 Base legal. ley de concesiones eléctricas.	6
1.2 Reglamento del COES. transferencias de energía.	7
1.3 Definición conceptual del proceso de valorización de transferencias de energía.	8
1.3.1 Integrantes del COES.	9
1.3.2 Sistema principal y secundario de transmisión.	10
1.3.3 Definición de barras de transferencias.	11
1.3.4 Entregas o inyecciones de energía.	11
1.3.5 Retiros de energía.	14
1.3.6 Ingreso tarifario.	17
1.4 Energía firme de centrales generadoras.	18
1.4.1 Energía firme de centrales hidráulicas.	18
1.4.2 Energía firme de centrales térmicas.	19
1.5 Determinación de costos marginales de energía a nivel generación y cálculo de los factores de penalización. determinación de la barra de referencia.	20

1.5.1	Costo marginal de la energía. breve descripción de los modelos computacionales utilizados.	20
1.5.2	Factor de penalización.	24
1.6	Métodos empleados en la recopilación de las inyecciones y retiros de energía. periodos establecidos para la valorización de las transferencias de energía.	25
1.7	Elaboración de la hoja electrónica de cálculo para el proceso de valorización de las transferencias de energía.	26
CAPITULO II TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DE PUNTA.		37
2.1	Base legal. ley de concesiones eléctricas.	37
2.2	Reglamento del COES. transferencias de potencia.	37
2.3	Definición conceptual del proceso de valorización de las transferencias de potencia de punta.	38
2.3.1	Entregas o inyecciones de potencia.	39
2.3.2	Retiros de potencia.	40
2.3.3	Ingreso tarifario por venta de potencia.	40
2.4	Potencia firme de centrales generadoras.	41
2.4.1	Potencia firme de centrales hidráulicas.	41
2.4.2	Potencia firme de centrales térmicas.	44
2.5	Determinación de los costos marginales de potencia a nivel generación y cálculo de los factores de penalización. determinación de la barra de referencia.	47

2.6	Métodos empleados en la recopilación de las inyecciones y retiros de potencia. periodos establecidos.	48
2.7	Valorización de las transferencias de potencia de punta.	48
CAPITULO III	APLICACION PRACTICA AL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE (SICN).	53
3.1	Definición del sistema principal de transmisión.	56
3.2	Proceso de valorización de las transferencias de energía.	57
3.3	Proceso de valorización de las transferencias de potencia de punta.	76
CONCLUSIONES		90
RECOMENDACIONES		92
APENDICES		94
BIBLIOGRAFIA		133

INTRODUCCION

Bases conceptuales sobre tarificación con base en costos marginales a nivel generación. precios básicos de potencia y energía.

Actualmente, el sistema tarifario en el país se desenvuelve a través de nuevos conceptos y métodos que permiten una correcta asignación de los recursos. Los precios basados en el Costo Marginal están asociados a dicho principio.

La concepción de Costo Marginal involucra al costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía, o alternativamente el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad adicional de energía, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

Si un sistema eléctrico productivo está económicamente adaptado (Un Sistema Económicamente Adaptado es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio), vale decir que se está en la curva de costos totales de largo plazo, el Costo Marginal de Corto Plazo (CMgCP) es igual al Costo Marginal de Largo Plazo (CMgLP).

Cabe destacar que la noción de costos marginales de largo y de corto plazo no están relacionadas conceptualmente con el tiempo, sino mas bien con la capacidad de alterar el equipamiento para el abastecimiento de la demanda.

La determinación de los costos marginales en potencia y energía a nivel generación, se efectúa mediante el despacho de centrales bajo la curva de duración mensual de la demanda. La simulación de la operación se realiza con el criterio económico de ordenar las centrales, de tal forma, que la demanda sea abastecida al mínimo costo, para lo cual se consideran las distintas situaciones posibles de abastecimiento según los caudales turbinables de las centrales hidráulicas y la disponibilidad de las distintas plantas térmicas que conforman el sistema.

A partir de los resultados de la simulación de la operación, las probabilidades de falla en cada escalón del diagrama de duración y la probabilidad de que cada una de las plantas sea marginal, se calculan los costos marginales de potencia y energía.

Los costos marginales de potencia se asocia al costo de desarrollo de las unidades de punta, mientras que los costos marginales de energía se asocian a los costos de combustible de la planta que en un momento determinado será la que atienda cualquier incremento de la demanda en el sistema interconectado.

Es posible demostrar que si el parque de generación está optimizado; los ingresos obtenidos por la venta de energía (KWh) a un precio igual a su costo marginal de corto plazo, y por la venta de la potencia máxima demandada por el sistema, a un precio igual al costo de desarrollo de las unidades más económicas para establecer la demanda de punta, permiten cubrir exactamente los costos totales (capital más operación) del sistema generador. (Ver el Apéndice A).

La tarificación basada en costos marginales se apoya en tres grandes principios: neutralidad, equidad y eficacia.

Neutralidad Implica que cada cliente debe pagar costo que él ocasiona en el

sistema eléctrico. En razón a este costo reflejado en la tarifa, cada cliente decide de manera descentralizada si ha de mantener su demanda o si ha de modificarla.

Equidad Consiste en evitar discriminaciones injustificadas. Todos los clientes con las mismas características de utilización pagarán el mismo precio o en el caso de sistemas con opciones tarifarias se les ofrecerá las mismas oportunidades. Este principio autoriza fuertes diferenciaciones tarifarias. En efecto, tanto por la magnitud como por los costos involucrados, la diferencia es grande entre los kWh suministrados en muy alta tensión a un cliente industrial y los kWh suministrados en baja tensión a un usuario doméstico.

Eficacia Se refiere a la orientación a los usuarios para la utilización racional de la energía eléctrica y a través de ello a una eficiente asignación de recursos al interior del sistema eléctrico. Este principio implica que en lo posible la señal tarifaria debe permitir conocer a los clientes cuando el consumo le resulta más caro y cuando le resulta menos costoso.

De lo expuesto anteriormente, se concluye que si se satisfacen condiciones de optimalidad en la planificación y en la operación del sistema, una tarifa compuesta por las siguientes componentes sería eficiente y suficiente

Energía	Costo Marginal del KWh en cada instante.
Potencia	Anualidad (mensualidad) del costo de inversión de unidades económicas para dar la punta. Puede usarse como referencia el costo de turbinas a gas.

Observe que en esta perspectiva, no se ha hecho intervenir la noción de probabilidad de pérdida de carga; un enfoque alternativo (pero similar conceptualmente), que es más

bien aplicable a sistemas térmicos, el cual se basa en tarificar la energía en cada instante a su costo marginal, pero incluyendo la probabilidad de falla en ese instante en potencia (motivada por falla de unidades), multiplicada por el costo de falla respectivo.

Luego, el precio otorgado a la producción de energía está relacionado con el costo de operación de la central térmica o hidráulica, que opera para abastecer la demanda en la parte superior del diagrama de carga (Costo Marginal de Corto Plazo), por lo que para su determinación tendríamos dos casos a considerar

1. Si se trata de una Central Térmica, la valorización de la energía en ese instante se efectuará teniendo en cuenta el costo variable de dicha central y el factor de penalización en la barra de inyección.
2. Si se trata de una Central Hidráulica, debemos tener en cuenta el valor que posee el agua, el cual depende de las condiciones hidrológicas en ese instante, es decir la disponibilidad del agua en las lagunas y embalses, los caudales turbinables, etc, para lo cual, los Sistemas Interconectados en el país cuentan con modelos computacionales (como el JUNRED), que permiten definir el valor del agua a través de una simulación de la operación de las Centrales Hidroeléctricas y los grupos térmicos del Sistema Interconectado.

En el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), en la actualidad se cuenta con un modelo que permite efectuar la simulación de la operación de las centrales en el mediano plazo, el cual nos permite obtener los precios básicos de energía, el valor del agua; así como el costo marginal promedio mensual.

El modelo utilizado, es un modelo de despacho uninodal que permite optimizar la operación de sistemas hidrotérmicos con un solo embalse (el Lago Junín) en etapas

mensuales; utiliza programación dinámica estocástica para establecer el valor del agua embalsada y determina estrategias de operación del parque generador y los costos marginales asociados al periodo de análisis. El modelo utiliza datos de hidrología de un periodo de 36 años (1957-1992) y la demanda esperada hasta el año 2000.

La representación de la demanda del sistema interconectado se realizó en términos de diagramas de duración de tres bloques para cada uno de los 48 meses del período de estudio. Como consecuencia de lo anterior los costos marginales esperados, resultados del modelo, resultan discriminados para cada uno de los tres bloques. A partir de los costos marginales, y con fines tarifarios, el costo de la energía se redujo a dos periodos: punta y fuera de punta.

El costo de la potencia se determina a partir del precio básico de la potencia de punta (basada en costos fijos de operación de turbinas a gas, incluida la conexión al sistema).

CAPITULO(I) TRANSFERENCIAS DE ENERGIA

1.1 Base legal. ley de concesiones eléctricas.

En el presente capítulo se explica el procedimiento que sigue el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) para efectuar las transferencias de energía y su respectiva valorización entre integrantes del COES. Este procedimiento toma como base la Nueva Ley de Concesiones Eléctricas D.L. 25844 y su respectivo Reglamento D.S. 009-93 EM, y de acuerdo a éstos las transferencias de energía es la labor que le corresponde desarrollar al COES, de acuerdo a lo que se estipula en el

Artículo 41, letra e) del Título IV de la Ley de Concesiones Eléctricas.(Ver Apéndice B).

Artículo 91, letra e) del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.(Ver Apéndice B).

Precisamente, este último artículo define como responsabilidad de la Dirección de Operaciones del COES, la determinación de las mencionadas transferencias.

El proceso de transferencias de energía que se efectúa mensualmente, se desarrolla de acuerdo a lo estipulado en los artículos 107 y 108 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, y se explica en el subcapítulo siguiente.

1.2 Reglamento del COES. transferencias de energía.

Según el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas la valorización de las transferencias de energía entre integrantes del COES, producida por la operación económica del sistema, será efectuada y registrada por el COES en forma mensual, de acuerdo al siguiente procedimiento

- a) Se efectuará la medición y/o los cálculos para determinar las entregas (aportes de energía de una central generadora hacia una barra) y retiros (energía vendida por un generador a un cliente en una barra) de energía de cada integrante del COES;
- b) La energía entregada y retirada asociada a cada integrante será valorizada multiplicándola por el Costo Marginal de Corto Plazo correspondiente;
y
- c) Para cada integrante, se sumarán algebraicamente todas las entregas y retiros valorizados ocurridos en el sistema durante el período de valorización. Las entregas se considerarán con signo positivo y los retiros con signo negativo.

El valor resultante, sea positivo o negativo, constituirá el saldo neto mensual acreedor o deudor respectivamente de cada integrante del Comité de Operación Económica del Sistema.

Cada integrante que obtenga un saldo neto mensual negativo pagará dicha cantidad, dentro de los siete días calendario del mes siguiente a todos los integrantes que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de éstos participe en el saldo positivo del mes.

1.3 Definición conceptual del proceso de valorización de transferencias de energía.

Las Transferencias de Energía y su respectiva valorización, surgen a raíz de los contratos, de compra y venta de energía, de las empresas generadoras integrantes del COES, con una Empresa Distribuidora o con un Cliente Libre (Cliente Libre se denomina a aquel cuya potencia instalada es superior o igual a 1000 kW). En estos contratos se definen los compromisos de energía, de las Empresas de Generación, hidráulicas y/o térmicas, con sus clientes.

Al final de un mes, periodo establecido para la valorización de las transferencias de energía, se establece mediante procedimientos establecidos en los contratos suscritos, el compromiso de abastecimiento de energía eléctrica de las Empresas de Generación con sus clientes.

Además con la operación real de las centrales de generación, para cada integrante, se verifica si es que la generación de aquellas ha sido lo suficiente para abastecer los compromisos pactados. De no ser así, significa que la energía que no ha podido suministrar, por intermedio de su generación propia, la ha tenido que abastecer a través de la generación de otra empresa generadora y llevarla hacia el cliente a través de la red del Sistema Interconectado, produciéndose de esta manera, una transferencia de energía entre Empresas Generadoras integrantes del COES.

Es importante señalar, que la energía transferida, debe ser retribuida económicamente hacia la empresa de generación que contribuyó con la imposibilidad de abastecimiento. Esta retribución se efectúa a costo marginal de corto plazo.

Este proceso de determinación y valorización de las transferencias de energía, como se indicó se define en los artículos 107 y 108 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, de los cuales se extracta:

"Se efectuará la medición y/o los cálculos respectivos para determinar las entregas y retiros de energía de cada integrante".

Para desarrollar el proceso en estudio es importante definir y poder distinguir en un sistema interconectado, los conceptos involucrados en el párrafo anterior, tales como integrantes del COES, entregas o inyecciones y retiros de energía.

1.3.1 Integrantes del COES

Este concepto corresponde a las Empresas de Generación y de Transmisión que formen parte del sistema interconectado, y según lo estipulado en el artículo 81 del Reglamento de la Ley de concesiones Eléctricas, se indica que cada COES estará integrado obligatoriamente por :

- a) Entidades generadoras cuya potencia instalada sea superior al 2% de la potencia instalada efectiva del sistema interconectado y comercialicen más del 50% de su energía firme; y
- b) Entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión.

Las entidades generadoras que no cumplan individualmente con la condición señalada en el inciso a), podrán participar en el COES asociándose entre ellas y siempre que alcancen el referido límite, pudiendo acreditar sólo un representante por todas ellas.

Esta definición permite tener claro que los actores participantes en las

transferencias son empresas generadoras y/o empresas de transmisión, de modo que los conceptos de entregas y retiros están asociados sólo a este tipo de empresas.

1.3.2 Sistema principal y secundario de transmisión.

El Sistema Principal de Transmisión, es aquella parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.

Las condiciones o criterios a considerarse para definir el Sistema Principal de Transmisión serán, de acuerdo al artículo 132 del Reglamento de La Ley de Concesiones Eléctricas, las siguientes

- Deberá comprender instalaciones de alta o muy alta tensión.
- Deberá permitir el flujo bidireccional de energía en el sistema interconectado.
- El régimen de uso.

Además dicho artículo indica que cada cuatro años o a la incorporación de una central de generación en el sistema, se evaluarán los sistemas de transmisión calificados como principales y en mérito a las modificaciones que se hubieran presentado se procederá a su redefinición.

Luego el Sistema Principal de Transmisión permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema.

El Sistema Secundario de Transmisión es aquella parte del sistema de

transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión. Los sistemas secundarios permiten a los generadores conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquiera de las barras de estos sistemas.

1.3.3 Definición de barras de transferencia

En el sistema principal de transmisión se denominan Barras de Transferencia, a aquellas en donde existen Entregas (Inyecciones) y/o Retiros, de energía y potencia, de dos o más integrantes del COES.

Estas barras se podrán definir mediante los contratos de compra venta de energía y potencia de los integrantes del COES con una Empresa de Distribución, o con un cliente libre por ejemplo, entiéndase como cliente libre a los que no están sujetos a regulación de precios y cuya potencia instalada sea mayor a 1000 kW.

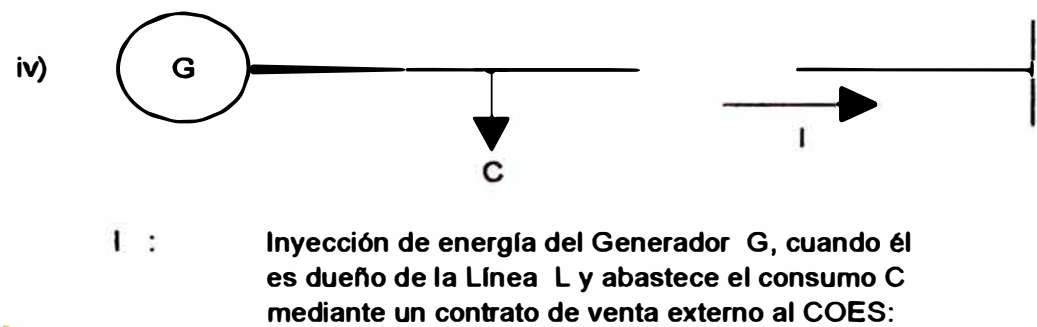
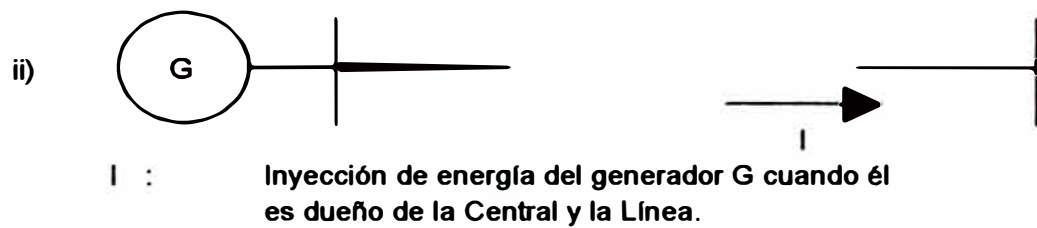
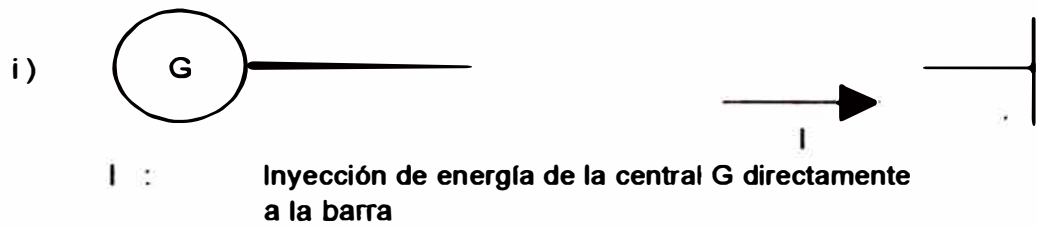
1.3.4 Entregas o inyecciones de energía

Este concepto corresponden a los aportes de energía de una central generadora o a la inyección de energía desde una línea de transmisión hacia una barra de transferencia. Estas están asociadas a los integrantes del Comité de Operación Económica del Sistema, es decir, a las empresas de generación y la empresa de transmisión.

Gráficamente, son inyecciones las que se muestran en la figura 1.1.

Figura 1.1

INYECCIONES EN UN SISTEMA INTERCONECTADO



1.3.5 Retiros de energía

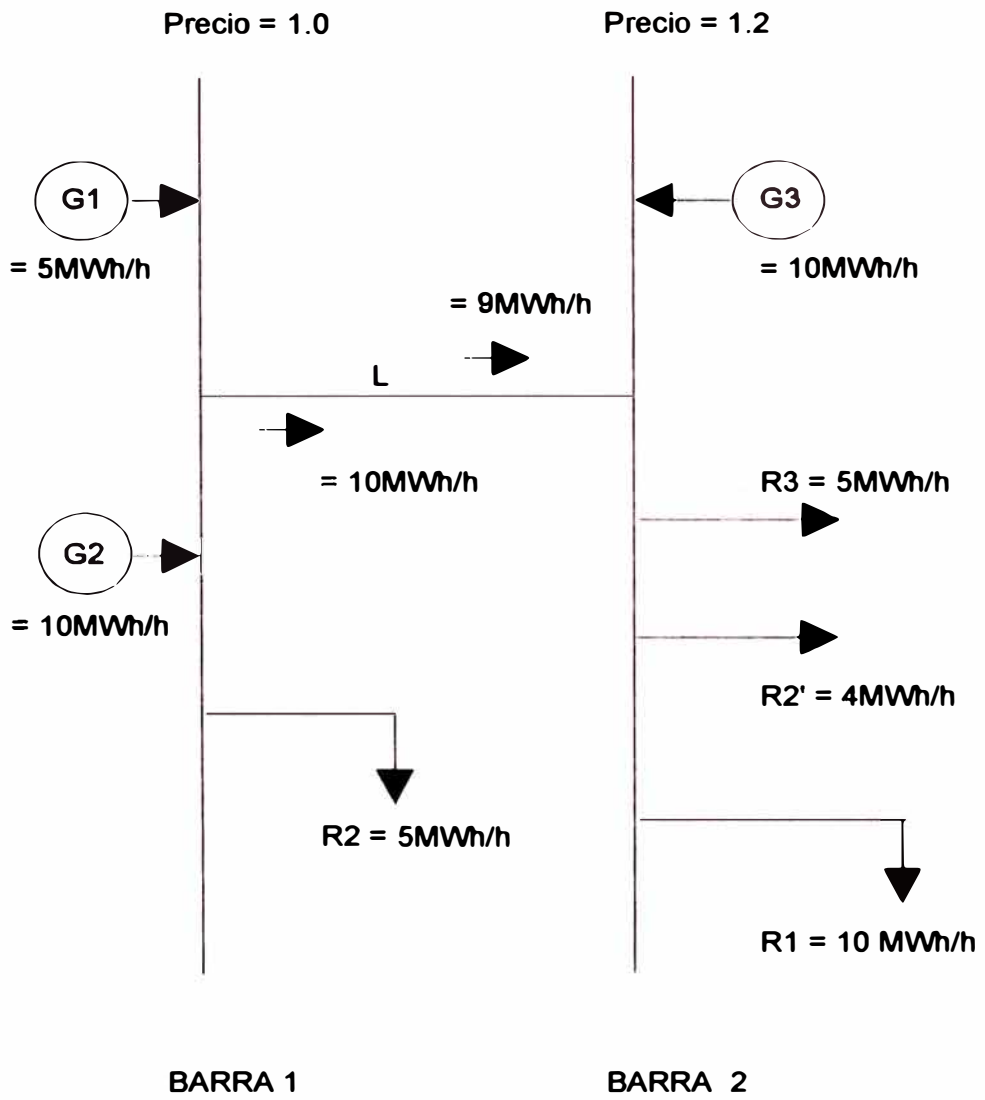
Este concepto corresponde a la energía que es vendida en una barra por un generador a un cliente, mediante un contrato comercial externo al COES. Los clientes pueden ser empresas distribuidoras o clientes libres, que no pertenecen al COES. Desde este punto de vista, es importante tener claro que en el COES, el retiro se asocia al generador que vende la energía y no al cliente (que obviamente no pertenece al COES, salvo el caso explicado en el párrafo siguiente, en que un generador puede tener el rol de "cliente").

En el caso de que un generador haga un contrato de compra de energía firme a otro generador, según lo establece el Artículo 104 del Reglamento, entonces el primero adquiere la categoría de "cliente" por esta energía, aún cuando pertenezca al COES. En este único caso, dicho generador es cliente aún perteneciendo al COES, por lo que se debe separar claramente los 2 roles.

En el caso de una Empresa de Transmisión, en el cual el transporte de energía y potencia va por las líneas del Sistema Principal de Transmisión, de una barra de transferencia a otra, el retiro asociado a dicho integrante del COES, corresponde a la energía que va desde una barra de transferencia hacia la línea y siempre que no sea vendida a un cliente.

A continuación se presenta un ejemplo que tiene por objeto aclarar los conceptos entregados, para esto tomamos la representación de la figura

FIGURA 1.2



L : Pertenece a la Empresa de Transmisión

1.2, en la cual se supone la existencia de 3 generadores :

G1 que inyecta 5 MWh/h en la barra 1

G2 que inyecta 10 MWh/h en la barra 1

G3 que inyecta 10 MWh/h en la barra 2

Los contratos comerciales de los generadores, externos al COES son:

G1: Contrato de 10 MWh/h en barra 2 (R1).

G2: Contratos de 5 MWh/h en barra 1 (R2) y 4 MWh/h en barra 2 (R2').

G3: Contrato de 5 MWh/h en barra 2 (R3).

L perteneciente a la empresa de Transmisión T.

El balance de inyecciones y retiros de este sistema es, en unidades físicas (MWh/h) :

	Inyecciones	Retiros	I-R
G1	5(Barra 1)	10 (R1)	-5
G2	10(Barra 1)	9(R2+R2')	1
G3	10(Barra 2)	5 (R3)	5
T	9(Barra 2)	10(Barra1)	-1
TOTALES	34	34	0

Para la valorización en unidades monetarias, cada una de las inyecciones o retiros de energía se multiplica por su respectivo precio de barra correspondiente, y dicha valorización se asocia al Integrante correspondiente de acuerdo a los contratos, de la manera siguiente

Generador 1

Inyección 5 (Barra 1)

Retiro 10 (Barra 2)

Precio 1.0 (Barra 1)

Precio 1.2 (Barra 2)

Valorización $5 \times 1.0 = 5.0$ Valorización $10 \times 1.2 = 12.0$ Generador 2

Inyección 10 (Barra 1)

Retiro 5 (Barra 1)

Precio 1.0 (Barra 1)

Precio 1.0 (Barra 1)

Valorización $10 \times 1.0 = 10.0$ Valorización $5 \times 1.0 = 5.0$

Retiro 4 (Barra 2)

Precio 1.2 (Barra 2)

Valorización $4 \times 1.2 = 4.8$ Generador 3

Inyección 10 (Barra 2)

Retiro 5 (Barra 2)

Precio 1.2 (Barra 2)

Precio 1.2 (Barra 2)

Valorización $10 \times 1.2 = 12.0$ Valorización $5 \times 1.2 = 6.0$ Transmisión

Inyección 9 (Barra 2)

Retiro 10 (Barra 1)

Precio 1.2 (Barra 2)

Precio 1.0 (Barra 1)

Valorización $9 \times 1.2 = 10.8$ Valorización $10 \times 1.0 = 10.0$

Así, de éstos cálculos efectuados obtenemos el siguiente cuadro resumen

	Inyecciones	Retiros	I-R
G1	5.0	12.0	-7.0
G2	10.0	9.8	0.2
G3	12.0	6.0	6.0
T	10.8	10.0	0.8
TOTALES	37.8	37.8	0.0

Se concluye que G1 es deficitario en 7 que paga a los otros 3 integrantes: 0,2 a G2; 6.0 a G3 y 0,8 a T.

Se visualiza que las transferencias se producen tanto en la barra 1 como en la 2. En la barra 1 hay transferencias entre G1, G2 y T. En la barra 2 hay transferencias entre G1, G2, G3 y T.

Como se definió anteriormente, son Barras de Transferencia entonces, aquellas barras en donde existen Entregas y/o Retiros de 2 o más integrantes de un COES.

Notar, por otra parte, que en este proceso de valorización de transferencias, el transmisor T obtiene exactamente la diferencia:

$$\begin{array}{r}
 9 \quad \times \quad 1.2 \quad - \quad 10 \quad \times \quad 1.0 \quad = \quad 0.8 \\
 \text{flujo en} \quad \text{precio} \quad \text{flujo en} \quad \text{precio} \\
 \text{extremo} \quad \text{en dicho} \quad \text{extremo} \quad \text{en dicho} \\
 \text{receptor} \quad \text{extremo} \quad \text{transmisor} \quad \text{extremo} \\
 \text{de Línea}
 \end{array}$$

1.3.6 Ingreso tarifario

La diferencia calculada en el ítem anterior se conoce como Ingreso Tarifario y corresponde a la remuneración que se produce en el proceso

de valorización de la energía inyectada y retirada por los generadores a costo marginal, y que pertenece al transportista.

Esto quiere decir que en este proceso, el transmisor recoge en forma natural el Ingreso Tarifario a Costo Marginal. Esta conclusión es muy importante y debe tenerse en cuenta en los procesos de facturación de la transmisión, tema no tratado en este trabajo.

En base a los conceptos indicados, para la valorización de las transferencias de energía, se debe proceder a identificar cada una de las barras de transferencia, las inyecciones y los retiros asociados para cada integrante del Comité de Operación Económica del Sistema en las barras de transferencia definidas en el Sistema Interconectado.

1.4 Energía firme de centrales generadoras

1.4.1 Energía firme de las centrales hidráulicas.

La Energía Firme para centrales hidráulicas se define como la máxima producción esperada de energía eléctrica en condiciones de hidrología seca.

La hidrología seca corresponde a una temporada, cuya probabilidad de excedencia según el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas es la más próxima a 95%. Dicha probabilidad de excedencia se refiere, en el caso de caudales afluentes, como el caudal que tenga una probabilidad de persistencia específica o incidencia dentro de la historia estadística de éstos, es decir el que más probabilidad de ocurrencia específica tenga.

Para el cálculo de la energía firme de plantas hidroeléctricas, en principio se calculan los valores mensuales de energía generable por cada empresa/central traducidos de las mediciones de caudales de los ríos afluentes a las lagunas, a lo largo de varios años de historia estadística hidrológica. Dicha energía generable toma en cuenta el caudal histórico de los afluentes a las centrales, los factores de mantenimiento, eficiencia, y números de horas del mes.

Estos valores mensuales de energía generable se totalizan en forma anual y luego estos resultados anuales (que representa la energía generable total de las centrales hidráulicas, en un Sistema Interconectado) se ordenan en forma descendente, y a continuación hallamos la que se aproxime a un 95% de persistencia, con este valor hallado volvemos al cuadro de datos por cada empresa/central y ubicamos en forma individual la energía firme de cada planta generadora.

Tenemos, como ejemplo, el resumen del cálculo de la energía firme de las centrales hidroeléctricas, para el año 1994 del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), mostrados en los cuadros 1.1 y 1.2.

1.4.2 Energía firme de las centrales térmicas.

Para el caso de las centrales térmicas la energía firme se define como la máxima producción esperada de energía en condiciones de indisponibilidad esperada, en un determinado tiempo de operación. Para esto se determina los aportes de energía de las centrales termoeléctricas,

considerando la potencia efectiva, la indisponibilidad promedio y el número de horas del año.

$$EFT = Peft * (1 - p) * 8760$$

Donde:

EFT Energía Firme de las Centrales Térmicas.

Peft Potencia Efectiva de las Centrales Térmicas.

p Tasa de indisponibilidad promedio.

Tenemos, como ejemplo, el resumen del cálculo de la energía firme de las centrales térmicas, para el año 1994 del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), mostrado en el cuadro 1.3, en el cual se tiene en cuenta para el cálculo los aspectos mencionados anteriormente.

1.5 Determinación de costos marginales de energía a nivel generación y cálculo de los factores de penalización. determinación de la barra de referencia.

1.5.1 Costo marginal de la energía. breve descripción de los modelos computacionales utilizados.

En general, la información relativa a los costos marginales se tiene antes de desarrollar el proceso de cálculo de transferencias de energía, ello porque el costo marginal se va conociendo hora a hora, como resultado de la operación óptima coordinada por el COES, de modo que en los reportes de Programación Semanal que este organismo emita, se deben incorporar los costos marginales, procediendo al final de cada semana a definir los valores reales definitivos, producto de la operación real.

Por esta razón, y al igual que los contratos de suministro externos al COES, los costos marginales horarios son un dato de entrada al modelo de cálculo de transferencias.

Para las transferencias de energía en un determinado de valorización, se debe determinar dentro del proceso los costos marginales correspondientes a cada hora del mes, de acuerdo al siguiente procedimiento:

En aquellas horas en que existió generación térmica, se considera el costo marginal igual al costo variable de la unidad térmica más cara en operación. Cabe señalar que esta consideración corresponde exactamente a la definición de Costo Marginal de Corto Plazo para el caso en que el valor del agua de los embalses sea menor que el costo variable de las centrales térmicas, situación que se puede dar en un Sistema Interconectado.

En aquellas horas en que no existió generación térmica, el costo marginal resulta igual al valor del agua de los embalses.

En cuanto a los costos variables (CV) considerados para la determinación de los costos marginales de corto plazo, éste resulta de la suma de los costos variables combustibles (CVC) y los costos variables no combustibles (CVNC).

El CVC en Turbogases se define como el gasto que se incurre en el combustible para generar una unidad de energía (kWh) y corresponde al consumo promedio generando a una potencia determinada, es decir es la

relación entre el precio del combustible (\$/galón) y el rendimiento del grupo térmico (kWh/galón).

El CVNC para las unidades turbogases del Sistema Interconectado Centro Norte, se ha considerado fundamentalmente los gastos en mantenimiento de acuerdo a las recomendaciones del fabricante y el combustible de los arranques y parada de la unidad térmica. El CVNC se define como el costo total por los rubros anteriormente definidos, ocasionados por una entrada-salida de paralelo de la unidad. Lógicamente, este costo total se puede distribuir unitariamente en la energía, dividiéndolo entre la energía generada durante este período

Por otra parte, el costo marginal mensual promedio en el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), resulta de la simulación de la operación de las plantas de generación eléctrica (hidráulicas y/o térmicas), y son determinados a través de modelos computacionales. Estos modelos computacionales están denominados como : JUNRED, JUNANU y JUNTAR.

El objetivo específico de estos modelos es determinar el costo marginal de energía esperado en un horizonte de operación de 48 meses, y la producción de las centrales en dicho horizonte de análisis, para lo cual se distinguen dos fases para su determinación

La primera fase, es la fase de optimización, desarrollada por el programa computacional JUNRED, el cual necesita los siguientes datos para su ejecución:

La estadística hidrológica (caudales promedios) en forma mensual y año por año del lago Junín, en Mantaro, Malpaso, Restitución y afluentes.

Las características del parque generador térmico, tales como la potencia instalada de las plantas térmicas, los costos de combustible, la tasa de salida forzada y rendimientos.

El programa de mantenimiento de las centrales eléctricas, el cual es elaborado por los representantes de las entidades generadoras.

La proyección de la demanda en un lapso de cuatro años. Dicha demanda es discretizada en tres bloques (Punta, Media y Base).

El predespacho de las centrales de pasada, que abastecerán la demanda en el bloque de base del diagrama de duración de carga.

Como resultado de su ejecución el programa arroja los costos futuros actualizados del agua asociados a una hidrología dada (caudal) y a una operación óptima para todos los períodos (meses) del horizonte (años) en estudio.

La segunda fase, es la fase de simulación de la operación, el cual es desarrollada por los programas computacionales JUNANU y JUNTAR, los que necesitan los siguientes datos para su ejecución

Los costos futuros actualizados del agua, que se obtienen de modelo JUNRED. Además se necesita la tasa de actualización fijada en la La Ley de Concesiones Eléctricas.

La hidrología (En forma aleatoria, del Lago Junín y sus

afluentes).

El estado inicial del lago (volumen o cota inicial) para su operación.

Como resultado de su ejecución el programa determina el Costo Marginal Esperado por mes, el valor del agua y el despacho esperado por central.

Este modelo es uninodal y utiliza la barra de Santa Rosa, como punto de concentración de la carga del Sistema Interconectado, debido a este motivo es que se denomina a dicha barra como Barra de Referencia.

Las figuras 1.3, 1.4 y 1.5 muestran en forma sistemática el enfoque de los modelos computacionales utilizados.

1.5.2 Factor de penalización

Dado que las transferencias de energía se producen en distintas barras de transferencias del Sistema Interconectado, se deben tener los costos marginales en cada una de ellas. Para ello, se determina primero el costo marginal en la barra de referencia, de acuerdo a lo siguiente:

Cuando el costo marginal es dado por una central conectada a la barra de referencia, el costo marginal es directamente el costo variable de dicha unidad.

En los casos en que el costo marginal queda dado por el costo variable de una unidad térmica ubicada en una barra distinta de la de referencia, se le determina como el costo variable de la unidad dividido por el factor de penalización de energía de la

barra, definido como:

$$F_{pi} = 1 + \frac{\delta P_{ri}}{\delta L_i}$$

en donde:

F_{pi}	Factor de Penalización de energía de la barra i .
δP_{ri}	Variación de pérdidas del sistema, cuando se produce un aumento δL_i en la demanda de la barra i , abastecido por un aumento de generación en la barra de referencia.
δL_i	Aumento infinitesimal de la demanda en la barra i .

La razón de lo anterior es que una central ubicada en la barra i abastece el consumo marginal δL_i sin incurrir en las pérdidas δP_{ri} , cuando ellas son positivas, con lo cual el costo marginal referido a la barra de referencia es menor. Por su parte, si δP_{ri} es negativo, significa que el aumento de demanda en la barra i disminuye pérdidas al sistema cuando se abastece desde la barra de referencia, de modo que la generación local es más cara, puesto que no produce dicha disminución.

1.6 Métodos empleados en la recopilación de las inyecciones y retiros de energía, periodos establecidos para la valorización de las transferencias de energía.

Para calcular y valorizar las transferencias de energía, las variables relevantes son las entregas y los retiros de energía en las barras de transferencia del Sistema Interconectado, de modo que resulta necesario contar con dicha información a nivel horario en un mes determinado, puesto que de acuerdo a lo expresado en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas:

"La energía entregada y retirada por cada integrante será valorizada

multiplicándola por el Costo Marginal de Corto Plazo correspondiente".

Y dado que este Costo Marginal es un valor horario, significa entonces que las entregas y retiros también deben conocerse a nivel horario.

A continuación se describe el procedimiento que se sigue para obtener la información:

Cada empresa integrante deberá entregar al COES la información horaria de sus retiros (contratos) y sus entregas (aportes de energía) en las barras de transferencia en que cada empresa se encuentre involucrada.

La información entregada por cada empresa debe provenir, en lo posible, de medidores con clase de precisión adecuada para facturación, que permitan la medida y posterior almacenamiento masivo de la información de energía activa en cada hora, medida en el nivel de más alta tensión de la barra.

El resto de las empresas integrantes podrá verificar la información entregada, si lo estimare necesario.

El COES sancionará la información entregada, con el acuerdo de todos sus integrantes.

1.7 Elaboración de la hoja electrónica de cálculo para el proceso de valorización de las transferencias de energía

A objeto de aplicar el procedimiento de valorización de las transferencias de energía, es decir, de las inyecciones y retiros para cada empresa integrante, en los términos explicados en forma conceptual, se debe confeccionar una planilla de cálculo cuyas columnas quedarán constituidas por todas las barras de

transferencia del Sistema Interconectado y sus correspondientes inyecciones y retiros, las cuales están asociadas a los integrantes del COES.

A las mencionadas columnas se le agregan dos : una para los costos marginales y otra para identificar la hora y el día. Además una columna para identificar los factores de penalización que varían de acuerdo a cada barra de transferencia.

Mediante esta matriz, se puede determinar en forma horaria la diferencia entre las inyecciones y retiros para cada empresa, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$S_{kh} = \left(\sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=1}^m I_{jih}^k - \sum_{l=1}^p R_{lih}^k \right] \cdot FP_i \right) \cdot CMg_h$$

En donde:

- S_{kh} : Saldo neto de inyecciones y retiros de la empresa k en la hora h.
- I_{jih}^k : Inyecciones de la empresa k, en la barra de transferencia i y en la hora h.
- R_{lih}^k : Retiros de la empresa k, en la barra de transferencia i y en la hora h.
- FP_i : Factor de penalización de la energía en la barra de transferencia i.
- CMg_h : Costo marginal en la barra de referencia en la hora h.
- n : Número de barras de transferencia del sistema.
- m : Número de inyecciones de la empresa k en la barra de transferencia i.
- p : Número de retiros de la empresa k en la barra de transferencia i.

Sumando los s_{kh} para todas las horas del mes, se obtiene el saldo neto de inyecciones y retiros de cada integrante. De acuerdo a lo estipulado en el Artículo 108 del Reglamento, los integrantes con saldo neto negativo deberán pagar dicha cantidad a los integrantes con saldo neto positivo, en la proporción en que cada uno de los integrantes con saldo positivo participa en el saldo total positivo del mes.

Como un ejemplo práctico supongamos que tenemos 3 empresas generadoras (A, B y C) y la empresa de transmisión (T) como integrantes de un COES, y como resultado final de la valorización de transferencias de un determinado período de evaluación tengamos el saldo (en unidades monetarias) mostrado a continuación para cada integrante

Empresa	Saldo Neto
A	+250
B	-300
C	+150
T	-100

En donde los integrantes A y C adquieren saldos positivos y los integrantes B y T adquieren saldos negativos, por lo que estos últimos deberán pagar su respectivo saldo negativo a los integrantes A y C, en forma proporcional a los saldos positivos de A y C, es decir :

Integrante B :

$$\text{Paga a A : } 300 \times 250 / (250 + 150) = 187.5$$

$$\text{Paga a C : } 300 \times 150 / (250 + 150) = 112.5$$

Luego B, paga : $187.5 + 112.5 = 300$

Integrante T :

Paga a A : $100 \times 250 / (250 + 150) = 62.5$

Paga a C : $100 \times 150 / (250 + 150) = 37.5$

Luego T, paga : $62.5 + 37.5 = 100$

Con lo que se obtiene el siguiente resumen :

	Paga a A	Paga a C	Total
B	187.5	112.5	300
T	62.5	37.5	100
Total	250.0	150.0	

Además se puede determinar al final de cada período de valoración el balance de energía por cada integrante, para lo cual usamos la siguiente fórmula:

$$E_{kh} = \sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^m I_{jih}^k - \sum_{i=1}^p R_{lih}^k \right)$$

En donde:

E_{kh} : Balance neto de inyecciones y retiros de la empresa k en la hora h.

I_{jih}^k : Inyecciones de la empresa k, en la barra de transferencia i y en la hora h.

R_{lih}^k : Retiros de la empresa k, en la barra de transferencia i y en la hora h.

n : Número de barras de transferencia del sistema.

m : Número de inyecciones de la empresa k en la barra de

transferencia i .

p_k : Número de retiros de la empresa k en la barra de transferencia i .

De éste balance de energía, existen dos posibilidades : que la diferencia entre las respectivas inyecciones y retiros de una Empresa de Generación sea positiva o negativa. Si el balance es negativo significa que la producción de dicha empresa no ha logrado cubrir los compromisos contraídos por la misma, es decir que ha tenido que "comprar" energía a otro generador a costo marginal; y si el balance es positivo la empresa "vendió" energía a otra u otras empresas que no han logrado cubrir sus compromisos, esta venta también valorizados a costo marginal.

CUADRO 1.1
VALORES ANUALES DE ENERGIA POR EMPRESA/CENTRAL (GWh)

Año	Electrolima	Cahua	Carhuaquero	Cañón Pato	Mantaro	Malpaso	Resto Centromin	SICN
1956	2,285.300	280.400	472.900	1,002.800	5,748.190	247.200	681.000	10,717.790
1957	2,220.300	279.100	493.700	1,056.200	5,573.456	288.300	903.600	10,814.656
1958	2,115.100	289.500	513.600	1,017.700	5,682.334	290.500	862.600	10,771.334
1959	2,541.500	282.360	477.900	998.900	6,104.420	355.000	891.700	11,651.720
1960	2,388.100	289.900	414.800	1,005.900	5,906.754	326.500	897.600	11,229.554
1961	2,775.800	278.400	419.500	943.700	6,425.762	381.300	898.100	12,122.562
1962	2,637.400	280.500	393.800	988.700	6,425.762	347.500	863.700	11,937.362
1963	2,954.800	287.300	378.400	1,018.300	6,412.924	355.400	896.500	12,303.624
1964	2,713.800	305.100	472.900	958.700	6,425.762	339.200	919.200	12,134.662
1965	2,358.800	294.700	501.200	994.400	6,388.914	325.300	921.300	11,784.614
1966	2,862.700	285.100	465.000	1,035.600	6,330.800	338.300	882.700	12,200.200
1967	3,100.400	273.600	465.500	1,090.200	6,425.762	348.700	933.800	12,637.962
1968	2,632.400	268.200	369.500	1,046.800	6,425.762	334.500	936.400	12,013.562
1969	2,790.100	271.200	475.900	1,096.600	6,219.080	286.500	864.000	12,003.380
1970	3,076.700	305.900	523.900	1,004.800	6,425.762	377.900	938.400	12,653.362
1971	3,154.300	292.000	523.200	1,042.800	6,244.756	346.500	899.300	12,502.856
1972	3,067.700	299.000	512.500	1,023.300	6,425.762	374.800	905.500	12,608.562
1973	3,311.400	294.200	540.700	1,008.000	6,425.762	395.400	981.700	12,957.162
1974	3,108.100	283.600	549.900	981.400	6,425.762	352.700	969.900	12,671.362
1975	3,020.100	301.000	536.500	1,037.900	6,425.762	383.000	938.200	12,642.462
1976	2,929.500	277.400	426.700	975.100	6,425.762	370.700	925.800	12,330.962
1977	2,873.700	280.600	507.100	1,042.000	6,425.762	380.500	894.200	12,403.862
1978	2,835.100	270.200	438.100	1,102.200	6,425.762	389.600	897.800	12,358.762
1979	2,821.200	281.300	404.300	1,094.900	6,377.938	386.300	891.800	12,257.738
1980	2,932.600	287.600	435.600	1,120.700	5,899.502	328.400	867.100	11,871.502
1981	3,081.600	274.900	489.100	1,021.400	6,425.762	383.900	884.600	12,561.262
1982	2,924.600	281.000	495.700	1,043.300	6,424.586	410.000	976.500	12,555.686
1983	3,000.700	292.500	511.700	1,032.700	5,814.830	346.300	928.800	11,927.530
1984	3,224.500	297.500	511.000	1,011.200	6,425.762	365.000	967.100	12,802.062
1985	3,220.900	289.800	420.500	1,037.100	6,425.762	360.100	936.100	12,690.262
1986	3,287.100	283.300	481.000	976.900	6,425.762	378.800	988.400	12,821.262
1987	3,050.600	253.700	438.200	1,001.400	6,408.710	367.900	857.600	12,378.110
1988	3,054.800	284.400	489.100	1,035.600	6,351.282	353.200	882.700	12,451.082
1989	3,093.600	274.100	460.400	977.500	6,425.762	393.500	1,006.700	12,631.562
1990	2,489.200	288.000	477.500	995.200	6,425.762	386.700	927.400	11,989.762
1991	2,880.400	266.500	371.800	1,072.000	6,237.210	329.200	888.400	12,045.510
1992	1,972.600	287.500	472.000	1,108.600	4,317.978	201.100	752.800	9,112.578

Aquí se muestra las energías generables de las centrales hidroeléctricas del SICN desde el año 1956 a 1992.

La energía generable total del SICN año a año, se ordena en forma decreciente y se obtiene la energía con una probabilidad de excedencia de 95% en el siguiente cuadro.

Se observará que esta energía corresponde al año 1958.

CUADRO 1.2
Valores anuales de energía del SICN ordenados en forma
descendente (GWh)

1	12957.162	
2	12821.262	
3	12802.062	
4	12690.262	
5	12671.362	
6	12653.362	
7	12642.462	
8	12637.962	
9	12631.562	
10	12608.562	
11	12561.262	
12	12555.686	
13	12502.856	
14	12451.082	
15	12403.862	
16	12378.110	
17	12358.762	
18	12330.962	
19	12303.624	
20	12257.738	
21	12200.200	
22	12134.662	
23	12122.562	
24	12045.510	
25	12013.562	
26	12003.380	
27	11989.762	
28	11937.962	
29	11927.530	
30	11871.502	
31	11784.614	
32	11651.720	
33	11229.554	
34	10814.656	
35	10771.334	<— 95% (Año 1958)
36	10717.790	
37	9112.578	

Energía Firme para las centrales del SICN (al 95% de persistencia)
(GWh)

Electrolima	2,115.10
Cahua	289.50
Carhuaquero	513.60
Cañón del Pato	1,017.70
Mantaro	5,682.33 (C.H. Mantaro+C.H. Restitución)
Malpaso	290.50
Resto Centromín	862.60 (Yaupi + Oroya + Pachachaca)
SICN	10,771.33

CUADRO 1.3

ENERGIA FIRME DE LAS CENTRALES TERMICAS DEL SICN

	POTENCIA MW	TASA IND. MEDIA	ENERGIA FIRME
Ventanilla Grupo 1	100.0	0.05	832.20
Ventanilla Grupo 2	100.0	0.05	832.20
Electronorte 1	1.5	0.1	11.83
Electronorte 2	5.2	0.1	41.00
Electronorte 3	4.0	0.1	31.54
Electronoroeste Turbo Gas	17.8	0.1	140.34
Piura Diesel	15.0	0.1	118.26
Electronorte Sullana	2.5	0.1	19.71
Electronoroeste Paita	5.6	0.1	44.15
Santa Rosa UTI	50.0	0.05	416.10
Santa Rosa UTI	50.0	0.05	416.10
Chimbote I	20.5	0.08	165.21
Chimbote II	20.5	0.08	165.21
Chimbote III	20.5	0.08	165.21
Trujillo Turbo Gas 4	20.5	0.08	165.21
Santa Rosa BBC	20.0	0.08	161.18
Santa Rosa BBC	20.0	0.08	161.18
TOTAL ENERGIA FIRME :			3,886.64 GWH

ENERGIA FIRME = POTENCIA * (1-TASA IND. MEDIA) * 8760

Figura 1.3

MODELO BASICO

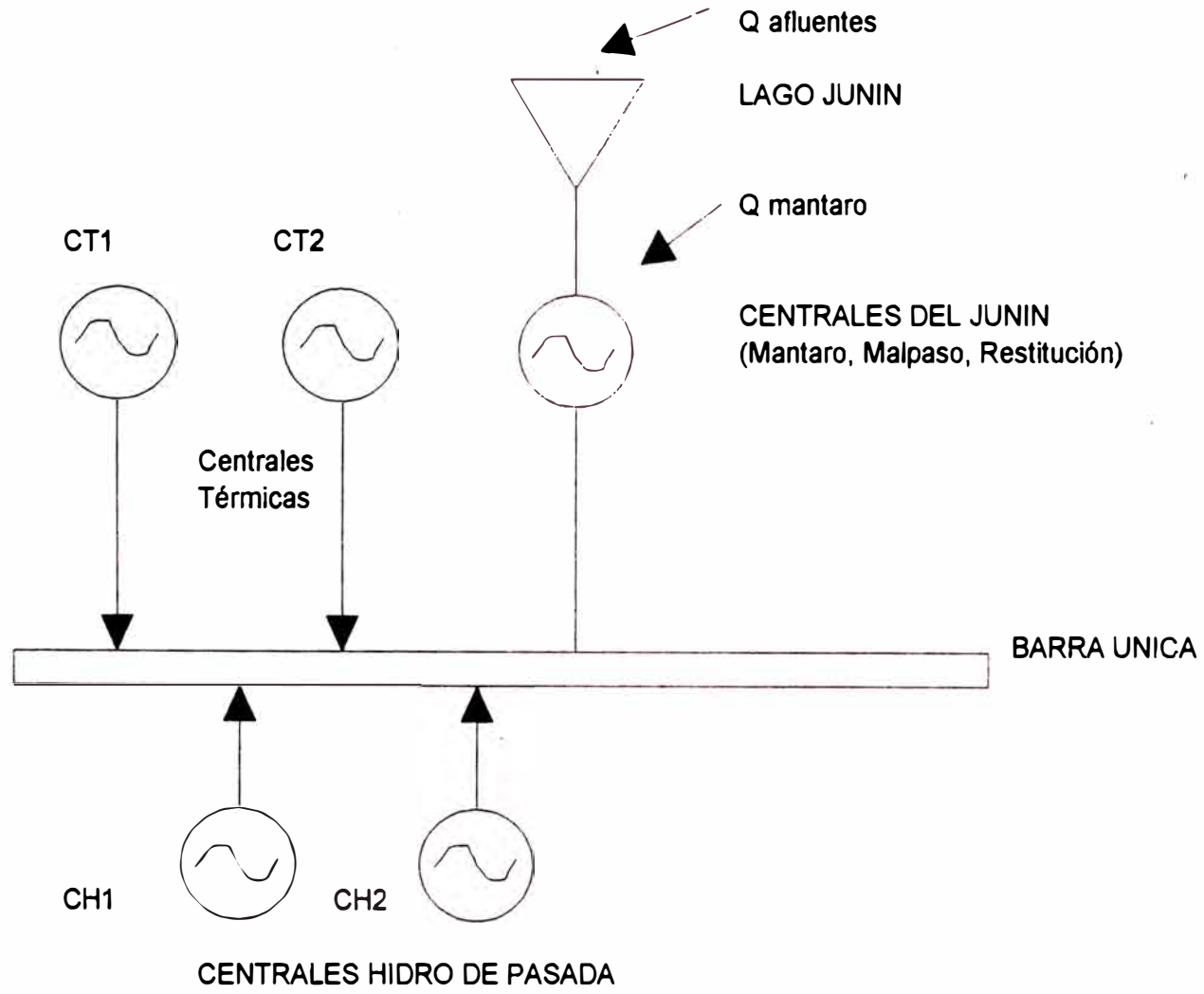


Figura 1.4

OPTIMIZACION

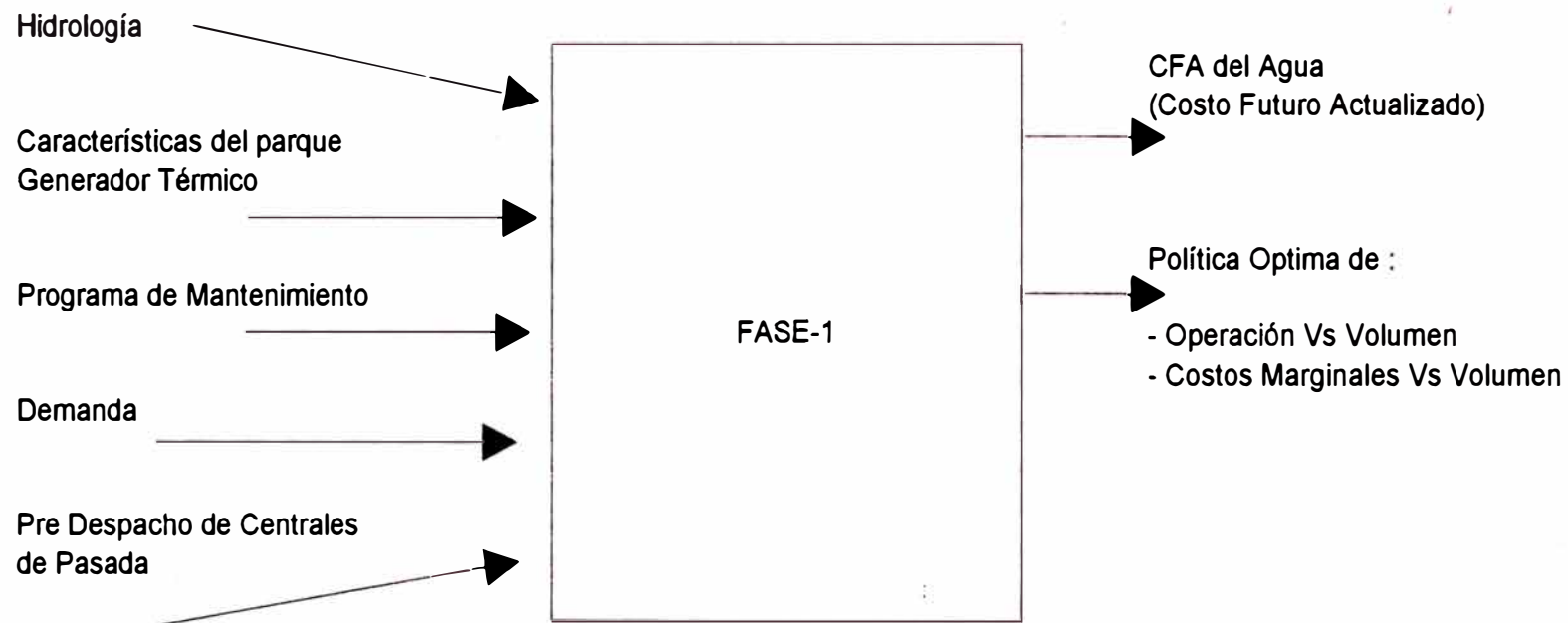
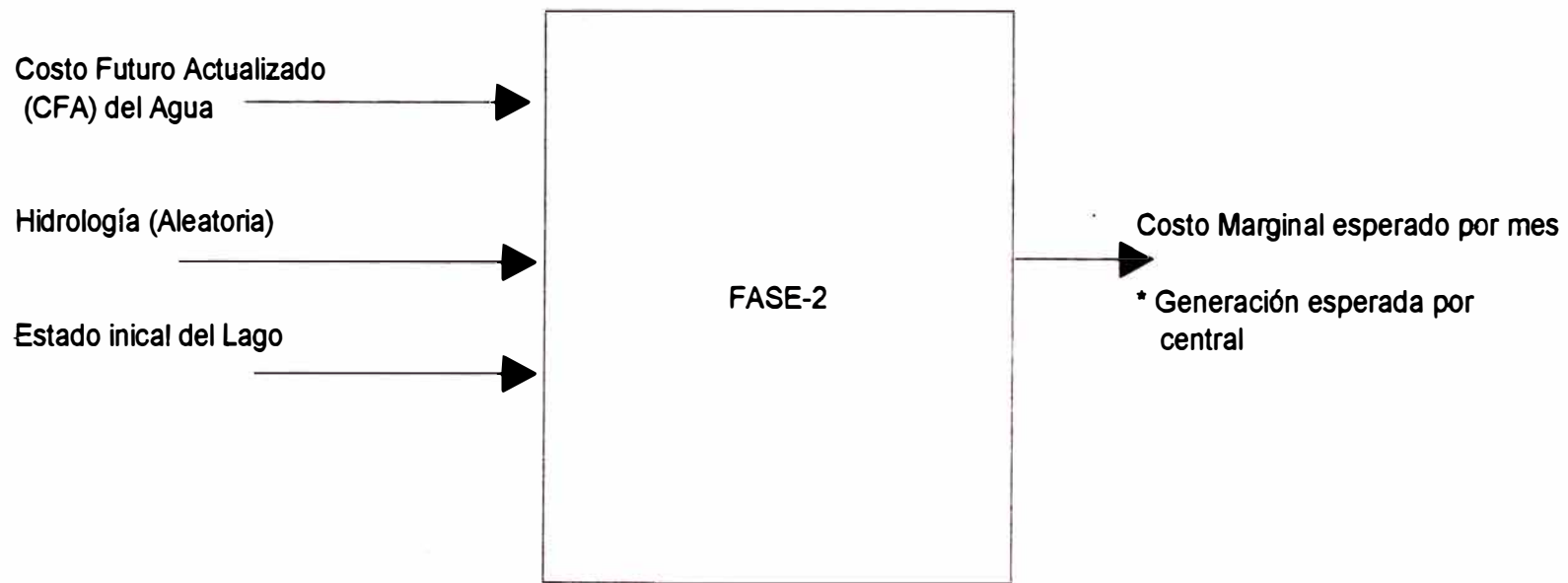


Figura 1.5

SIMULACION



CAPITULO (II) TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DE PUNTA

2.1 Base legal. ley de concesiones eléctricas.

En este capítulo se describe el procedimiento seguido para determinar y valorizar las transferencias de potencia de punta entre integrantes del comité de Operación Económica del Sistema (COES), labor que le corresponde desarrollar a éste último, de acuerdo a lo estipulado en

Artículo 41, letra f) del Título IV de la Ley de Concesiones Eléctricas.(Ver Apéndice B).

Artículo 91, letras f) y g) del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.(Ver Apéndice B).

El proceso de Transferencias de Potencia de Punta se ha enmarcado en los términos de los artículos 109 a 113 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, que en los siguientes subcapítulos se explica.

2.2 Reglamento del COES. transferencias de potencia.

Según lo estipulado en el artículo 109 del reglamento, la transferencia total de potencia de punta entre un integrante del COES y el resto será igual a la diferencia entre su demanda de potencia de punta y su Potencia Firme.

La demanda de potencia de punta de un integrante será calculada por el COES, considerando la demanda media horaria bruta comprometida con sus

clientes en las horas de punta anual del sistema eléctrico, las pérdidas de transmisión y una estimación del factor de diversidad.

Por hora de punta se entenderá aquella hora del año en el cual se produce la demanda máxima de potencia del sistema eléctrico. La máxima demanda media horaria de potencia del sistema eléctrico, así como el período mas probable de ocurrencia de la hora de punta, serán estimados por el COES antes del primero de enero de cada año.

La potencia Firme de un integrante del COES (Empresa de Generación), será calculada como la sumatoria de las potencias firmes de sus propias unidades generadoras (hidráulicas y térmicas) y la de aquellas que tenga contratadas con terceros, este concepto está estipulado en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el cual también se expone en el respectivo subcapítulo.

2.3 Definición conceptual del proceso de valorización de las transferencias de potencia de punta

Las transferencias de potencia, al igual que las transferencias de energía, surgen a raíz de los contratos de compra-venta de energía y potencia que suscriben las Empresas de Generación con las Empresas de Distribución y/o Clientes Libres, con los cuales se pactan compromisos de potencia, en diferentes modalidades.

Para la determinación de las transferencias de potencia y su respectiva valorización, se debe tener en cuenta el concepto de potencia firme de la Empresa de Generación integrante del COES , (que no necesariamente es igual a la potencia instalada de una Empresa de Generación en conjunto), y las

potencias contratadas con los clientes. Al final del periodo de evaluación se compara la potencia firme y la potencia asociada como retiro, resultante de los cálculos explicitados en los contratos, en la hora de máxima demanda del sistema, considerando las pérdidas, para cada integrante.

La principal característica de las transferencias de potencia de punta es que ella tiene un carácter anual, es decir, queda definida en unidades físicas (MW) constantes para un período de 12 meses y se facturan en 12 cuotas mensuales, que podrían eventualmente ser distintas por un cambio mensual en los precios de la potencia (también podrían variar por cambios de clientes de una empresa generadora a otra en un momento intermedio del período anual considerado), pero que conceptualmente tiene una característica de 12 cuotas fijas.

Esta transferencia anual se determina mediante el mismo procedimiento descrito para la valorización de las transferencias de energía, pero aplicado a una sola hora del año, que corresponde de acuerdo a lo definido en el Artículo 109 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, a la hora en que se produce la demanda máxima de potencia del sistema eléctrico.

2.3.1 Entregas o inyecciones de potencia.

En el caso de las inyecciones o entregas de potencia, es en donde se produce la diferencia con respecto a las transferencias de energía en la hora de máxima demanda del sistema, ya que los valores a considerar como entregas, corresponden a las inyecciones de Potencia Firme de las unidades generadoras pertenecientes al Sistema Interconectado (Artículo 109 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas).

2.3.2 Retiros de potencia

En el caso de los retiros, ellos corresponden a la energía horaria demandada en dicha hora por cada consumidor, los que se asociarán a la empresa integrante del COES que le vende energía y potencia a dicho consumidor. Notar entonces que el retiro de potencia corresponde a la demanda real horaria que ocurra en la hora de máxima demanda del sistema, independiente de los acuerdos comerciales que pueda tener el generador integrante del COES y su cliente (demanda leída, potencia contratada, etc.) Desde el punto de vista de los retiros, los valores a considerar son los mismos correspondientes a las transferencias de energía en dicha hora.

2.3.3 Ingreso tarifario por venta de potencia.

El ingreso tarifario por la venta de potencia es la remuneración que recibe la empresa de transmisión, por el flujo de la potencia a través de sus líneas, entre las barras de transferencia, que involucran el Sistema Principal de transmisión.

Conceptualmente, para una línea que interconecta dos barras de transferencia, en un sistema interconectado, tanto la inyección de potencia a una de las barras como el retiro de potencia desde la otra es valorizada, multiplicando éstas por su respectivos precios de barra (precio de potencia de punta), hay que tener en cuenta los factores de penalización para reflejar los precios de una barra a otra, y efectuando la diferencia entre la inyección y el retiro valorizados, encontramos el

ingreso tarifario, correspondiente a la Empresa de transmisión.

Este concepto se extiende a través de todo el sistema principal de transmisión, así también es válido para los sistemas secundarios de transmisión.

2.4 Potencia firme de centrales generadoras

Potencia Firme, se define como la potencia que puede suministrar cada unidad generadora en las horas de punta con alta seguridad, con una probabilidad superior o igual a la que defina el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Además se debe cumplir que en cada COES, que la suma de potencia firme de sus integrantes no podrá exceder a la máxima demanda del Sistema Interconectado.

2.4.1 Potencia firme de centrales hidráulicas

Para el cálculo de la Potencia Firme de centrales hidráulicas, se considera que el periodo de punta es equivalente al periodo seco del año, y se trata de obtener para cada central, su correspondiente aporte de energía durante el periodo de punta para una probabilidad de excedencia del conjunto establecida.

La Potencia Firme de cada central será igual a la colocación de la energía antes calculada, en el diagrama de duración de la carga para el periodo de punta.

De acuerdo al artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se calculará de acuerdo al procedimiento siguiente

- a) Se determina la curva de duración de carga del sistema durante

- los 6 meses del año de menor caudal afluente a las centrales hidroeléctricas (periodo seco), para un año hidrológico con una probabilidad de excedencia más próxima a 95%. Se asumirá que la hora de punta del sistema ocurre en dicho período de 6 meses;
- b) Se ubican en la curva de duración de carga desde la base hacia la punta, las centrales termoeléctricas del sistema, ordenándolas de acuerdo a sus costos variables crecientes, teniendo en cuenta sus potencias firmes calculadas de acuerdo con lo establecido en el Artículo 111° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. La parte de la curva no cubierta se denominará curva de duración de carga residual;
- c) La curva de duración de carga residual, se representa luego por 3 bloques horizontales de potencia con las siguientes características:
- I. El primer bloque, desde la base hacia la punta se denomina "bloque de base" y su duración es de seis meses con 24 horas diarias;
 - II. El segundo bloque, desde la base hacia la punta se denomina "bloque de punta" y su duración es de dos meses con 8 horas diarias;
 - III. El tercer bloque se denomina "bloque de punta instantánea", tiene una duración nula y su potencia está determinada por la diferencia entre la potencia de punta de la curva de duración de

carga residual y la suma de las potencias de los bloques de base y de punta.

La potencia de los bloques de base y de punta se calcula de modo que, la energía de éstos sea igual a la energía total de la curva de duración de carga residual;

- d) La generación de cada central hidroeléctrica de pasada, o aquella no regulable en las centrales de embalse, definida para el año hidrológico con probabilidad de excedencia de 95%, se ubicará exclusivamente en el bloque de base;
- e) La generación de cada central hidroeléctrica que tenga capacidad de regulación diaria para aportar potencia durante 8 horas al bloque de punta, determinados para el año hidrológico con una probabilidad de excedencia del 95%, se ubicará tentativamente en un aporte al bloque de punta.

Una vez efectuada esta ubicación, aquella parte que exceda la potencia total del bloque, se recorta de cada central en proporción a sus aportes tentativos a dicho bloque. Aquella parte excedente se traslada al bloque de base.

- f) De producirse faltantes totales de energía, se efectuará el cálculo variando la probabilidad de excedencia hasta alcanzar el equilibrio con la demanda de energía del sistema. El cálculo de la potencia firme de las centrales termoeléctricas se ajustará también a la nueva probabilidad de excedencia.

- g) De producirse excedentes de energía, igualmente se efectuará el cálculo variando la probabilidad de excedencia hasta neutralizar los excedentes de energía del sistema sin sobrepasar un nivel del 98%. Si alcanzando este nivel, aún se produjeran excedentes de energía, se disminuirán los aportes de cada central hidroeléctrica proporcionalmente. Asimismo, el cálculo de la potencia firme de las centrales termoeléctricas se ajustará también a la nueva probabilidad de excedencia.
- h) La potencia de las centrales hidroeléctricas que no haya sido colocada en los bloques de base y de punta será colocada proporcionalmente en el bloque de punta instantánea; y,
- i) La potencia firme de cada central hidroeléctrica será igual a la suma de las potencias colocadas en los bloques de base, de punta y de punta instantánea.

2.4.2 Potencia firme de centrales térmicas

Para el cálculo de la Potencia Firme de las Centrales Térmicas se tiene en cuenta la potencia instalada neta de las unidades térmicas, así como la indisponibilidad de la unidad en horas punta, de tal forma de que la probabilidad de que la capacidad disponible sea menor que una potencia x , esta definida por la siguiente función

$$f(x) = q \cdot u(x) + p \cdot u(x - c)$$

Donde :

$f(x)$	Probabilidad de que la capacidad disponible sea menor que x .
c	Potencia Instalada neta de la unidad térmica.
q	Indisponibilidad de la unidad en horas punta.
p	Disponibilidad de la unidad en horas punta.
$u(x)$	Función escalón unitario.

La potencia firme de cada una de las centrales termoeléctricas del sistema en concordancia con el artículo 111 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se calculará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Se determina la potencia total que, el conjunto de todas las unidades generadoras termoeléctricas, es capaz de garantizar en la hora de punta con una probabilidad comprendida dentro del rango de 90% a 98%; que la identificaremos con P_c .

P_c Potencia que garantiza el conjunto (90-98%).

- b) Se repite el mismo cálculo, retirando la unidad generadora termoeléctrica cuya potencia firme se está evaluando; que la identificaremos como P_{sci} .

P_{sci} Potencia que garantiza cada subconjunto (90-98%), sin la unidad térmica i .

- c) Se calcula la diferencia entre la potencia total obtenida en el inciso a) y la potencia obtenida en el inciso b) a la que se

denomina potencia firme preliminar de la unidad evaluada; que la identificaremos como PFPi.

$$PFP_i = PC - PSC_i$$

PFPi Potencia Firme Preliminar de la unidad térmica i.

- d) Se calcula la diferencia entre la suma de las potencias firmes preliminares de todas las unidades generadoras termoeléctricas del sistema, y la potencia total calculada según el inciso a) a la que se denomina residuo total; que la identificaremos como RT.

$$RT = \sum_{i=1}^n PFP_i - PC$$

Donde :

RT Residuo total.

n Número de unidades térmicas.

- e) Se calcula la potencia firme de cada unidad generadora restándole a su potencia firme preliminar una parte del residuo total. Dicha parte será aplicada en forma proporcional a la diferencia entre la potencia instalada (ci) y la potencia firme preliminar de cada unidad; que la identificaremos con PFP.

$$rt_i = \frac{(C_i - PFP_i)}{C - \sum_{i=1}^n PFP_i} \cdot RT$$

$$PF_i = PFP_i - r t_i$$

Donde :

c_i	Potencia instalada por unidad térmica i .
PFP_i	Potencia firme preliminar de la planta i .
c	Potencia instalada total de todas las unidades térmicas.
RT	Residuo total.
r_{ti}	Fracción del residuo total.

El COES definirá los modelos matemáticos a utilizar para el cálculo de la potencia firme y los procedimientos para obtener los valores de disponibilidad en horas de punta. Para el efecto, podrá basarse en estadísticas nacionales e internacionales y/o en las características propias de las unidades generadoras, disponiendo pruebas de operación de dichas unidades.

2.5 Determinación de los costos marginales de potencia a nivel generación y cálculo de los factores de penalización. determinación de la barra de referencia.

El costo marginal de potencia se obtiene a partir de los costos unitarios de la anualidad a pagar por la central de potencia marginal.

Los factores de penalización, se determinan siguiendo el mismo criterio usado para la valorización de las transferencias de energía.

La determinación de la barra de referencia consiste en elegir una combinación de cargas representativas de un aumento de un 1% de la demanda e investigar

con flujos de carga la ubicación de la planta que produzca abastecimiento del incremento de demanda con el mínimo de pérdidas.

2.6 Métodos empleados en la recopilación de las inyecciones y retiros de potencia. periodos establecidos.

La información requerida para la valorización de las transferencias de potencia de punta, son los retiros asociados a las entidades generadoras, en la hora que ocurre la máxima demanda del sistema, la confiabilidad de estos datos ha sido detallado en el capítulo anterior, en el ítem 1.6.

La característica primordial de estas valorizaciones, es que tiene un carácter anual, se hace una proyección de la demanda y se estima la máxima demanda que alcanzará el sistema en un año determinado, con este valor y las potencias firmes de las entidades generadoras, se corre un flujo de potencia y se determinan los retiros asociados a estos, además se tiene en cuenta los precios de potencia de las barras de transferencia y se estima una valorización anual, la cual es repartida en 12 cuotas mensuales, que se van ajustando mes a mes, y finalmente al final del año se efectúa el ajuste final mediante la máxima demanda real del Sistema Interconectado.

2.7 Valorización de las transferencias de potencia de punta.

Las tarifas utilizadas en la valorización de las transferencias de potencia de punta, son los precios de potencia (precios de barra) de las diferentes barras de transferencia.

Con estas definiciones se determinan los saldos netos de inyecciones y retiros de potencia de cada empresa, de acuerdo a lo siguiente:

$$S_{kh} = \left(\sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=1}^m P_{ji}^k - \sum_{l=1}^p R_{lih}^k \right] \cdot FPP_i \right) \cdot PP$$

En donde:

- S_{kh} : Saldo neto de inyecciones y retiros de potencia de la empresa k en la hora h.
- P_{ji}^k : Inyecciones de potencia firme de la empresa k, en la barra de transferencia i.
- R_{lih}^k : Retiros de la empresa k, en la barra de transferencia i y en la hora h.
- FPP_i : Factor de penalización de potencia en la barra de transferencia i.
- PP : Precio de la potencia de punta en la barra de referencia, según lo estipulado en Artículo 112 del Reglamento.
- h : Hora en que se produce la demanda máxima de potencia del sistema.
- n : Número de barras de transferencia del sistema.
- m : Número de inyecciones de la empresa k en la barra de transferencia i.
- p : Número de retiros de la empresa k en la barra de transferencia i.

De acuerdo a lo expuesto, el balance de transferencia de potencia de punta anual debe hacerse una vez transcurrido el período más probable de ocurrencia de la potencia de punta, de modo que sea conocida la hora y el valor de demanda máxima de potencia. Con dicho valor como dato de entrada se realiza el proceso de cálculo de la potencia firme de cada unidad generadora, el cual tiene como

premisa básica que la sumatoria de las potencias firmes de todas las unidades generadoras del Sistema Interconectado es igual a la demanda máxima de potencia anual. Con esta hipótesis, el balance de transferencia suma cero, al igual que en el caso de la energía.

Esta situación es importante de analizar, ya que la demanda máxima de potencia del sistema eléctrico está compuesta por dos términos:

La sumatoria de los retiros de cada cliente del sistema (los retiros de energía horaria en la hora de demanda máxima del Sistema Interconectado).

Las pérdidas de transmisión en las líneas del Sistema Interconectado. de modo que la demanda máxima se puede escribir como:

$$DM = \sum_{i=1}^n \sum_{l=1}^p R_{lih}^k + \sum_{j=1}^q P_{jh}$$

en donde :

- DM : Demanda máxima de potencia del sistema.
- R_{lih}^k : Retiros de la empresa k, en la barra de transferencia i y en la hora h.
- P_{jh} : Pérdidas de energía en la línea j en la hora h.
- h : Hora en que se produce la demanda máxima de potencia del sistema.
- n : Número de barras de transferencia del sistema.
- p : Número de retiros de la empresa k en la barra de transferencia i.

q Número de líneas del sistema.

Como ya se señalara, el modelo de cálculo de la potencia firme originará valores de ésta para cada unidad generadora, de modo de cumplir con la igualdad

$$DM = \sum_{i=1}^r PFi$$

en donde:

PFi : Potencia Firme de la unidad generadora i.

r : Número de unidades generadoras del sistema.

A continuación se debe realizar el proceso ya descrito de inyecciones y retiros, considerando los retiros de potencia reales y las potencias firmes como entregas. Dado que esto no corresponde a la forma real de abastecimiento de dicha hora, para poder efectuar el cálculo de los saldos netos de los integrantes del COES, incluida la empresa de transmisión, es necesario correr un flujo de carga en el que se simulen las cargas reales y las potencias generadas iguales a las potencias firmes PFi para cada unidad. Este flujo de carga definirá unas pérdidas de transmisión P_{jh}' distintas a las pérdidas reales en la línea j, de modo que la demanda total resultante será :

$$DM' = \sum_{i=1}^n \sum_{l=1}^p R_{lih}^k + \sum_{j=1}^q P_{jh}'$$

en donde se han mantenido los valores reales de retiros, pero las pérdidas se modifican. Las transferencias de potencia se realizan con

estos últimos valores determinados, puesto que ellos reflejan la situación de inyecciones correspondientes a potencias firmes y retiros reales.

CAPITULO (III) APLICACION PRACTICA AL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE(SICN)

Para dar un mejor enfoque de lo que se ha expuesto en los capítulos I y II del presente trabajo, aplicaremos dichos conceptos teóricos al Sistema Interconectado Centro Norte (SICN).

En dicho sistema existe el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro Norte (COES-SICN), el cual está conformado por las Entidades generadoras de energía eléctrica, tanto hidráulicas como térmicas, y Entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión, que cumplen con lo que se estipula en el artículo 81 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Los integrantes, entre entidades generadoras y empresas de transmisión, que conforman el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro Norte (COES-SICN), son las siguientes

ELECTROPERU S.A.

ELECTROLIMA (EDEGEL S.A.)

ETEVENSA (VENTANILLA)

ELECTRONOROESTE

ELECTRONORTE

ETECEN (EMPRESA DE TRANSMISION)

Cabe mencionar que las entidades de generación ELECTRONORTE Y ELECTRONOROESTE, se han asociado y han conformado la ASOCIACION ELECTRONORTE-ELECTRONOROESTE, debido a que, según el artículo 81 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, en el cual se estipula que la potencia instalada debe cubrir el 2% de la potencia instalada efectiva del Sistema Interconectado, no se cumple para ambas entidades.

La constitución de los integrantes del COES-SICN está dada de la siguiente manera:

EMPRESA ELECTROPERU S.A.

Central Hidroeléctrica Mantaro-Restitución.

Central Hidroeléctrica Cañón del Pato.

Central Hidroeléctrica Carhuaquero.

Central Hidroeléctrica Cahua.

Central Térmica Chimbote.(Grupos 1, 2 y 3)

Central Térmica Trujillo.

EMPRESA ELECTROLIMA S.A.

Central Hidroeléctrica Huinco.

Central Hidroeléctrica Matucana.

Central Hidroeléctrica Callahuanca.

Central Hidroeléctrica Huampaní.

Central Hidroeléctrica Moyopampa.

Central Térmica Santa Rosa-Planta UTI.(Grupos 5 y 6)

Central Térmica Santa Rosa-Planta BBC. (Grupos 2, 3 y 4)

EMPRESA ETEVEN S.A.

Central Térmica de Ventanilla (Grupos 1 y 2)

EMPRESA ELECTRONORTE S.A.

Central Térmica de Chiclayo. (Grupos Diesel 1, 2 y 3)

EMPRESA ELECTRONOROESTE S.A.

Grupo Diesel de Piura.

Turbo Gas de Piura.

Grupo Diesel de Sullana.

Grupo Diesel Paita.

Cada una de estas entidades de generación suministran potencia y energía eléctrica al Sistema Interconectado Centro Norte, mediante un despacho óptimo establecido, mediante la coordinación entre las entidades generadoras y el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro Norte (COES-SICN), el cual tiene como objetivo la de abastecer la demanda al mínimo costo.

Las Barras de Transferencia reconocidas en el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) son 17; éstas se definen en base a los contratos de compra-venta de energía y potencia de las empresas generadoras con las empresas de distribución y/o clientes libres; y son denominadas de la siguiente manera

1. PIURA
2. CHICLAYO
3. GUADALUPE
4. TRUJILLO NORTE
5. CHIMBOTE 1

6. PARAMONGA NUEVA
7. ZAPALLAL
8. VENTANILLA
9. CHAVARRIA
10. CALLAHUANCA
11. SANTA ROSA
12. SAN JUAN ELM
13. SAN JUAN ELP
14. INDEPENDENCIA
15. ICA
16. MARCONA
17. SAN NICOLAS

3.1 Definición del sistema principal de transmisión

Para ejecutar el proceso de valorización de las transferencias de energía y potencia de punta, hay que identificar el sistema principal de transmisión en el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), el cual está conformado, como se describe a continuación, por las líneas que interconectan las siguientes barras de Transferencias

Chiclayo	Guadalupe
Guadalupe	Trujillo Norte
Trujillo Norte	Chimbote 1
Chimbote 1	Paramonga Nueva
Paramonga Nueva	Zapallal

Zapallal	Ventanilla
Ventanilla	Chavarría
Chavarría	Santa Rosa
Santa Rosa	San Juan ELM
San Juan ELM	San Juan ELP

Además se define el sistema secundario de transmisión, el que se incluye para la valorización de las transferencias de energía y potencia de punta, el cual está compuesto, como se describe a continuación, por las líneas que interconectan las siguientes barras de transferencia:

Por el NORTE :

Piura	Chiclayo
-------	----------

Por el SUR :

San Juan ELP	Independencia
Independencia	Ica
Independencia	Marcona
Marcona	San Nicolás

3.2 Proceso de valorización de las transferencias de energía.

Una vez definidos a las empresas integrantes que conforman el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro Norte (COES-SICN), así como el Sistema Principal y Secundario de Transmisión y las barras de transferencia, debemos reconocer las diferentes inyecciones o entregas y los retiros asociados a las entidades generadoras y la empresa de transmisión, involucrados en las distintas barras de transferencias del Sistema Interconectado,

para dicho propósito seguiremos la siguiente nomenclatura

$$I_{Num.}^{Emp.}$$

$$R_{Num.}^{Emp.}$$

donde :

- I Representa la Inyección en una barra de transferencia. por parte de una entidad generadora o empresa de transmisión integrante del COES-SICN.
- R Representa el retiro correspondiente en una barra de transferencia, asociada a una entidad generadora o empresa de transmisión integrante del COES-SICN.
- Emp. Empresa asociada al Retiro o a la inyección en una barra de transferencia, y tendrán las siguientes siglas
- | | |
|-----|---------------------------------|
| EL | ELECTROLIMA (EDEGEL) |
| EP | ELECTROPERU |
| V | VENTANILLA |
| T | EMPRESA DE TRANSMISION (ETECEN) |
| EN | ELECTRONORTE |
| ENO | ELECTRONOROESTE |
- Num Número de identificación del Retiro o Inyección por parte de la empresa, asociado a éste.

En la figura 3.1, se muestra el Sistema Interconectado Centro Norte, las barras

de Transferencia, las inyecciones y retiros de energía asociadas a las entidades generadoras, los cuales se detallan a continuación, por cada barra de transferencia

- Barra de Transferencia PIURA

Retiros R27EP, R38ENO.

Inyecciones I23T, I29ENO.

- Barra de Transferencia CHICLAYO

Retiros R25EP, R39EN, R26T.

Inyecciones I22EP, I21T, I30EN.

- Barra de Transferencia GUADALUPE

Retiros R24EP, R23EP.

Inyecciones I20T.

- Barra de Transferencia TRUJILLO NORTE.

Retiros R21T, R22EP.

Inyecciones I19T.

- Barra de Transferencia CHIMBOTE1

Retiros R20T, I18EP.

Inyecciones I17T.

- Barra de Transferencia PARAMONGA NUEVA

Retiros R19T, R15EP.

Inyecciones I14T, I15EP.

- Barra de Transferencia ZAPALLAL

Retiros R14T.

Inyecciones I3EP, I13T.

- Barra de Transferencia VENTANILLA

Retiros R37T, R44T, R45T.

Inyecciones I27V.

- Barra de Transferencia CHAVARRIA

Retiros R11EP, R10EL, R40EL.

Inyecciones I34T, I11EL, I28T, I12EL, I10T.

- Barra de Transferencia CALLAHUANCA

Retiros R12EL.

Inyecciones I2EP.

- Barra de Transferencia SANTA ROSA

Retiros R8EL, R9T, R41EP, R42EP, R43EL

Inyecciones I31EL, I32EL, I7T, I8EL, I9EL.

- Barra de Transferencia SAN JUAN ELM

Retiros R3EL, R6EP, R7T.

Inyecciones I5T, I33EL.

- Barra de Transferencia SAN JUAN ELP

Retiros R1EP, R2EP, R4T, R5T.

Inyecciones I1EP.

- Barra de Transferencia INDEPENDENCIA

Retiros R28EP, R29EP, R30EP, R31T.

Inyecciones I4EP, I6T.

- Barra de Transferencia ICA

Retiros R32EP, R33T.

Inyecciones I24T.

- Barra de Transferencia MARCONA

Retiros R34T, R35EP.

Inyecciones I25T.

- Barra de Transferencia SAN NICOLAS

Retiros R36EP.

Inyección I26T.

Con estas premisas, podemos identificar la participación en cuanto a retiros e inyecciones de cada integrante del COES-SICN, en el Sistema Interconectado.

Al final de cada mes se requiere la información de todas las inyecciones y retiros de energía en las barras de transferencia (expresado en MWh), con un intervalo de medición de una hora. Cabe mencionar que en cada barra de transferencia se debe cumplir la siguiente relación

$$\sum R_{Num.}^{Emp.} = \sum I_{Num.}^{Emp.}$$

La cual implica que en todas las barras de transferencia del Sistema Interconectado, la sumatoria de los ingresos, debe ser igual a la sumatoria de los retiros, con lo cual cada barra de transferencia queda balanceada.

Para iniciar el proceso de valorización de transferencias de energía, se requiere conocer los Costos Marginales de Corto Plazo, los cuales resultan de la operación real de los grupos de Generación, tanto hidráulicos y/o térmicos.

Aplicaremos la valorización de las transferencias de energía para el mes de

junio de 1994, para lo cual necesitamos la información respectiva de las inyecciones (33) y retiros (41) en todas las barras de transferencia, con un intervalo de medición de una hora, durante todo el mes, por lo que, para una sola inyección y/o retiro necesitamos $30 \text{ Días} \times 24 \text{ Horas/Días} = 720 \text{ Horas-datos}$ de energía expresado en MWh.

Debido a que la información que se manipula es muy extensa, nos remitiremos a evaluar solamente tres horas consecutivas (de las 720 Horas totales) del día 1 de Junio a las 20, 21 y 22 horas. Esta información se muestra en los cuadros Nos 3.1A y 3.1B, por cada barra de Transferencia.

Para la determinación de los costos marginales de corto plazo, se requiere la información de la operación real de los grupos térmicos de las Empresas de Generación del SICN, en el intervalo de tiempo de evaluación indicado. Cabe señalar que la operación resulta de un programa de despacho semanal que el COEs elabora con la aprobación de todos sus integrantes, la operación real se indica a continuación:

ELECTROPERU :

Grupo 1	18:37 a 19:22 Hrs.
Grupo 3	18:12 a 18:26 Hrs.
Grupo 4	17:49 a 19:06 Hrs.

ELECTROLIMA :

Grupo 5	18:16 a 21:07 Hrs.
Grupo 6	18:11 a 20:23 Hrs.

ETEVENSA :

Grupo 2 17:31 a 21:47 Hrs.

ELECTRONOROESTE :

D2 18:00 a 22:35 Hrs.

C.T.Sullana 18:00 a 22:30 Hrs.

C.T.Paita 17:55 a 22:23 Hrs.

ELECTRONORTE

Chiclayo Oeste

GMT No1 17:55 a 22:25 Hrs.

SULZER No1 17:55 a 22:25 Hrs.

Además de ésta información, se requiere conocer los costos variables de los distintos grupos térmicos del sistema interconectado, reconocidos como costos marginales de los grupos térmicos con los cuales se tendrán que valorizar las transferencias de energía, y los factores de penalización. Los costos variables dependen de la potencia de la planta, de la eficiencia térmica y los costos de combustible.

Los factores de Penalización utilizados en la valorización de las transferencias de energía son los correspondientes a las diferentes barras de transferencias a que se refiere la Resolución No 002-94-P/CTE del 94.04.29, de la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE). Con estos factores es que se reflejan los costos variables de las plantas térmicas con respecto a la barra de referencia en Santa Rosa.

Esta información se muestra en el cuadro No 3.2. En donde se considera el

valor del agua (es decir el valor de la producción de las centrales hidráulicas) nulo, éste se obtiene a través de los resultados de la ejecución de los modelos computacionales indicados en el capítulo I.

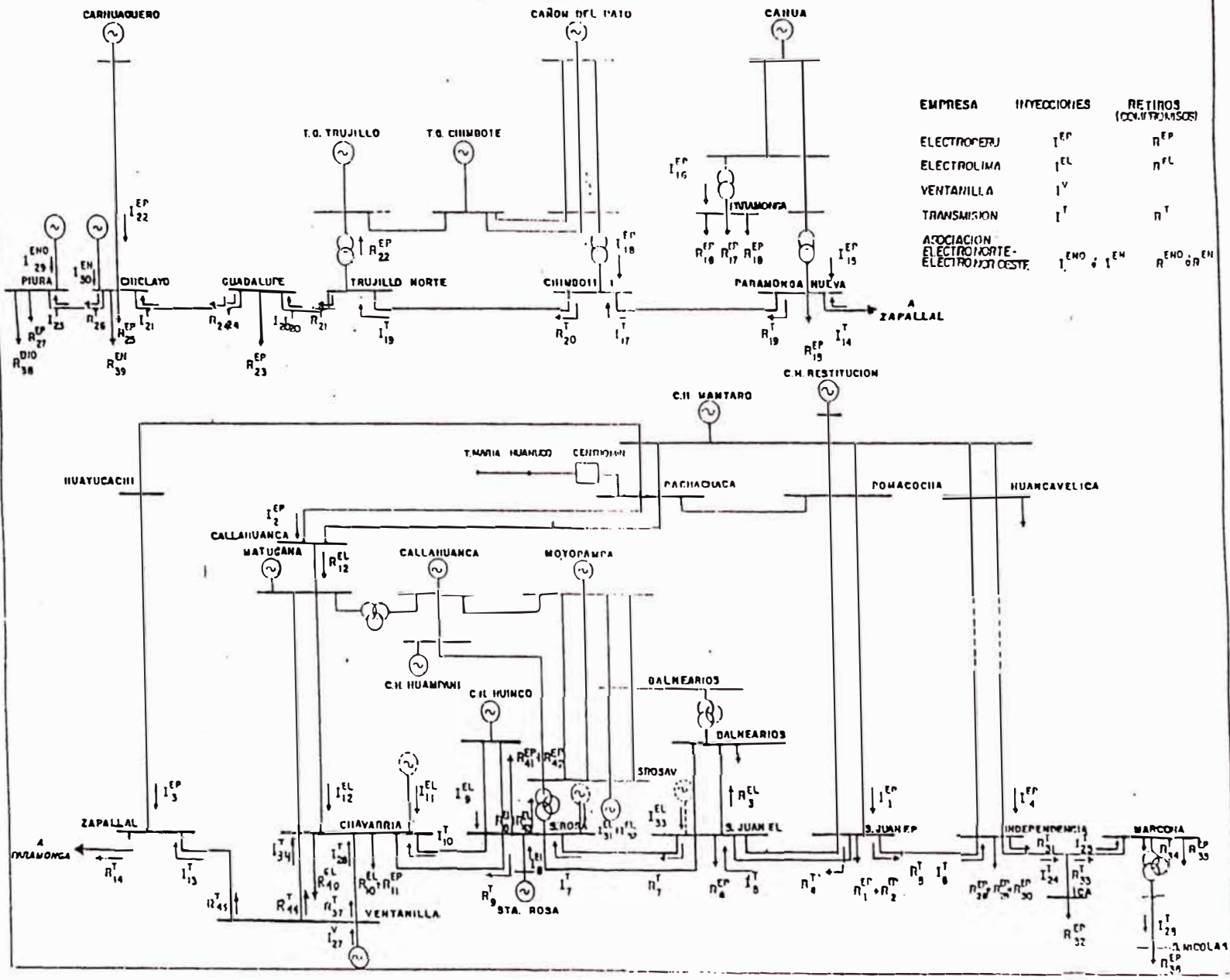
Para la operación a mínimo costo, se despachan las centrales térmicas teniendo en cuenta su costo variable, las cuales ingresan en operación para abastecer la demanda, ordenados en forma creciente a su costo variable, por lo tanto, el grupo de generación que impone el Costo Marginal de Corto Plazo en una hora determinada, es aquel grupo generador de mayor costo variable en operación.

Según el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas el COES calculará, para cada hora o grupo de horas, el Costo Marginal de Corto Plazo de energía del sistema en las barras de las subestaciones en que se produzcan entregas y retiros de energía (Barras de Transferencia).

Además el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía, se calculará teniendo en cuenta el costo promedio en que incurre el sistema eléctrico en conjunto durante una hora para suministrar una unidad adicional de energía en la barra de transferencia correspondiente, considerando la operación óptima determinada por el COES.

Además el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas indica de que los Costos Marginales de Corto Plazo de energía que requieran ser proyectados, se calcularán con los mismos modelos matemáticos e información utilizados en la planificación y en la programación de la operación, y serán comunicados junto con ésta a los integrantes del Comité de Operación Económica del Sistema.

**ESQUEMA SIMPLIFICADO DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO-NORTE
BARRAS DE TRANSFERENCIA**



EMPRESA	INYECCIONES	RETORNOS (CONVERTIDORES)
ELECTROPERU	I ^{EP}	R ^{EP}
ELECTROLIMA	I ^{EL}	R ^{EL}
VENTANILLA	I ^V	R ^V
TRANSMISION	I ^T	R ^T
ASOCIACION ELECTRO NORTE-ELECTRO NOR OESTE	I ^{ENO} ; I ^{EM}	R ^{ENO} ; R ^{EM}

Figura 3.1

CUADRO No 3.1 A

Datos de Inyecciones y Retiros por Barra de Transferencia (MWh)

Barra de Transferencia	Retiro	Inyección	20:00 Hrs	21:00 Hrs	22:00 Hrs
Piura	R38ENO R27EP	I23T	32.459	30.072	26.498
		I29ENO	15.179	14.968	10.782
			30.232	28.583	23.658
			17.406	16.457	13.621
Chiclayo	R39EN R26T R25EP	I22EP	72.758	72.706	72.653
		I21T	10.616	6.489	(1.374)
		I30EN	6.970	6.970	6.970
			8.207	7.903	7.235
			35.930	33.766	30.281
		46.207	44.496	40.733	
Guadalupe	R24T R23EP	I20T	31.946	27.415	17.329
			15.310	9.358	(0.539)
			16.636	18.057	17.868
Trujillo Norte	R21T R22EP	I19T	115.368	112.675	96.043
			33.845	29.779	20.064
			81.523	82.896	75.979
Chimbote 1	R20T	I18EP	58.292	55.114	56.301
		I17T	62.514	62.789	44.758
			120.806	117.902	101.059
Paramonga Nueva	R19T R15EP	I14T	66.323	65.507	45.477
		I15EP	25.035	26.024	22.737
			78.170	78.514	55.968
			13.187	13.017	12.246
Zapallal	R14T	I3EP	119.328	120.032	122.074
		I13T	(39.142)	(40.832)	(67.091)
			80.186	79.200	54.982
Ventanilla	R37T R44T R45T	I27V	99.211	99.634	58.819
			99.211	99.634	58.819
			0.000	0.000	0.000
			0.000	0.000	0.000
Chavarria	R11EP R10EL R40EL	I34T	37.134	40.014	66.978
		I12EL	300.080	301.180	306.790
		I10T	(25.410)	(38.148)	(49.500)
		I11EL	30.776	30.533	29.528
		I28T	96.632	96.988	55.931
			248.385	243.357	231.834
			179.541	175.907	167.577
	11.287	11.303	10.316		

Valores negativos indicado entre paréntesis

CUADRO No 3.1 B

Datos de Inyecciones y Retiros por Barra de Transferencia (MWh)

Barra de Transferencia	Retiro	Inyección	20:00 Hrs	21:00 Hrs	22:00 Hrs
Callahuanca	R12EL	I2EP	202.316	202.871	209.048
			202.316	202.871	209.048
Santa Rosa	R8EL R9T R41EP R42EP R43EL	I31EL	7.099	6.724	6.128
		I32EL	39.212	37.334	34.440
		I7T	(106.656)	(96.822)	(69.366)
		I8EL	98.274	63.030	2.178
		I9EL	164.670	165.550	168.410
			41.413	38.742	34.783
			(24.750)	(37.290)	(48.840)
			57.293	53.597	48.121
			74.123	69.585	62.070
			54.520	51.182	45.655
San Juan ELM	R3EL R6EP R7T	I5T	176.715	179.388	187.051
		I33EL	123.381	123.151	120.609
			171.546	168.805	159.842
			233.226	229.500	217.315
			(104.676)	(95.766)	(69.498)
San Juan ELP	R1EP R2EP R4T R5T	I1EP	296.102	296.525	298.690
			0.000	0.000	0.000
			0.000	0.000	0.000
			176.715	179.388	187.051
			119.387	117.137	111.639
Independencia	R28EP R29EP R30EP R31T	I4EP	(1.449)	(1.482)	(1.578)
		I6T	109.359	107.297	102.261
			8.948	8.640	7.841
			37.430	36.508	33.818
			5.722	4.858	5.590
Ica	R32EP R33T	I24T	55.371	55.453	52.809
			20.971	20.359	19.372
			34.400	35.094	33.437
Marcona	R34T R35EP	I25T	33.335	34.008	32.402
			31.054	31.864	30.471
			2.281	2.144	1.931
San Nicolás	R36EP	I26T	30.603	31.402	30.029
			30.603	31.402	30.029

Valores negativos indicado entre paréntesis

CUADRO No. 3.2

COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TERMICAS. JUNIO 1994

Central	Precio	CVC	CVNC	CV	Costo Eq. Sta.Rosa
	S./Barril	S./KWh	S./KWh	S./KWh	S./KWh
Ds Piura	63.870	0.10940	0.01045	0.11985	0.10519
Ds Chiclayo Oeste	63.020	0.10795	0.01045	0.11840	0.10540
Ds Sullana	63.870	0.11182	0.01045	0.12227	0.10731
Ds Paita	63.870	0.11609	0.01045	0.12654	0.11106
Ds Chiclayo Norte	63.020	0.13162	0.01045	0.14207	0.12648
Tg Ventanilla	61.782	0.12028	0.01045	0.13073	0.13132
Tg Sta. Rosa UTI	61.782	0.13264	0.01045	0.14309	0.14309
Tg Trujillo	62.916	0.15604	0.01045	0.16649	0.14902
Tg Chimbote	62.916	0.15919	0.01045	0.16964	0.15838
Tg Piura	63.870	0.20550	0.01045	0.21595	0.18954
Tg Sta.Rosa BBC	61.782	0.22984	0.01045	0.24029	0.24029

Cálculo del Valor del Agua = 0

Barra de Transferencia	Factor de Penalización
PIURA	1.13936
CHICLAYO	1.12327
GUADALUPE	1.12410
TRUJILLO NORTE	1.11723
CHIMBOTE	1.07114
PARAM.NUEVA	1.02698
ZAPALLAL	0.99366
CHAVARRIA	1.00000
CALLAHUANCA	0.97503
STA.ROSA	1.00000
SAN JUAN ELM	1.00000
SAN JUAN ELP	1.00000
INDEPENDENCIA	0.95966
ICA	0.96888
MARCONA	0.98335
SAN NICOLAS	0.98335
VENTANILLA	0.99550

Donde:

CVNC	Costo Variable No Combustible	$CVC = \text{Precio}/(\text{Efic. Term.} \times 42)$
CVC	Costo Variable Combustible	$CV = CVNC + CV$
CV	Costo Variable	$\text{Costo Eq. Sta Rosa} = CV/(\text{Factor Penaliz.})$

Los costos marginales que se consideren para la valorización de las transferencias entre integrantes del COES, serán los correspondientes a la operación real del sistema en el periodo considerado.

En caso que una central térmica resultará marginal, el Costo Marginal de Corto Plazo, no podrá ser en ningún caso inferior al costo variable de dicha central.

En toda situación que se produzca racionamiento, el Costo Marginal de Corto Plazo de energía será igual al Costo de Racionamiento. El costo de Falla o Racionamiento prefijado, se considera que la falla se produce únicamente por falta de energía hidráulica y que las centrales térmicas están disponibles el 100% del tiempo solicitado.

Ahora podemos ya, determinar el costo al cual se va a valorizar la energía en cada hora del intervalo en estudio, con la siguiente lógica

Si un grupo térmico inyecta energía en una determinada hora, éste impone el costo marginal de corto plazo a través de su costo variable, siempre y cuando no exista un grupo térmico de mayor costo variable inyectando energía en ese mismo intervalo de tiempo. Por lo que, con los datos de la operación de los grupos térmicos, tenemos

A las 20:00 horas, el Grupo Térmico que impone el Costo Marginal de Corto Plazo, corresponde al de la planta UTI de Santa Rosa, perteneciente a Electrolima (EDEGEL), cuyo valor es 0.14309 S/./KWh. debido a que éste es el grupo térmico de mayor costo variable en operación.

A las 21:00 horas, la Planta UTI de Santa Rosa impone el Costo Marginal de

Corto Plazo, cuyo valor es 0.14309 S./KWh.

A las 22:00 horas, el Grupo 2 de ETEVEN S.A. impone el Costo Marginal de Corto Plazo, cuyo valor es 0.13132 S./KWh.

Estos costos marginales de corto plazo se resumen a continuación :

Hora	Costo Marginal(S./kWh)
20:00	0.14309
21:00	0.14309
22:00	0.13132

Una vez definidos los Costos Marginales de Corto Plazo en el intervalo de tiempo de evaluación, necesitamos la información correspondiente a las inyecciones y retiros correspondientes a cada integrante en las distintas barras de transferencia, las cuales las presentamos en los cuadros No 3.1A y 3.1B.

Con estos datos, seleccionamos para cada integrante del COES-SICN, sus respectivas inyecciones y retiros en las barras de transferencia en las que interviene, luego trasladamos estos datos a la hoja electrónica de cálculo conjuntamente con los Costos Marginales de Corto Plazo y los Factores de Penalización.

Aplicando la fórmula dada en el ítem 1.7, tendremos la valorización final de las transferencias de energía para cada integrante del COES-SICN.

A continuación se presenta el desarrollo de dicha valorización para un integrante tal como ELECTRONORTE (EN), el cual tiene asociado la inyección I30EN y el retiro R39EN, ambas en la barra de transferencia CHICLAYO, para lo cual se efectúa el siguiente cálculo:

Inyección I30FN

Se multiplican las inyecciones de energía por el respectivo costo marginal y el factor de penalización de la barra de transferencia Chiclayo :

$$6.970\text{MWh} * 0.14309\text{S./KWh} * 1.12327 * 1000 = 1120 \text{ S/}.$$

$$6.970\text{MWh} * 0.14309\text{S./KWh} * 1.12327 * 1000 = 1120 \text{ S/}.$$

$$6.970\text{MWh} * 0.13132\text{S./KWh} * 1.12327 * 1000 = 1028 \text{ S/}.$$

$$\text{Total Inyección} = 3268 \text{ S/}.$$

Retiro R39EN :

Se multiplican los retiros de energía por el respectivo costo marginal y el factor de penalización de la barra de transferencia Chiclayo

$$8.207\text{MWh} * 0.14309\text{S./KWh} * 1.12327 * 1000 = 1319 \text{ S/}.$$

$$7.903\text{MWh} * 0.14309\text{S./KWh} * 1.12327 * 1000 = 1270 \text{ S/}.$$

$$7.235\text{MWh} * 0.13132\text{S./KWh} * 1.12327 * 1000 = 1067 \text{ S/}.$$

$$\text{Total Retiro} = 3656 \text{ S/}.$$

Luego se efectúa la diferencia algebraica entre las inyecciones (consideradas positivas) y los retiros (consideradas negativas), obteniéndose el siguiente resultado :

Saldo Neto (Inyección - Retiro)

$$3268 \text{ S/} - 3656 \text{ S/} = -388 \text{ S/}.$$

Los saldos netos de cada integrante se resumen en el cuadro No 3.3. Según como se ha detallado en el ítem 1.2, cada integrante que obtenga saldo negativo deberá abonar su saldo, a los integrantes que obtiene saldo positivo, proporcionalmente a los saldos positivos de estos últimos, según el cuadro No

3.3, ELECTRONORTE debera abonar 388 S/. a los integrantes ELECTROLIMA Y ETEVENSA, en forma proporcional a 33479 y 36014 respectivamente, por lo que tendremos como resultado final, el pago entre integrantes, mostrado en el cuadro No 3.4.

De la misma manera, se puede obtener el balance de energía por cada integrante, para esto, con los datos de las inyecciones y retiros de los integrantes del COES-SICN dadas en el cuadro 3.2, se restan algebraicamente las inyecciones menos los retiros y se obtiene las transferencias de energía, expresadas en MWh, por ejemplo para el caso de ELECTRONORTE, según el cuadro No 3.5, tendremos lo siguiente :

Inyección(I30EN): $6.970 + 6.970 + 6.970 = 20.91$ MWh

Retiro (R39EN): $8.207 + 7.903 + 7.235 = 23.345$ MWh

Saldo neto de Energía (Inyección - Retiro) :

$$20.91 - 23.345 = -2.435 \text{ MWh.}$$

Este último valor puede ser positivo o negativo, en caso de ser positivo, significa que dicha empresa ha logrado cumplir con sus compromisos de energía y ha "vendido" energía a las empresas que no han logrado abastecer con su producción sus compromisos de energía en el Sistema Interconectado. En el caso de que sea negativo podemos decir de que dicha empresa ha tenido déficit en su producción de energía y para poder cumplir con sus compromisos, la diferencia de energía, lo ha extraído del sistema, mediante la generación de otro integrante, a través de la red del sistema interconectado. De ésta manera determinamos las transferencias de energía.

CUADRO 3.3

Saldo Neto (Nuevos Soles) de los Integrantes del Comité de Operación Económica del Sistema - Mes de Junio

Balance Por Empresas	Nuevos Soles (S/.)
ELECTROPERU	(40,752)
ELECTROLIMA	33,479
ETEVENSA	36,014
ELECTRONOROESTE	(6,600)
ELECTRONORTE	(388)
ETECEN	(21,752)
TOTAL	0

Valores negativos indicado entre paréntesis

Esta valorización se ha efectuado con los datos del día 1, a las 20:00, 21:00 y 22:00 horas de dicho día.

CUADRO 3.4

VALORIZACION DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA

Pago entre integrantes del Comité de Operación Económica del
Sistema Interconectado Centro Norte - Mes de Junio de 1994.

Balance por Empresas	Nuevos Soles (S/.)	
ELECTROPERU	(40,752)	
ELECTROLIMA	33,479	
ETEVENSA	36,014	
ELECTRONOROESTE	(6,600)	
ELECTRONORTE	(388)	
ETECEN	(21,752)	
TOTAL	0	
PAGOS ENTRE INTEGRANTES		
DE	A	A
	ELECTROLIMA	ETEVENSA
ELECTROPERU	19,633	21,119
ELECTRONOROESTE	3,180	3,421
ELECTRONORTE	187	201
ETECEN	10,479	11,273

CUADRO 3.5

Saldo Neto (MWh) de los Integrantes del Comité de Operación Económica del Sistema - Mes de Junio

Balance Por Empresas	MWh
ELECTROPERU	(263)
ELECTROLIMA	222
ETEVENSA	258
ELECTRONOROESTE	(42)
ELECTRONORTE	(2)
ETECEN	(173)
TOTAL	0

Valores negativos indicado entre paréntesis

Este Balance se ha efectuado con los datos del día 1, a las 20:00, 21:00 y 22:00 horas de dicho día.

3.3 Proceso de valorización de las transferencias de potencia de punta.

La valorización de las transferencias de potencia de punta, tiene un carácter anual, por lo que de acuerdo a lo estipulado en el artículo 109 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro Norte (COES-SICN), deberá estimar la máxima demanda media horaria de potencia del sistema, así como el periodo mas probable de ocurrencia de la hora de punta, antes del primero de enero de cada año.

Para esta valorización, también se tienen en cuenta los valores de potencia firme de las empresas generadoras integrantes del COES-SICN para 1994, que se han determinado siguiendo el procedimiento establecido en el ítem 2.4 del Capítulo 2, y que está acorde con los artículos 110 y 111 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Estos valores de potencia firme son las siguientes

Empresa	Potencia Firme (MW)
EDEGEL	577.3
ELECTROPERU	1035.4
ETEVENSA	128.8
ELECTRONORTE	7.7
ELECTRONOROESTE	28.8
	1778.0

Además, hay que tener en cuenta que, según lo estipulado en el artículo 112 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, las tarifas utilizadas en la

valorización de las transferencias de potencia de punta, son las correspondientes a las diferentes barras de transferencia, contenidas en la Resolución No 002-94-P/CTE del 94.04.29 de la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), que se muestra en el cuadro No 3.6.

Para determinar la transferencia de potencia entre integrantes del COES, se corrió el programa de flujo de potencia considerando la demanda máxima proyectada de 1778 MW utilizando la oferta de Potencia Firme indicada líneas arriba, de donde se obtuvieron las entregas y retiros en las diferentes barras de transferencia.

En los cuadros No 3.7A y 3.7B y 3.7C, se muestran las entregas y retiros de potencia a la hora de demanda máxima del sistema, en las diferentes barras de transferencia. Con dicha información se puede efectuar un balance de potencia de punta, para lo cual se identifica para cada integrante la inyección y retiro asociado a él en cada barra de transferencia, el resultado de este cálculo se muestra en cuadro 3.8.

Con los resultados del cuadro 3.8, se puede calcular las transferencias de potencia, totalizando las inyecciones y totalizando los retiros para cada integrante, este resultado se muestra en el cuadro 3.9.

Luego utilizando la fórmula descrita en el ítem 2.7 se procede a la valorización de las transferencias de potencia, con precios de barra mostrados en el cuadro 3.6 y las potencias mostradas en los cuadros 3.7 A y 3.7 B. Es decir multiplicando las inyecciones y retiros por su respectivo precio de barra, los resultados de la valorización se muestra en los cuadros 3.10 A, 3.10 B y 3.10 C.

CUADRO 3.6

(Resolución No 002 - 94 - P / CTE)

Subestaciones Base	Tensión - kV	PPB S./kW-mes	CPSEE ctm.S./kWh	PEMP ctm.S./kWh	PEMF ctm.S./kWh
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE					
Piura Oeste	220	14.92	1.83	11.55	5.77
Chiclayo Oeste	220	14.7	0	11.39	5.69
Guadalupe	220	14.66	0	11.39	5.7
Trujillo Norte	220	14.49	0	11.33	5.66
Chimbote 1	220	13.89	0	10.86	5.43
Paramonga	220	13.53	0	10.41	5.21
Zapallal	220	13.29	0	10.07	5.04
Ventanilla	220	13.32	0	10.09	5.05
Lima (1)	220	13.4	0	10.14	5.07
Independencia	220	13.07	0	9.73	4.86
Ica	220	13.19	0.63	9.82	4.91
Marcona	220	13.36	1.67	9.97	4.98
Huancavelica	220	12.67	0	9.45	4.73
Mantaro	220	15.52	0	9.34	4.67
Pachachaca	220	12.98	0	9.76	4.88
Huayucachi	220	12.75	0	9.54	4.77
Callahuanca	220	13.11	0	9.88	4.94
Huallanca	138	13.27	0	10.39	5.19

- Donde :
- PPB** : Precio de Barra de la Potencia de Punta, expresado en S./kW-mes
- CPSEE** : Cargo por Peaje Secundario Equivalente de Energía para las Subestaciones Base del Sistema Secundario de Transmisión, expresado en céntimos de S./kWh.
- PEMP** : Precio de Energía Marginal en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S./kWh.
- PEMF** : Precio de Energía Marginal en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S./kWh.

Nota :

- (1) S.E.B. Lima : constituida por las Subestaciones Base Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220kV, San Juan Electrolima 220 kV y San Juan Electroperú 220 kV.

CUADRO No 3.7 A

ENTREGAS Y RETIROS DE POTENCIA
A LA HORA DE DEMANDA MAXIMA - AÑO 1994

Barra de Transferencia	Entrega y/o Retiro	(MW)
Piura	R27EP	19.78
	I23T	25.33
	R38ENO	34.35
	I29ENO	28.80
Chiclayo	I22EP	68.75
	R26T	31.32
	I21T	4.63
	R25EP	41.16
	R39EN	8.60
	I30EN	7.70
Guadalupe	R24T	6.39
	R23EP	22.52
	I20T	28.91
Trujillo Norte	R21T	34.32
	R22EP	72.39
	I19T	106.71
Chimbote 1	R20T	112.41
	I18EP	108.35
	I17T	4.06
Paramonga Nueva	R19T	22.07
	R15EP	13.74
	I14T	10.65
	I15EP	25.16
Ventanilla	R37T	91.88
	I27V	127.94
	R44T	91.89
	R45T	(55.83)
Zapallal	R14T	23.06
	I3EP	79.17
	I13T	(56.11)

Valores negativos indicados entre paréntesis

CUADRO No 3.7 B

ENTREGAS Y RETIROS DE POTENCIA
A LA HORA DE DEMANDA MAXIMA - AÑO 1994

Barra de Transferencia	Entrega y/o Retiro	(MW)
Chavarría	I34T	91.70
	R11EP	271.28
	R10EL	185.46
	I11EL	44.48
	I28T	91.70
	I12EL	200.38
	I10T	28.48
Callahuanca	R12EL	165.89
	I2EP	165.89
Santa Rosa	R8EL	53.54
	R41EP	78.32
	R9T	28.48
	I32EL	41.66
	I7T	(39.20)
	I31EL	12.84
	I8EL	73.88
	R42EP	92.02
	R43EL	64.86
I9EL	228.04	
San Juan E.L.M.	R3EL	172.14
	R6EP	244.17
	I33EL	110.55
	R7T	(39.18)
	I5T	266.58
San Juan E.L.P.	R1EP	0.20
	R2EP	0.00
	R4T	266.66
	R5T	(70.48)
	I1EP	196.38

Valores negativos indicados entre paréntesis

CUADRO No 3.7 C

**ENTREGAS Y RETIROS DE POTENCIA
A LA HORA DE DEMANDA MAXIMA - AÑO 1994**

Barra de Transferencia	Entrega y/o Retiro	(MW)
Independencia	R28EP	46.22
	R29EP	0.00
	R30EP	4.66
	R31T	60.38
	I4EP	189.56
	I6T	(78.30)
Ica	R32EP	27.32
	R33T	31.92
	I24T	59.24
Marcona	R34T	29.80
	R35EP	0.46
	I25T	30.26
San Nicolás	R36EP	29.00
	I26T	29.00

Valores negativos indicados entre paréntesis

CUADRO 3.8

BALANCE DE LA POTENCIA DE PUNTA
ENTRE INTEGRANTES DEL COES-SICN
AÑO 1994 (MW)

Barra de Transferencia	Electroperú		Electrolima		Etevensa	
	Entrega	Retiro	Entrega	Retiro	Entrega	Retiro
Piura		19.78				
Chiclayo	68.75	41.16				
Guadalupe		22.52				
Trujillo		72.39				
Chimbote 1	108.35					
Paramonga Nueva	25.16	13.74				
Zapallal	79.17					
Ventanilla					127.94	
Chavarría		271.28	78.97	185.46		
Callahuanca	165.89					
Santa Rosa		170.34	356.42	118.40		
San Juan ELM		244.17	110.55	172.14		
San Juan ELP	196.38	0.20				
Independencia	189.56	50.88				
Ica		27.32				
Marcona		0.46				
San Nicolás		29.00				

Barra de Transferencia	Electronorte		Electronoroeste		Etecen	
	Entrega	Retiro	Entrega	Retiro	Entrega	Retiro
Piura			28.80	34.35	25.33	
Chiclayo	7.70	8.60			4.63	31.32
Guadalupe					28.91	6.39
Trujillo					106.71	34.32
Chimbote 1					4.06	112.41
Paramonga Nueva					10.65	22.07
Zapallal					-56.11	23.06
Ventanilla						127.94
Chavarría					211.88	0.00
Callahuanca						
Santa Rosa					-39.20	28.48
San Juan ELM					266.58	-39.18
San Juan ELP						196.18
Independencia					-78.30	60.38
Ica					59.24	31.92
Marcona					30.26	29.80
San Nicolás					29.00	

CUADRO 3.9

**TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DE PUNTA
AÑO 1994
(MW)**

EMPRESA	Entregas	Retiros	Entregas- Retiros
Electroperú	833.26	963.24	(129.98)
Electrolima	545.94	476.00	69.94
Etevensa	127.94	0.00	127.94
Electronoroeste	28.80	34.35	(5.55)
Electronorte	7.70	8.60	(0.90)
Etecen	603.64	665.09	(61.45)
Total	2,147.28	2,147.28	0.00

Estas transferencias se han desarrollado
con los datos del mes de Junio de 1994

Valores negativos indicados entre paréntesis.

CUADRO No 3.10 A

Entregas y retiros de potencia valorizadas en cada barra de transferencia - Año1994

Barra	Entrega y/o Retiro	(MW)	Precio de Barra	MIL S/.
Piura	R27EP	19.78	14.92	295.12
	I23T	25.33		377.92
	R38ENO	34.35		512.50
	I29ENO	28.80		429.70
Chiclayo	I22EP	68.75	14.70	1,010.63
	R26T	31.32		460.40
	I21T	4.63		68.06
	R25EP	41.16		605.05
	R39EN	8.60		126.42
	I30EN	7.70		113.19
Guadalupe	R24T	6.39	14.66	93.68
	R23EP	22.52		330.14
	I20T	28.91		423.82
Trujillo Norte	R21T	34.32	14.49	497.30
	R22EP	72.39		1,048.93
	I19T	106.71		1,546.23
Chimbote 1	R20T	112.41	13.89	1,561.37
	I18EP	108.35		1,504.98
	I17T	4.06		56.39
Paramonga Nueva	R19T	22.07	13.53	298.61
	R15EP	13.74		185.90
	I14T	10.65		144.09
	I15EP	25.16		340.41
Ventanilla	R37T	91.88	13.32	1,223.84
	I27V	127.94		1,704.16
	R44T	91.89		1,223.97
	R45T	(55.83)		(743.66)
Zapallal	R14T	23.06	13.29	306.47
	I3EP	79.17		1,052.17
	I13T	(56.11)		(745.70)

Valores negativos indicados entre paréntesis

CUADRO No 3.10 B

Entregas y retiros de potencia valorizadas en cada barra de transferencia - Año1994

Barra de Transferencia	Entrega y/o Retiro	(MW)	Precio de Barra	MIL S/.
Chavarría	I34T	91.70	13.40	1,228.78
	R11EP	271.28		3,635.15
	R10EL	185.46		2,485.16
	I11EL	44.48		596.03
	I28T	91.70		1,228.78
	I12EL	200.38		2,685.09
	I10T	28.48		381.63
Callahuanca	R12EL	165.89	13.11	2,174.82
	I2EP	165.89		2,174.82
Santa Rosa	R8EL	53.54	13.4	717.44
	R41EP	78.32		1,049.49
	R9T	28.48		381.63
	I32EL	41.66		558.24
	I7T	-39.20		(525.28)
	I31EL	12.84		172.06
	I8EL	73.88		989.99
	R42EP	92.02		1,233.07
	R43EL	64.86		869.12
	I9EL	228.04		3,055.74
San Juan E.L.M	R3EL	172.14	13.4	2,306.68
	R6EP	244.17		3,271.88
	I33EL	110.55		1,481.37
	R7T	-39.18		(525.01)
	I5T	266.58		3,572.17
San Juan E.L.P.	R1EP	0.20	13.4	2.68
	R2EP	0.00		0.00
	R4T	266.66		3,573.24
	R5T	-70.48		(944.43)
	I1EP	196.38		2,631.49

Valores negativos indicados entre paréntesis

CUADRO No 3.10 C

Entregas y retiros de potencia valorizadas en cada barra de transferencia - Año1994

Barra de Transferencia	Entrega y/o Retiro	(MW)	Precio de Barra	MIL S/.
Independencia	R28EP	46.22	13.07	604.10
	R29EP	0.00		0.00
	R30EP	4.66		60.91
	R31T	60.38		789.17
	I4EP	189.56		2,477.55
	I6T	(78.30)		(1,023.38)
Ica	R32EP	27.32	13.19	360.35
	R33T	31.92		421.02
	I24T	59.24		781.38
Marcona	R34T	29.80	13.36	398.13
	R35EP	0.46		6.15
	I25T	30.26		404.27
San Nicolás	R36EP	29.00	16.48	477.92
	I26T	29.00		477.92

Valores negativos indicados entre paréntesis

Además el resultado final o saldo final por integrante, se obtiene totalizando todas las inyecciones valorizadas y todos los retiros valorizados, dicho resultado se muestra en el cuadro 3.11.

De la misma manera que en el caso de la valorización de las transferencias de energía, los integrantes que obtengan saldo negativo, deberán abonar su saldo en, a los integrantes que obtengan saldo positivo en forma proporcional a los saldos positivos, este resultado se muestra en el cuadro 3.12.

CUADRO 3.11

VALORIZACION MENSUAL DE LAS TRANSFERENCIAS
DE POTENCIA DE PUNTA
MES DE JUNIO
AÑO 1994

(EN NUEVOS SOLES S/.)

EMPRESA	Entregas	Retiros	Entregas- Retiros
Electroperú	11,192,050	13,166,830	(1,974,780)
Electrolima	9,538,522	8,553,218	985,304
Etevensa	1,704,161	0	1,704,161
Electronoroeste	429,696	512,502	(82,806)
Electronorte	113,190	126,420	(13,230)
Etecen	8,397,091	9,015,740	(618,648)
Total	31,374,710	31,374,710	0

Esta valorización de transferencias se han desarrollado con los datos del mes de Junio de 1994.

Valores negativos indicados entre paréntesis.

CUADRO No 3.12

VALORIZACION MENSUAL DE LAS TRANSFERENCIAS
DE POTENCIA DE PUNTA - MES DE JUNIO 1994

(EN NUEVOS SOLES S/.)

Empresa	Entregas	Retiros	Entregas-Retiros
Electroperú	11,192,050	13,166,830	(1,974,780)
Electrolima	9,538,522	8,553,218	985,304
Etevensa	1,704,161	0	1,704,161
Electronoroeste	429,696	512,502	(82,806)
Electronorte	113,190	126,420	(13,230)
Etecen	8,397,091	9,015,740	(618,648)
Total	31,374,710	31,374,710	0

Pago entre Integrantes

A:	Electrolima	Etevensa
De :		
Electroperú	723,474	1,251,306
Electronorte	4,847	8,383
Electronoroeste	30,337	52,469
Etecen	226,646	392,002

Valores negativos indicados entre paréntesis

CONCLUSIONES

1. Del capítulo I y III se concluye que el costo marginal empleado en la valorización de las transferencias de energía, no siempre está asociado al costo de la planta generadora que suministra la última unidad adicional de energía; tal como lo indica la teoría marginalista. Esto es debido a que dicha planta generadora (térmica generalmente) se conecta al sistema por la ocurrencia de eventos críticos (caída de tensión, salidas intempestivas de líneas, mantenimientos forzados, etc) sin haber estado incluido en la programación de despacho de carga semanal que el COES emite. Además esto implica que los costos de operación y mantenimiento de dicha planta no están siendo retribuidos.
2. Los costos marginales de las plantas térmicas, que están asociados a los costos variables de sus unidades y que a su vez dependen de la eficiencia de las mismas, establecen el orden de entrada en servicio de las plantas térmicas para abastecer la demanda, y de acuerdo a lo explicado en los capítulos I y III se debe efectuar en forma ascendente a dichos costos. Por lo tanto la ineficiencia de una planta térmica originará que su costo marginal sea elevado y su oportunidad de conectarse al sistema será menor que las plantas más eficientes. De esta manera los ingresos económicos obtenidos de la operación de una planta ineficiente se verán disminuidos.
3. De acuerdo a lo explicado en los capítulos I y II los compromisos asumidos por las empresas generadoras, son utilizados como retiros para la valorización de las

transferencias de energía y potencia de punta, por lo tanto los retiros asociados por las empresas generadoras no dependen de imposiciones del COES, sino mas bien del riesgo asumido por las mismas, reflejado en sus compromisos comerciales.

4. En la valorización de las transferencias de energía y potencia de punta, existen retiros asociados a generadores que no se encuentran ubicados en las barras de transferencias del sistema principal de transmisión, estos retiros se reflejan hacia las barras del sistema principal de transmisión siguiendo la metodología explicada en el apéndice C, este método no toma en cuenta al sistema como una red eléctrica, en consecuencia no refleja las pérdidas de energía y potencia que se produce en dicho sistema.

5. La potencia firme definida en el capítulo II es una medida de la oferta real de potencia de las unidades generadoras, debido a que dicha oferta está afectada de eventos que implicarían el no contar con toda la potencia instalada para satisfacer la demanda de potencia. Estos eventos pueden ser fallas en unidades térmicas, sequías que signifiquen indisponibilidad de las centrales hidráulicas, etc.

RECOMENDACIONES

1. El costo marginal que representa el valor de la generación hidráulica usado en la valorización de las transferencias de energía, obtenido a través del modelo computacional JUNRED define un valor que no toma en cuenta la operación real de todos los embalses del Sistema Interconectado, por lo que se recomienda hacer un estudio que tome en cuenta a todos los embalses en su totalidad, de tal manera de obtener un valor más real.
2. En la metodología descrita para efectuar las transferencias de potencia de punta, se indica que se deben determinar las inyecciones a partir de la potencia firme, asociadas a cada integrante del COES, en las barras de transferencia; éstas provienen del resultado de un flujo de carga, el cual toma en cuenta parámetros de líneas, transformadores, y demás características del sistema interconectado. En la actualidad, en el flujo de carga no se tiene en cuenta todas las barras del sistema, lo que implica que no se refleja las potencias firmes en forma adecuada, por lo que se recomienda una representación del sistema teniendo en cuenta la complejidad total del mismo.
3. Para el cálculo de las transferencias de energía, se debe verificar que en cada barra de transferencia debe existir un balance entre inyecciones y retiros, éstos últimos provienen de los compromisos asumidos por las empresas de generación.

En la actualidad en algunas barras de transferencias existen desbalances, debido a que

los retiros no balancean las inyecciones en dichas barras, esto por que las empresas generadoras no asumen compromisos, que resultan del exceso sobre la demanda comprometida de los generadores con sus clientes (empresas distribuidoras).

Lo que se ha optado es repartir esta diferencia entre los generadores que suministran energía a la empresa distribuidora, en proporción a los contratos establecidos; pero debido a que esta alternativa sólo incluye a unos integrantes del COES, se recomienda repartir esta diferencia entre todos los integrantes en función a su potencia firme, debido a que todos aportan energía al sistema; es decir todos participan en el abastecimiento de energía requerida por los clientes.

APENDICE A

Fundamentos de las transferencias de energía y potencia de punta

En un Sistema Interconectado, específicamente el Sistema Interconectado Centro Norte SICN, el suministro de energía y potencia de una Empresa de Generación Eléctrica hacia una Empresa de Distribución, se efectúa a través de contratos de compra-venta de energía entre ambos, mediante diferentes modalidades de contratación.

En estos contratos se estipula los compromisos de energía y potencia de la Empresa Generadora para con el Distribuidor; a su vez esta Empresa de Generación, tiene una producción (diaria, semanal, mensual, anual, etc) de energía y potencia, las cuales están limitadas físicamente por un máximo de producción, de acuerdo a su capacidad instalada. Esto nos lleva a pensar de que si la Empresa de Generación se compromete a abastecer una demanda que va más allá de sus posibilidades, ya sea por su capacidad instalada, mantenimientos forzados, etc, tiene la posibilidad de satisfacer al cliente, en este caso la Empresa Distribuidora, mediante energía o potencia generada por otra empresa y que es otorgada al cliente a través del Sistema Interconectado. Este fenómeno es lo que se denomina "Transferencia de Energía y/o Potencia".

La producción transferida tiene que ser retribuida económicamente hacia la otra Empresa de Generación que asumió la imposibilidad de la primera empresa, de tal

manera que cubra los costos que ocasionó a la segunda empresa. Dicha retribución está sujeta para su valorización a los costos marginales.

Según la teoría del costo marginal, el precio unitario debe ser igual al costo de producción de una unidad suplementaria, o a la economía que se realizaría si se renunciara a producir la última unidad suministrada.

En lo que sigue, se dará los conceptos económicos que involucra la teoría del costo marginal.

Costos Totales. Costos Totales de Corto Plazo y Largo Plazo

Durante una unidad de tiempo, una empresa X efectúa cierto número de gastos, unos están directamente afectados a la producción, y otros son los gastos relativos a las instalaciones, valuados por unidad de tiempo. El conjunto de gastos constituye lo que se denomina "Costos Totales".

Sea D_0 el "Costo Total" necesitado para la producción de q_0 . Si el despacho solicitado es superior a q_0 , es necesario ajustar a D_0 los gastos suplementarios exigidos por la producción de cantidades suplementarias. Estos gastos suplementarios son en parte imputables a la sobrecarga de las instalaciones.

Para la instalación q_0 de la curva (D) de costos totales toma luego la forma representada en la figura 1., denominada curva de "Costos Totales de Corto Plazo".

La forma y posición de esa curva (D) dependen evidentemente de la instalación a la que es relativa. A otra instalación caracterizada por su capacidad normal q_0 corresponderá otra curva (D).

Todas estas curvas tienen una envolvente (E), que juega un papel esencial en las tarifaciones a largo plazo. La figura 2 muestra esta curva.

El "despacho óptimo" de una instalación determinada es aquel para el cual la curva de costo total relativo (costo total de corto plazo) de la instalación considerada, toca la envolvente (E). Es natural considerar ese despacho óptimo como el régimen normal de la instalación.

Si las instalaciones pudieran ser constantemente adaptadas al despacho solicitado, se las modificaría a medida de la evolución de la demanda de tal manera que su tamaño sea constantemente óptimo en relación a ese despacho. La curva de costos de corto plazo a cada despacho se confundiría entonces con la envolvente (E).

De hecho, las instalaciones son inertes por esencia, de modo que esta constante adaptación no puede ser efectuada si los despachos solicitados no varían en forma extremadamente lenta. La curva (E) es denominada curva de Costos Totales de Largo Plazo.

Esta curva abastecerá los gastos efectivamente contratados (o proyectados) si se obliga a dar siempre a las instalaciones el tamaño óptimo a medida que se produce una lenta evolución de la demanda.

Costos Fijos, Costos Variables

Los costos de la Empresa pueden ser subdivididos en fijos y variables. Por definición los costos fijos son aquellos que no varían al variar la cantidad producida, es decir, que son constantes e independientes del nivel de producción de la Empresa. Este concepto de costo fijo es tan sólo de corto plazo, se podrían mencionar como ejemplos, los sueldos de gerencia, el alquiler del local, etc. A diferencia de los costos fijos, los costos variables varían con el nivel de producción. Así por ejemplo, los costos pueden aumentar al incrementarse la producción debido a que para producir más se necesita

mayor número de máquinas o de trabajadores.

Luego la distinción entre costos fijos y variables sólo es válida en el corto plazo, mas no en el largo plazo.

Costos Marginales a Corto y Largo Plazo

El costo marginal es por definición la variación del costo total de producción con respecto a la variación de la producción (dD/dq), y es igual a la pendiente de la curva de costo total para el despacho considerado q .

En las figuras 3 y 4 se muestran las curvas de costo marginal a corto y largo plazo deducidas de las curvas de costos de corto y largo plazo.

La pendiente del punto de abscisa q tomada sobre la curva a corto plazo de una instalación determinada de tamaño q_0 define un Costo Marginal a Corto Plazo o costo diferencial, similarmente sobre la curva a largo plazo se define un Costo Marginal a Largo Plazo o costo de desarrollo.

Para una instalación adaptada, los costos marginales de corto y largo plazo son iguales; es decir, el costo por unidad de tiempo de una ligera sobrecarga permanente de las instalaciones es entonces igual al costo por unidad de tiempo de su adaptación al nuevo despacho permanente.

De acuerdo a estas premisas, la retribución económica de la que se mencionó anteriormente hacia la empresa generadora que transfirió energía y/o potencia, debe ser realizada a través de costos marginales, de tal manera de poder cubrir los costos totales (inversión mas operación) del sistema generador.

Para la demostración de esta hipótesis, supongamos que tenemos una curva de duración de carga anual (figura A1), que debe ser abastecida por una combinación de centrales

C_i (Hidráulicas y/o Térmicas) de potencia X_i , con las siguientes características:

a_i = Representa la anualidad del kW instalado (US\$/kW/año) . Costos Fijos.

b_i = Representa el costo de operación (US\$/kWh). Costos Variables del kW instalado.

Para el caso de las plantas de generación eléctrica los costos fijos " a_i " decrecen a medida que se produce un desplazamiento desde la base hacia la punta de la curva de duración de carga, en cuanto los costos variables " b_i " crecen.

El problema consiste en determinar una secuencia mediante la cual las centrales abastecerán la demanda representada en el diagrama de carga, de tal forma que el costo total de suministro (capital + operación) sea mínimo.

El costo total viene dado por la siguiente expresión

$$CT = a \times P + b \times E$$

$$dCT = a \times dP + b \times dE$$

Es decir se valoriza la potencia mediante la anualidad (costo fijo) y la energía al costo de operación (costo variable), luego diferenciando esta expresión tenemos :

Siendo $dE = t \times dP$, entonces

$$dCT = a \times dP + b \times t \times dP$$

Estos costos tienen que ser evaluados a través de todo el diagrama de duración de carga, mediante la siguiente integral

$$CT = \int_0^{D.\max} (a + bt) dP$$

Las condiciones de optimalidad (Euler-Lagrange) son:

$$\frac{dCT}{da} = 0$$

$$\frac{dCT}{da} = 0 = \int_0^{D.\max} \left(1 + \frac{db}{da} \cdot t\right) dP \longrightarrow 1 + \frac{db}{da} \cdot t = 0$$

$$\text{de donde : } da + tdb = 0 \quad (1)$$

Esta expresión indica que en el tiempo t^* de indiferencia:

$$a(i+1) + t.b(i+1) = a_i + t.b_i \quad (1')$$

Desarrollando la integral:

$$CT = \int_0^{D.\max} a dP + \int_0^{D.\max} b t dP = \int_0^{D.\max} a dP + b t P \Big|_0^{D.\max} - \int_0^{D.\max} P t db - \int_0^{D.\max} P b dt$$

pero según (1) $P t db = - P da$

$$CT = \int_0^{D.\max} a dP + \int_0^{D.\max} P da + \int_0^{D.\max} P b | dt |$$

$$CT = \int_0^{D.\max} d(a \cdot P) + \int_0^{D.\max} P \cdot b \cdot | dt |$$

$$CT = a (D \cdot \max) \times D \cdot \max + \int_0^{D \cdot \max} P \cdot b \cdot |dt| \rightarrow (2)$$

Interpretemos estos dos términos

El primero es igual a la demanda máxima valorizada al costo de capital de las unidades que se ubican en la punta de la curva de carga.

El segundo representa la energía valorizada en cada instante al costo marginal de corto plazo.

En consecuencia en el óptimo hay igualdad entre ingresos por la venta de potencia y energía a su costo marginal, y costos totales.

A continuación se desarrolla un ejemplo numérico que ilustra este efecto:

Supongamos un sistema eléctrico de demanda máxima igual a 1000 MW, caracterizado por la curva de carga anual mostrada en la figura A1. Se supone que se puede disponer (por ejemplo a través de un contrato de compromiso anual) de 3 tipos de centrales posibles para el suministro: hidro pasada, térmica a carbón y turbina a gas con petróleo diesel, con costos de inversión y operación indicados en el cuadro A1.

Se trata de determinar la potencia óptima a instalar (suministrar) en cada tipo de central. Dada la relación inversa entre costo de capital y de operación, existen en la curva de carga puntos de indiferencia entre el uso de un tipo de central y el siguiente (en términos de costo creciente de operación)

La condición de equilibrio entre 2 tipos de centrales consecutivas, desde la base hasta la punta, es la siguiente:

$$a(i+1) + t.b(i+1) = a_i + t.b_i$$

Donde:

Central térmica a carbón :

$$\text{Energía} = 520 \text{ MW} \times \frac{(7500 + 1000)h}{2} = 2210 \text{ GWh}$$

$$\text{Costo} = 2210 \text{ GWh} \times 20 \text{ mils/KWh} = 44,2 \text{ MUS\$}$$

Turbina a gas :

$$\text{Energía} = 80 \text{ MW} \times \frac{1000h}{2} = 40 \text{ GWh}$$

$$\text{Costo} = 40 \text{ GWh} \times 70 \text{ mils/KWh} = 2,8 \text{ MUS\$}$$

$$\text{Costo anual de operación} = 44,2 + 2,8 = 47 \text{ MUS\$}$$

$$\text{Costo total anual de suministro} = 156 + 47 = 203 \text{ MUS\$}$$

Ingresos obtenidos por tarifación a costo marginal

Ingresos por venta de energía

Se factura toda la energía bajo la curva de carga al costo marginal, vale decir al costo variable de la central marginal en ese periodo.

$$E1 = \frac{([400 + 300])/2} \times (8760 - 7500) = 441 \text{ GWh}$$

$$E1 = \frac{([920 + 400])/2} \times (7500 - 1000) = 4290 \text{ GWh}$$

$$E1 = \frac{[(100 + 920)/2]} \times 1000 = 960 \text{ GWh}$$

Ingresos por venta de energía

$$441 \times 0 \text{ mils/KWh} + 4290 \times 20 \text{ mils/KWh} + 960 \times 70 \text{ mils/KWh} = 153 \text{ MUS\$}$$

Ingresos por venta de potencia :

$$1000 \text{ MW} \times 50 \text{ US\$/kW/año} = 50 \text{ MUS\$}$$

$$\text{Ingreso total anual} = 153 + 50 = 203 \text{ MUS\$}$$

Luego los ingresos obtenidos por la venta de energía y potencia de punta al costo

marginal son iguales a los costos totales de suministro capital + operación, para el parque óptimo.

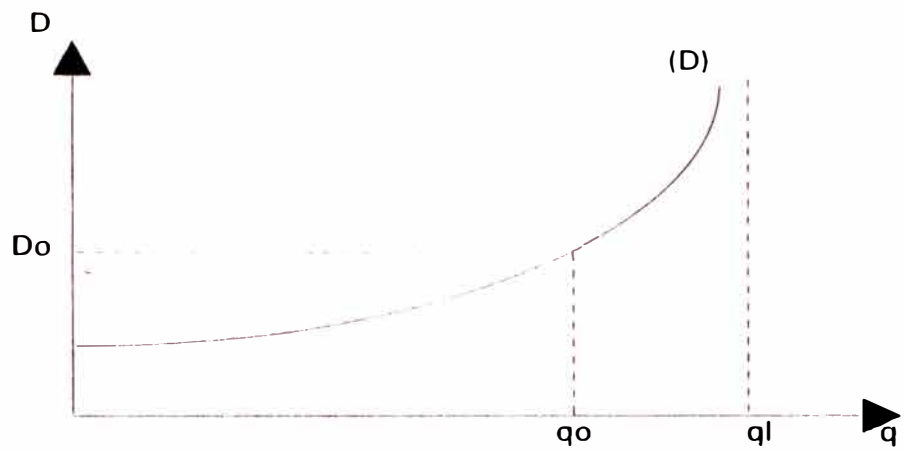


Figura 1 Curva de costos totales relativa a una instalación dada.

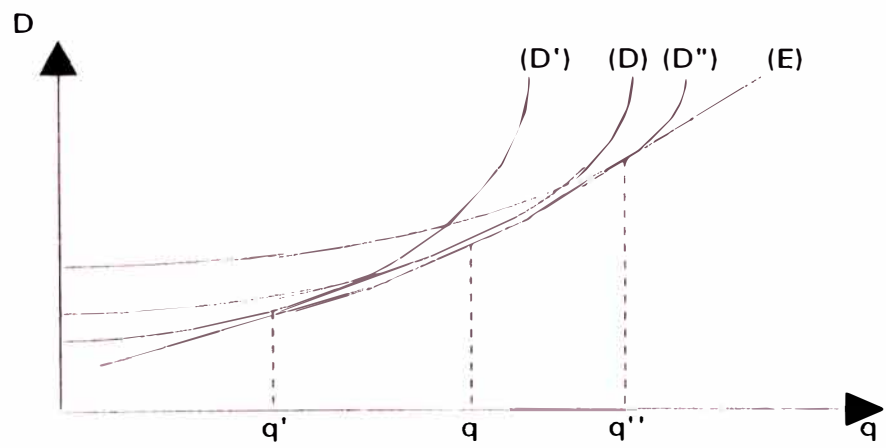


Figura 2 Curva de costos totales relativos a diversos volúmenes de instalación y envolvente a esta curva.

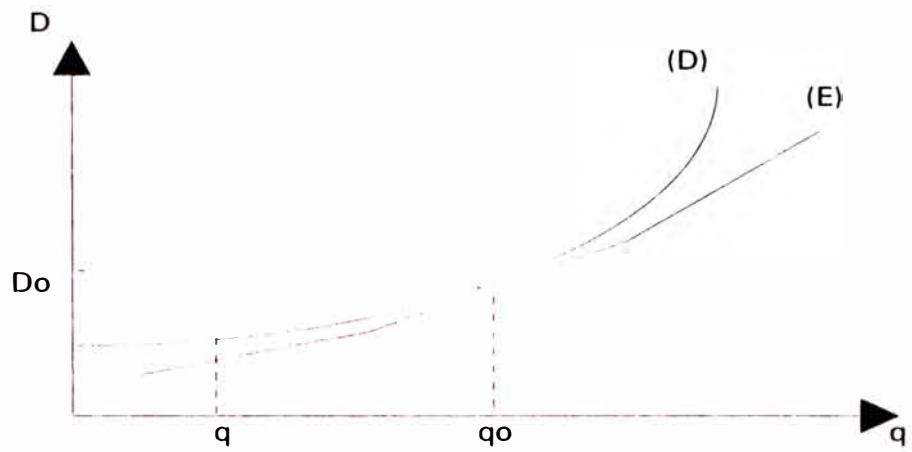


Figura 3 Curva de Costos de Corto y Largo Plazo.

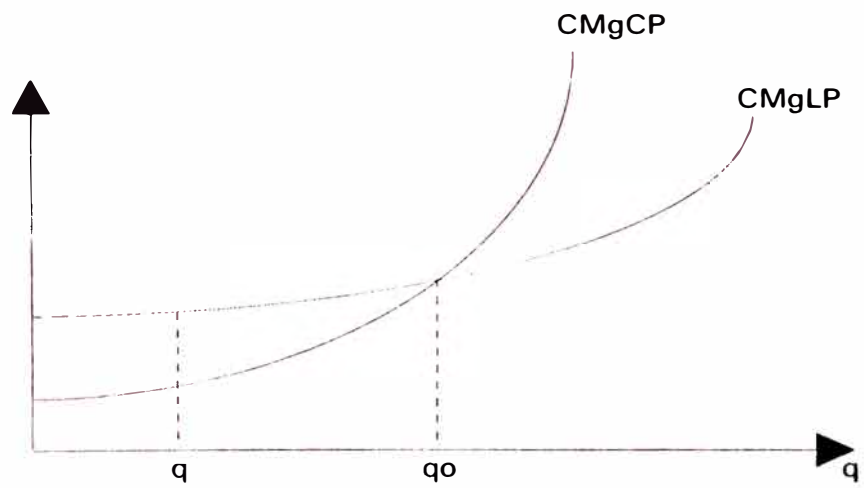
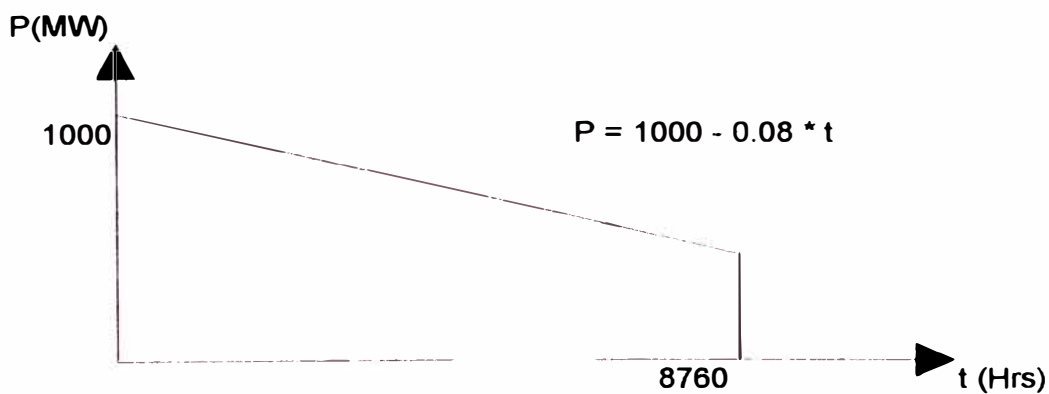
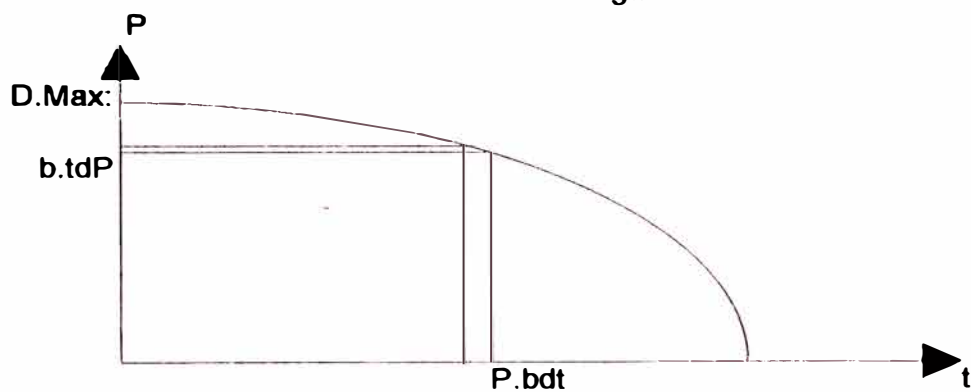


Figura 4 Curva de Costo Marginal a Corto Plazo y Largo Plazo.

Figura A1



Cuadro A1

Costos de Capital y Operación

Central	Tipo	Costo Capital	Anualidad	Costo Operación
		US\$/kW	US\$/kW/año	mils/kWh
C1	Hidráulica	2500	250	
C2	Térmica a Carbón	1000	100	20
C3	Turbina a Gas	500	50	70

APENDICE B

Ley de Concesiones Eléctricas. Título IV. Comité de Operación Económica del Sistema

Artículo 39.

Los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas conformarán un organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con la finalidad de coordinar su operación a mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Para tal efecto, la operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión se sujetarán a las disposiciones de este comité.

Artículo 40. El funcionamiento del Comité de Operación Económica del Sistema se regirá por las disposiciones que señale el Reglamento, contemplando lo siguiente:

- a) Requisitos para integrar el comité;
- b) Mecanismos para la toma de decisiones;
- c) Procedimientos para la optimización de la operación;
- d) Procedimientos para la valorización de las transferencias de potencia y energía
- e) Mecanismos para la solución de divergencias y/o controversias; y,
- f) La información que debe proporcionar a los organismos normativos y reguladores.

Artículo 41. Las funciones básicas del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) son :

- a) Planificar la operación del sistema interconectado, comunicando a sus integrantes para que operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes;
- b) Controlar el cumplimiento de los programas de operación y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones;
- c) Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico de acuerdo al procedimiento que establezca el reglamento;
- d) Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras de acuerdo al procedimiento que establece la presente Ley y el Reglamento;
- e) Garantizar a sus integrantes la compra o venta de energía, cuando por necesidades de operación económica del sistema, se requiera la paralización o el funcionamiento de sus unidades fuera de la programación. Estas transacciones se efectuarán a costos marginales de corto plazo del sistema;
- f) Garantizar a todos los integrantes la venta de su potencia contratada, hasta el límite de su potencia firme, a precio regulado;
- g) Otras que señale expresamente el Reglamento.

Reglamento de La Ley de Concesiones Eléctricas. Título IV. Comité de Operación Económica del SistemaOrganización

Artículo 91. La Dirección de Operaciones es el órgano ejecutivo del COES y tendrá las siguientes funciones

- a) Elaborar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo del sistema

- interconectado y comunicarlos a sus integrantes para su cumplimiento;
- b) Controlar el cumplimiento de los programas de operación de corto plazo establecidos y ordenar a los integrantes acatar las medidas correctivas necesarias;
 - c) Coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones y ordenar a los integrantes acatar las medidas correctivas necesarias;
 - d) Calcular los costos marginales de energía de corto plazo del sistema eléctrico;
 - e) Determinar y valorizar las transferencias de energía entre los integrantes del COES que resulten de la operación a mínimo costo del conjunto del sistema. Estas transferencias se efectuarán a los costos marginales de corto plazo del sistema;
 - f) Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras del sistema;
 - g) Determinar y valorizar las transferencias de potencia firme entre integrantes a precios de Potencia de Punta en barras;
 - h) Proponer al Directorio las modificaciones del Estatuto;
 - i) Elaborar y proponer al Directorio el presupuesto del COES;
 - j) Elaborar los estudios para la fijación tarifaria y someterlo al Directorio;
 - k) Elaborar los informes regulares establecidos en la Ley y el Reglamento;
 - l) Nominar los Comités Técnicos que fueran necesarios; y,
 - m) Otras que el Directorio le encomiende.

APENDICE C

Modalidades de contratación

Las Empresas de Generación en la actualidad suscriben contratos de suministro de energía y potencia con las Empresas de Distribución y/o Clientes Libres, mediante los cuales se procura abastecer la demanda requerida por el cliente, para esto el cliente puede adoptar dos modalidades de contratación : Demanda Máxima Leída o Potencia Contratada. A continuación se darán los conceptos que involucran a estas alternativas:

Demanda Máxima Leída Se entenderá por demanda máxima leída al más alto valor de las demandas integradas en periodos sucesivos de 15 minutos.

En esta modalidad de facturación se toman como referencia las demandas máximas leídas en horas de punta y en horas fuera de punta, aplicándose para la demanda máxima leída en horas de punta el precio de barra de la potencia de punta en la subestación de entrega. Entiéndase por horas de punta a las horas del día comprendidas entre las 18:00hrs y 23:00hrs, pudiéndose exceptuar los días domingos y los días no laborables, cuando lo solicite el cliente, siempre y cuando sean de su cargo los costos adicionales de medición; y las horas fuera de punta son las horas del día no comprendidas en las horas de punta.

Para los efectos de lo dispuesto en el inciso f) del artículo 41 de la Ley de Concesiones Eléctricas se tomará en cuenta la demanda máxima leída en la hora de

punta del período de estiaje. El Período de Estiaje comprende los meses de mayo a noviembre inclusive; y el Período de Avenida del año son los meses no comprendidos en el Período de Estiaje.

Para las empresas distribuidoras la facturación mensual de la demanda máxima incluirá los siguientes elementos, los cuales se sumarán en la factura :

- (1) cargo por demanda máxima de punta.
- (2) Cargo por demanda máxima fuera de punta
- (3) Recargo por exceso de potencia de punta

La demanda de facturación de punta, en la cual se basa el cargo por demanda máxima de punta, será el promedio de las dos mas altas demandas máximas leídas comprendidas dentro de los últimos 12 meses, inclusive el mes que se factura.

La demanda de facturación fuera de punta, en la cual se basa el cargo por demanda máxima fuera de punta, será el promedio de las dos mas altas demandas máximas leídas en las horas fuera de punta de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura.

El cargo por demanda máxima fuera de punta se aplicará a la diferencia entre la demanda de facturación fuera de punta y la demanda de facturación de punta, sólo cuando esta diferencia sea positiva. El precio que se aplicará a esta diferencia de demandas máximas será establecido de común acuerdo entre la empresa vendedora y la empresa compradora, y se basará en los costos adicionales de transmisión y transformación en que incurra la empresa vendedora para suministrarla.

El recargo por exceso de potencia de punta se determinará con la potencia resultante de la diferencia entre los dos valores siguientes

- (a) El promedio de las dos mas altas demandas máximas leídas en las horas

de punta de los meses de avenida comprendidos dentro de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura.

(b) La demanda de facturación de punta antes mencionada.

Dicho exceso se calculará si la diferencia (a) menos (b) es positiva y será nula en caso contrario.

El precio que se aplicará al exceso de potencia de punta será el mismo que se aplica para el cargo por demanda máxima fuera de punta.

Se define la potencia conectada a la suma del promedio de las dos mas altas demandas máximas leídas en el año anterior y el crecimiento de la demanda máxima verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.

Se entenderá por exceso registrado a la diferencia entre la mayor demanda máxima leída, ocurrida en el período de vigencia y la potencia conectada.

En todo caso, la empresa vendedora no estará obligada a suministrar más potencia que la potencia conectada.

Potencia Contratada : En esta modalidad de facturación, las empresas compradoras deberán contratar las demandas máximas que tendrán derecho a tomar en horas de punta y/o fuera de punta.

La contratación de las potencias regirá por un periodo mínimo de un año, y se realizará en las siguientes condiciones generales

Aquellas empresas cuya demanda máxima anual se produce durante las horas de punta, deberán contratar una potencia de punta.

Aquellas empresas cuya demanda máxima anual se produce fuera de las horas de punta, deberán contratar una potencia fuera de punta y una potencia de punta.

La potencia de punta contratada se facturará mensualmente al precio en barra de la potencia de punta en la Barra de entrega.

A las empresas que contraten potencia fuera de punta, por aquella parte en que la potencia fuera de punta excede de la potencia de punta, se les aplicará un precio establecido de común acuerdo entre la empresa vendedora y la empresa compradora. Dicho precio se basará en los costos adicionales de transmisión y transformación en que incurra la empresa vendedora para suministrar la diferencia entre la potencia fuera de punta y la potencia de punta.

Si en cualquier mes la demanda máxima registrada de una empresa compradora, excede las sumas de las potencias contratadas con diferentes suministradores, este exceso de potencia será prorrateado entre la empresas vendedoras, en proporción a las potencias contratadas que el cliente tenga con cada una de ellas.

La facturación del exceso de potencia de punta registrada sobre la potencia contratada de punta, se hará considerando los siguientes cargos

- Meses de Estiaje : precio del exceso de potencia, 50% mayor al precio establecido.
- Meses de Avenida : precio del exceso de potencia, será el mismo que se aplica para facturar aquella parte en que la potencia fuera de punta excede a la potencia de punta.

Durante los meses de estiaje, si las sumas de las potencias contratadas por una empresa compradora con los diferentes suministradores, es excedida en más de cinco días en el período de vigencia de las potencias contratadas, la empresa compradora estará obligada a recontractar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de las potencias contratadas vigentes con los diferentes suministradores mas el exceso registrado y el crecimiento de la demanda máxima verificada en el último año, siempre que este

crecimiento sea positivo.

En todo caso, la empresa vendedora no estará obligada a suministrar mas potencias que las contratadas.

Se entenderá por exceso registrado a la diferencia entre la mayor demanda máxima leída (ocurrida durante los meses de estiaje hasta el momento en que se efectúa la recontractación obligada) y la potencia de contrato. El crecimiento registrado se obtendrá como, la diferencia entre dicha demanda máxima leída y la mayor demanda máxima leída ocurrida en el mismo período anterior. El período máximo de vigencia de la potencia contratada será de doce meses.

Los clientes podrán recontractar una nueva potencia con la respectiva empresa suministradora la que regirá por un plazo mínimo de un año. Durante dicho período los clientes no podrán disminuir su potencia contratada sin el acuerdo de la empresa suministradora. Al término de la vigencia anual del contrato los clientes podrán recontractar la potencia.

Determinación de los retiros a considerarse en la valorización de las transferencias de energía y potencia.

En lo que sigue se explicará como se determina los retiros asociados a un integrante del COES, resultado de sus compromisos contractuales con las Empresas de Distribución o sus Clientes Libres. En estos contratos se especifica los puntos de entrega del Generador al Distribuidor; este punto de entrega puede ser una barra de transferencia o no. Además la Empresa de Generación y La Empresa distribuidora pueden suscribir las modalidades de contratación explicadas anteriormente.

Para determinar el monto de energía a ser considerado como retiro en cada punto de

entrega se utilizará el procedimiento siguiente

- a) Se determina la energía total a ser considerada como retiro en el mes correspondiente de acuerdo a la siguiente fórmula

$$E_g = E * D_g/D_f$$

Donde :

E_g Es la energía total (retiro total) asociado a la Empresa de Generación.

E Es la energía total suministrada a la Empresa de Distribución por todos sus proveedores.

D_g Es la demanda de potencia facturada por la Empresa de Generación de acuerdo al procedimiento descrito en las modalidades de contratación

D_f Es la demanda de potencia total facturada a la Empresa de Distribución, por todos su proveedores.

La energía o retiro E_g determinada anteriormente se repartirá por punto de entrega, de acuerdo a la siguiente fórmula

$$E_g' = E' * E_g/E$$

Donde :

E_g' Es la energía considerada como retiro asociado a la Empresa de Generación en el punto de entrega "i".

E' Es la energía suministrada a la Empresa de Distribución por todos sus proveedores en el punto "i".

Esta energía es el retiro asociado a la Empresa de Generación en cada punto de

entrega, que será considerado en la valorización de las transferencias de energía y potencia de punta.

Actualmente en el Sistema Interconectado Centro Norte, existen puntos de entrega de Empresas de Generación hacia Empresas de Distribución, unos que coinciden con una barra de transferencia y otros que no son barras de transferencias; y debido a que la valorización de las transferencias de energía y potencia de punta se efectúan sobre dichas barras, los retiros que no están en barras de transferencias no estarían siendo considerados.

Para salvar este impase se ha optado en llevar los retiros "externos" a las barras de transferencias, mediante un reparto de éstos en forma proporcional a los retiros totales de las barras de transferencias en donde intervenga la Empresa de Generación y la Empresa de Distribución implicadas; además debido a este incremento de retiros en dichas barras de transferencias se origina un desbalance de inyecciones y retiros, por lo que da lugar a la creación de inyecciones ficticias asociadas a la misma empresa implicada para poder balancear las barras de transferencias.

APENDICE D

Descripción del programa que efectúa la valorización de las transferencias de energía entre integrantes del Comité de Operación Económica del Sistema.-

Este programa, elaborado en el Lenguaje de Programación Turbo Pascal versión 6.0, efectúa dicha valorización teniendo en cuenta las características del proceso descrito, correspondiente al mes de junio de 1994.

Como datos de entrada el programa recibe tanto las inyecciones como los retiros en todas las barras de transferencia del Sistema Interconectado Centro-Norte (SICN), almacenados en los siguientes archivos

Data1.prn	abarca desde Piura hasta Chimbote
Data2.prn	abarca desde Paramonga Nueva hasta Chavarria
Data3.prn	abarca desde Callahuanca hasta San Juan ELM
Data4.prn	abarca desde San Juan ELP hasta San Nicolás

También, recibe como datos de entrada los factores de penalización y los costos marginales del periodo de evaluación, en los siguientes archivos

fp.prn	almacena los factores de penalización
cmg.prn	almacena los costos marginales

Por otra parte el programa permite ingresar otros nombres de archivos, diferentes a los especificados, pero teniendo en cuenta que el contenido sea concordante con los

anteriores.

Además, otro dato de entrada, es el mes y el año en el cual se efectúa la valorización de las transferencias de energía, con el cual el programa determina el número de datos por barra de transferencia a considerar en el cálculo. Luego con estas premisas el programa retorna los resultados de la valorización, empleando la metodología descrita en el Capítulo II

{Programa que valoriza las transferencias de energía con datos horarios del periodo de evaluación}

```
program transferencias;
```

```
{ $N+,E+ }
```

```
uses crt;
```

```
var {Declaración de variables}
```

```
{ variables de almacenamiento de datos de energía }
```

```
piu_r27ep,piu_i23t,piu_i29eno,piu_r38eno,           { Barra de Piura }
chi_i22ep,chi_r26t,chi_i21t,chi_r25ep,chi_i30en,chi_r39en, { Barra de Chiclayo }
gua_r24t,gua_r23ep,gua_i20t,                       { Barra de Guadalupe }
tru_r21t,tru_r22ep,tru_i19t,                       { Barra de Trujillo }
chimb_r20t,chimb_i18ep,chimb_i17t,                 { Barra de Chimbote }
parn_r19t,parn_r15ep,parn_i14t,parn_i15ep,        { Barra de Paramonga Nueva }
zap_r14t,zap_i3ep,zap_i13t,                        { Barra de Zapallal }
ven_r37t,ven_i27v,ven_r44t,ven_r45t,              { Barra de Ventanilla }
cha_i34t,cha_r11ep,cha_r10el,cha_r40el,           { Barra de Chavarría }
cha_i11el,cha_i28t,cha_i12el,cha_i10t,            { Barra de Chavarría }
call_r12el,call_i2ep,                              { Barra de Callahuanca }
sta_r8el,sta_r9t,sta_r41ep,sta_i31el,sta_r42ep,   { Barra de Santa Rosa }
sta_r43el,sta_i32el,sta_i7t,sta_i8el,sta_i9el,    { Barra de Santa Rosa }
sjel_r3el,sjel_r6ep,sjel_r7t,sjel_i5t,sjel_i33el, { Barra de San Juan ELM }
sjep_r1ep,sjep_r2ep,sjep_r4t,sjep_r5t,sjep_i1ep,  { Barra de San Juan ELP }
ind_r28ep,ind_r29ep,ind_r30ep,ind_r31t,ind_i4ep,ind_i6t, { Barra de Independencia }
ica_r32ep,ica_r33t,ica_i24t,                      { Barra de Ica }
marc_r34t,marc_r35ep,marc_i25t,                   { Barra de Marcona }
nic_r36ep,nic_i26t : double;                       { Barra de San Nicolás }
```

```
{variable que almacena los COSTOS MARGINALES horarios}
```

```
cmg      array[1..800] of double;
```

```
{variables que almacenan los FACTORES DE PENALIZACION}
```

```
fp_piu,fp_chi,fp_gua,fp_tru,fp_chimb,fp_parn,fp_zap,fp_ven,fp_cha,fp_call,fp_sta,
fp_sjel,fp_sjep,fp_ind,fp_ica,fp_marc,fp_nic : double;
```

```
{variables que se usan para la evaluación económica}
```

```
{en el procedimiento cotiza_energia}
```

```
cost_iny_ep,cost_ret_ep,cost_dif_ep,
cost_iny_el,cost_ret_el,cost_dif_el,
cost_iny_ven,cost_ret_ven,cost_dif_ven,
cost_iny_t,cost_ret_t,cost_dif_t,
cost_iny_eno,cost_ret_eno,cost_dif_eno,
cost_iny_en,cost_ret_en,cost_dif_en,
cost dif sist      double;
```



```

{variable que identifica el numero de datos por cada CMG}
iter          integer;
{variables que identifican al periodo de la valorización de las transferencias}
mes          string;
ano          integer;

{controla a los costos marginales}
1           integer;

procedure say(x,y:byte;msg:string);
begin
    {procedimiento que escribe un mensaje en la posicion x,y}
    gotoxy(x,y);write(msg);
end;

function file_exist_read(var arch1:text) : boolean;
var op : char;
begin
    {Verifica si existe el archivo a leer, arch1}
    file_exist_read:=false;
    {$I-}
    reset(arch1);
    if ioresult <> 0 then
    begin
        say(12,22,'El archivo especificado no existe');
        say(12,23,'Verifique el nombre del archivo o el Path');
        say(12,24,'Pulse una tecla para reintentar');
        op:=readkey;
        gotoxy(12,22);delline;delline;delline;delline;
    end
    else
        file_exist_read:=true;
    {$I+}
end;

procedure writenumber(posx,posy:byte;number:real);
begin
    {Escribe un número en la posición x,y}
    gotoxy(posx,posy);
    if number<0 then
        write('(',abs(number):-10:0,')')
    else
        write(abs(number):-10:0);
end;

```

```
procedure cotiza_energia;
begin
```

```
  { Procedimiento que valoriza la energía }
  { ELECTROPERU }
```

```
  cost_iny_ep := cmg[i] * (chi_i22ep*fp_chi + chimb_i18ep * fp_chimb +
    parn_i15ep*fp_parn+zap_i3ep*fp_zap+call_i2ep*fp_call+
    sjep_i1ep*fp_sjep+ind_i4ep*fp_ind)+cost_iny_ep;
    {acumulador}
```

```
  cost_ret_ep:=cmg[i]*(piu_r27ep*fp_piu+chi_r25ep*fp_chi+gua_r23ep*fp_gua
    + tru_r22ep*fp_tru + parn_r15ep*fp_parn+cha_r11ep*fp_cha+
    (sta_r41ep+sta_r42ep)*fp_sta +sjel_r6ep*fp_sjel+
    (sjep_r1ep+sjep_r2ep)*fp_sjep+
    (ind_r28ep+ind_r29ep+ind_r30ep)*fp_ind+ica_r32ep*fp_ica +
    marc_r35ep*fp_marc +nic_r36ep*fp_nic)+ cost_ret_ep;
    {acumulador}
```

```
  { ELECTROLIMA }
```

```
  cost_iny_el := cmg[i]*((cha_i11el+cha_i12el)*fp_cha +
    (sta_i31el+sta_i32el+sta_i8el+sta_i9el)*fp_sta+
    sjel_i33el*fp_sjel)+cost_iny_el; {acumulador}
```

```
  cost ret el := cmg[i]*((cha_r10el+cha_r40el)*fp_cha+call_r12el*fp_call+
    (sta_r8el+sta_r43el)*fp_sta+ sjel_r3el*fp_sjel)+
    cost_ret_el; {acumulador}
```

```
  { VENTANILLA }
```

```
  cost_iny_ven := cmg[i]*ven_i27v*fp_ven+cost_iny_ven;
  cost_ret_ven := cost_ret_ven+0; {acumulador}
```

```
  { TRANSMISION }
```

```
  cost_iny_t := cmg[i]*(piu_i23t*fp_piu+chi_i21t*fp_chi+gua_i20t*fp_gua+
    tru_i19t*fp_tru+chimb_i17t*fp_chimb+parn_i14t*fp_parn+
    zap_i13t*fp_zap+(cha_i34t+cha_i28t+cha_i10t)*fp_cha+
    sta_i7t*fp_sta+sjel_i5t*fp_sjel+ind_i6t*fp_ind+
    ica_i24t*fp_ica+marc_i25t*fp_marc+nic_i26t*fp_marc)+
    cost_iny_t; {acumulador}
```

```
  cost ret t := cmg[i]*(chi_r26t*fp_chi+gua_r24t*fp_gua+tru_r21t*fp_tru+
    chimb_r20t*fp_chimb+parn_r19t*fp_parn+zap_r14t*fp_zap+
    (ven_r37t+ven_r44t+ven_r45t)*fp_ven+sta_r9t*fp_sta+
    sjel_r7t*fp_sjel+sjep_r4t*fp_sjep+sjep_r5t*fp_sjep+
    ind_r31t*fp_ind+ica_r33t*fp_ica+
    marc_r34t*fp_marc)+cost_ret_t; {acumulador}
```

```

    { ELECTRONOROESTE }
    cost_iny_eno := cmg[i]*piu_i29eno*fp_piu+cost_iny_eno;
    cost_ret_eno := cmg[i]*piu_r38eno*fp_piu+cost_ret_eno;

    { ELECTRONORTE }
    cost_iny_en := cmg[i]*chi_i30en*fp_chi+cost_iny_en;
    cost_ret_en := cmg[i]*chi_r39en*fp_chi+cost_ret_en;
end;

procedure inicializa;
begin
    {Inicializa los acumuladores y los costos marginales}
    fillchar(cmg,sizeof(cmg),0);

    {inicializa para el procedimiento cotiza_energia}
    cost_iny_ep:=0;cost_ret_ep:=0;      {Electroperú }
    cost_iny_el:=0;cost_ret_el:=0;      {Electrolima }
    cost_iny_ven:=0;cost_ret_ven:=0;    {Ventanilla }
    cost_iny_t:=0;cost_ret_t:=0;        {Transmisión }
    cost_iny_eno:=0;cost_ret_eno:=0;    {Electronoroeste }
    cost_iny_en:=0;cost_ret_en:=0;      {Electronorte }
end;

procedure factura;
var
    ep,el,ven,eno,en,trans           double;
    saldo_pos,saldo_neg              array[1..6] of double;
    emp_pos,emp_neg                   array[1..6] of string;
    cont_pos,cont_neg                 byte;
    tp                                 char;
begin
    {Procedimiento que calcula el pago entre integrantes}

    clrscr;
    fillchar(saldo_pos,sizeof(saldo_pos),0);
    fillchar(saldo_neg,sizeof(saldo_neg),0);
    fillchar(emp_pos,sizeof(emp_pos),#0);
    fillchar(emp_neg,sizeof(emp_neg),#0);
    cont_pos:=0;cont_neg:=0;

    { balance por empresas en nuevos soles }
    ep:=1000*(cost_dif_ep);
    el:=1000*(cost_dif_el);
    ven:=1000*cost_dif_ven;
    eno:=1000*cost_dif_eno;

```

```

en:=1000*cost_dif_en;
trans:=1000*cost_dif_t;

if ep>0 then
begin
    inc(cont_pos); saldo_pos[cont_pos]:=ep;
    emp_pos[cont_pos]:='ELECTROPERU
end
else
begin
    inc(cont_neg); saldo_neg[cont_neg]:=ep;
    emp_neg[cont_neg]:='ELECTROPERU  ';
end;
if el>0 then
begin
    inc(cont_pos); saldo_pos[cont_pos]:=el;
    emp_pos[cont_pos]:='ELECTROLIMA
end
else
begin
    inc(cont_neg);
    saldo_neg[cont_neg]:=el;
    emp_neg[cont_neg]:='ELECTROLIMA  ';
end;
if ven>0 then
begin
    inc(cont_pos); saldo_pos[cont_pos]:=ven;
    emp_pos[cont_pos]:='VENTANILLA
end
else
begin
    inc(cont_neg); saldo_neg[cont_neg]:=ven;
    emp_neg[cont_neg]:='VENTANILLA  ';
end;
if eno>0 then
begin
    inc(cont_pos); saldo_pos[cont_pos]:=eno;
    emp_pos[cont_pos]:='ELECTRONOROESTE';
end
else
begin
    inc(cont_neg); saldo_neg[cont_neg]:=eno;
    emp_neg[cont_neg]:='ELECTRONOROESTE';
end;
if en>0 then

```

```

begin
    inc(cont_pos); saldo_pos[cont_pos]:=en;
    emp_pos[cont_pos]:='ELECTRONORTE';
end
else
begin
    inc(cont_neg); saldo_neg[cont_neg]:=en;
    emp_neg[cont_neg]:='ELECTRONORTE';
end;

if trans>0 then
begin
    inc(cont_pos);
    saldo_pos[cont_pos]:=trans;
    emp_pos[cont_pos]:='ELECEN';
end
else
begin
    inc(cont_neg); saldo_neg[cont_neg]:=trans;
    emp_neg[cont_neg]:='ELECEN';
end;

writeln(' VALORIZACION DE TRANSFERENCIAS ');
writeln('-----');
writeln(' COES SICN ');
writeln(' TRANSFERENCIAS ENTRE INTEGRANTES-MES ');
writeln('-----');
writeln(' BALANCES POR EMPRESAS NUEVOS SOLES(S/.) ');
writeln('-----');
writeln(' ELECTROPERU ');
writeln(' ELECTROLIMA ');
writeln(' VENTANILLA ');
writeln(' ELECTRONOROESTE ');
writeln(' ELECTRONORTE ');
writeln(' TRANSMISION ');
writeln('-----');
writeln(' TOTAL ');
writeln('-----');
writeln(' PAGOS ENTRE INTEGRANTES ');
writeln(' DE A ');
writeln(' ',emp_pos[1],emp_pos[2],');
writeln(' ',emp_neg[1], S/.);
writeln(' ',emp_neg[2], S/.);
writeln(' ',emp_neg[3], S/.);
writeln(' ',emp_neg[4], S/.);
writeln('-----');

```

```

gotoxy(40,4);write(mes,' ',ano);
writenumber(40,8,ep);
writenumber(40,9,el);
writenumber(40,10,ven);
writenumber(40,11,eno);
writenumber(40,12,en);
writenumber(40,13,trans);
writenumber(40,15,(ep+el+ven+eno+cn+trans));
writenumber(30,20,(saldo_neg[1]*saldo_pos[1])/(saldo_pos[1]+saldo_pos[2]));
writenumber(40,20,(saldo_neg[1]*saldo_pos[2])/(saldo_pos[1]+saldo_pos[2]));
writenumber(30,21,(saldo_neg[2]*saldo_pos[1])/(saldo_pos[1]+saldo_pos[2]));
writenumber(40,21,(saldo_neg[2]*saldo_pos[2])/(saldo_pos[1]+saldo_pos[2]));
writenumber(30,22,(saldo_neg[3]*saldo_pos[1])/(saldo_pos[1]+saldo_pos[2]));
writenumber(40,22,(saldo_neg[3]*saldo_pos[2])/(saldo_pos[1]+saldo_pos[2]));
writenumber(30,23,(saldo_neg[4]*saldo_pos[1])/(saldo_pos[1]+saldo_pos[2]));
writenumber(40,23,(saldo_neg[4]*saldo_pos[2])/(saldo_pos[1]+saldo_pos[2]));
say(24,25,'Press any key to Continue');
tp:=readkey;
end;

procedure read_energia;
var
  {El orden de los datos se leen de acuerdo al orden}
  {dispuesto en la hoja electrónica de calculo}
  arch1 : text; {arch1 : abarca desde Piura hasta Chimbote1 }
  arch2 : text; {arch2 : abarca desde Paramonga Nueva hasta Chavarria }
  arch3 : text; {arch3 : abarca desde Callahuanca hasta San Juan EL }
  arch4 : text; {arch4 : abarca desde San Juan EP hasta San Nicolás }
  arch5 : text; {arch5 : almacena los factores de penalizacion }
  arch6 : text; {arch6 : almacena los costos marginales }
  arch_energia1 : string;
  arch_energia2 : string;
  arch_energia3 : string;
  arch_energia4 : string;
  arch Fp : string;
  arch cmg : string;
  temp : integer;
  ingresar : char;
begin
  clrscr;
  say(5,5,'Desea usar los datos por defecto S/N [ ]');
  gotoxy(WhereX-2,WhereY);
  repeat ingresar:=upcase(readkey);
  until ingresar in['S','N'];
  if ingresar='N' then

```

```

begin
repeat
    gotoxy(5,5);clreol;
    say(5,5,'Nombredearchivo1(Datos de Energía:');readln(arch_energia1);
    assign(arch1,arch_energia1);
until file_exist_read(arch1);
repeat
    gotoxy(5,7);clreol;
    say(5,7,'Nombredearchivo2(Datos de Energía:');readln(arch_energia2);
    assign(arch2,arch_energia2);
until file_exist_read(arch2);
repeat
    gotoxy(5,9);clreol;
    say(5,9,'Nombre de archivo 3(Datos de Energía: ');
    readln(arch_energia3);
assign(arch3,arch_energia3);
until file_exist_read(arch3);
repeat
    gotoxy(5,11);clreol;
    say(5,11,'Nombredearchivo4(Datos deEnergía:');readln(arch_cnergia4);
    assign(arch4,arch_energia4);
until file_exist_read(arch4);
repeat
    gotoxy(5,13);clreol;
    say(5,13,'Nombre de archivo (Fact. Penaliz.): ');readln(arch_Fp);
    assign(arch5,arch_Fp);
until file_exist_read(arch5);
repeat
    gotoxy(5,15);clreol;
    say(5,15,'Nombre de archivo (Costos Margin.): ');readln(arch_cmg);
    assign(arch6,arch_cmg);
until file_exist_read(arch6);
end
else
begin
    arch_energia1 :='data1.prn';
    arch_energia2 :='data2.prn';
    arch_energia3 :='data3.prn';
    arch_energia4 :='data4.prn';
    arch_Fp      :='fp.prn';
    arch_cmg     :='cmg.prn';
    assign(arch1,arch_energia1);
    assign(arch2,arch_energia2);
    assign(arch3,arch_energia3);
    assign(arch4,arch_energia4);

```

```

    assign(arch5,arch_Fp);
    assign(arch6,arch_cmg);
    reset(arch1);reset(arch2);reset(arch3);
    reset(arch4);reset(arch5);reset(arch6);
end;

{LECTURA DE LOS COSTOS MARGINALES HORARIOS}
for i:=1 to iter do
    read(arch6,cmg[i]);
close(arch6);

{LECTURA DE LOS FACTORES DE PENALIZACION}
read(arch5,fp_piu,fp_chi,fp_gua,fp_tru);
read(arch5,fp_chimb,fp_parn,fp_zap,fp_cha);
read(arch5,fp_call,fp_sta,fp_sjel,fp_sjep,fp_ind);
read(arch5,fp_ica,fp_marc,fp_nic,fp_ven);
close(arch5);
temp:=textattr;textcolor(green+128);
gotoxy(50,25);writeln('PROCESSING');
textattr:=temp;
for i:=1 to iter do
begin
    read(arch1,piu_r27ep,piu_i23t,piu_i29eno);
    read(arch1,piu_r38eno,chi_i22ep,chi_r26t);
    read(arch1,chi_i21t,chi_r25ep,chi_i30en);
    read(arch1,chi_r39en,gua_r24t,gua_r23ep,gua_i20t,tru_r21t,tru_r22ep);
    read(arch1,tru_i19t,chimb_r20t,chimb_i18ep,chimb_i17t);
    read(arch2,parn_r19t,parn_r15ep,parn_i14t,parn_i15ep);
    read(arch2,zap_r14t,zap_i3ep,zap_i13t);
    read(arch2,ven_r37t,ven_i27v,ven_r44t,ven_r45t);
    read(arch2,cha_i34t,cha_r11ep,cha_r10el,cha_r40el,cha_i11el);
    read(arch2,cha_i28t,cha_i12el,cha_i10t);
    read(arch3,call_r12el,call_i2ep,sta_r8el,sta_r9t,sta_r41ep,sta_i31el);
    read(arch3,sta_r42ep,sta_r43el,sta_i32el,sta_i7t);
    read(arch3,sta_i8el,sta_i9el,sjel_r3el,sjel_r6ep);
    read(arch3,sjel_r7t,sjel_i5t,sjel_i33el);
    read(arch4,sjep_r1ep,sjep_r2ep,sjep_r4t,sjep_r5t,sjep_i1ep,ind_r28ep);
    read(arch4,ind_r29ep,ind_r30ep,ind_r31t,ind_i4ep);
    read(arch4,ind_i6t,ica_r32ep,ica_r33t,ica_i24t);
    read(arch4,marc_r34t,marc_r35ep,marc_i25t);
    read(arch4,nic_r36ep,nic_i26t);
    { CALCULANDO }
    cotiza_energia
end;
close(arch1);close(arch2);close(arch3);close(arch4);

```



```

{ VIENE DEL PROCEDIMIENTO COTIZA_ENERGIA }
{electoperú}
cost_dif_ep := cost_iny_ep - cost_ret_ep;
{electrolima}
cost_dif_el := cost_iny_el - cost_ret_el;
{ventanilla}
cost_dif_ven := cost_iny_ven - cost_ret_ven;
{transmisión}
cost_dif_t := cost_iny_t - cost_ret_t;
{electronoroeste}
cost_dif_eno := cost_iny_eno - cost_ret_eno;
{electronorte}
cost_dif_en := cost_iny_en - cost_ret_en;
{todo el sistema}
cost_dif_sist := cost_dif_ep +cost_dif_el+cost_dif_ven+
                cost_dif_t+cost_dif_eno+cost_dif_en
end;

procedure marco(x1,y1,x2,y2:byte);
var i:byte;
begin
  {Procedimiento que dibuja un marco en una posición determinada}
  for i:=x1+1 to x2-1 do
    begin
      gotoxy(i,y1);write(#196);
      gotoxy(i,y2);write(#196);
    end;
  for i:=y1+1 to y2-1 do
    begin
      gotoxy(x1,i);write(#179);
      gotoxy(x2,i);write(#179);
    end;
  gotoxy(x1,y1);write(#218);gotoxy(x2,y1);write(#191);
  gotoxy(x1,y2);write(#192);gotoxy(x2,y2);write(#217);
end;

procedure read_mes;
  {Procedimiento que lee la fecha de valorización}
type
  str40 = string[40];
  datos = array[1..12] of string[10];
const
  meses : datos =      ('ENERO','FEBRERO','MARZO','ABRIL','MAYO',
                        'JUNIO','JULIO','AGOSTO','SETIEMBRE','OCTUBRE',
                        'NOVIEMBRE','DICIEMBRE');

```

```

var
    ano str          string;
    error            integer;
    i                byte;
    flag             boolean;
    indice           integer;
    op               char;
begin
    clrscr;
    marco(25,5,54,7);
    say(20,10,'Digite el Mes : ');
    mes:="";flag:=false;
    repeat
        gotoxy(36,10);clreol;readln(mes);
        for i:=1 to length(mes) do
            mes[i]:=upcase(mes[i]);
        i:=1;
        repeat
            if mes=meses[i] then
                begin
                    flag:=true;
                    indice:=i;
                end;
            inc(i);
        until (i>12) or flag;
        if flag=false then
            begin
                gotoxy(36,10);
                clreol;
            end;
        until flag;
    repeat
        say(20,12,'Digite el Año : ');
        clreol;readln(ano_str);
        val(ano_str,ano,error);
    until (error=0)and(ano>1980) ;
    case indice of
        1,3,5,7,8,10,12      iter:=744;
        4,6,9,11             iter:=720;
        2                    iter:=672
    end;
    if (ano mod 4 = 0)and(indice=2)and(ano mod 400 <> 0) then
        iter:=696;
    say(20,23,'Press any key to continue');op:=readkey;
end;

```

```

procedure resultados;
    {Procedimiento que muestra los resultados de la valorización}
type
    str20 = string[20];
const
    opciones : array[1..2] of str20 = (' Transf. de Dinero ',
                                       ' Fín          ');
var
    j,ind,ind1,aux      byte;
    valor              integer;
    pulsa              char;
begin
    ind:=1;ind1:=1;
    repeat
        clrscr;
        aux:=textattr;
        marco(29,7,52,11);
        for j:=1 to 2 do
            begin
                if j=ind then
                    begin
                        textcolor(yellow);textbackground(green);
                        gotoxy(31,8+j);write(opciones[j])
                    end
                else
                    begin
                        textattr:=aux;
                        gotoxy(31,8+j);write(opciones[j])
                    end;
            end;
        end;
    repeat
        pulsa:=readkey;
        valor:=integer(pulsa);
        if valor=0 then
            begin
                pulsa:=readkey;
                valor:=integer(pulsa)+256;
            end;
        case valor of
            328      if ind1=1 then ind1:=2 else dec(ind1);
            336      if ind1=2 then ind1:=1 else inc(ind1);
        end;
        gotoxy(31,8+ind);write(opciones[ind]);
        textcolor(yellow);textbackground(green);
        gotoxy(31,8+ind1);write(opciones[ind1]);
    
```

```
        textattr:=aux;ind:=ind1
until valor=13;
case ind1 of
1          factura;
end
until ind=2;
clrscr;
end;

begin {main program}
  inicializa;
  read_mes;
  read_energia;
  resultados;
end.
```

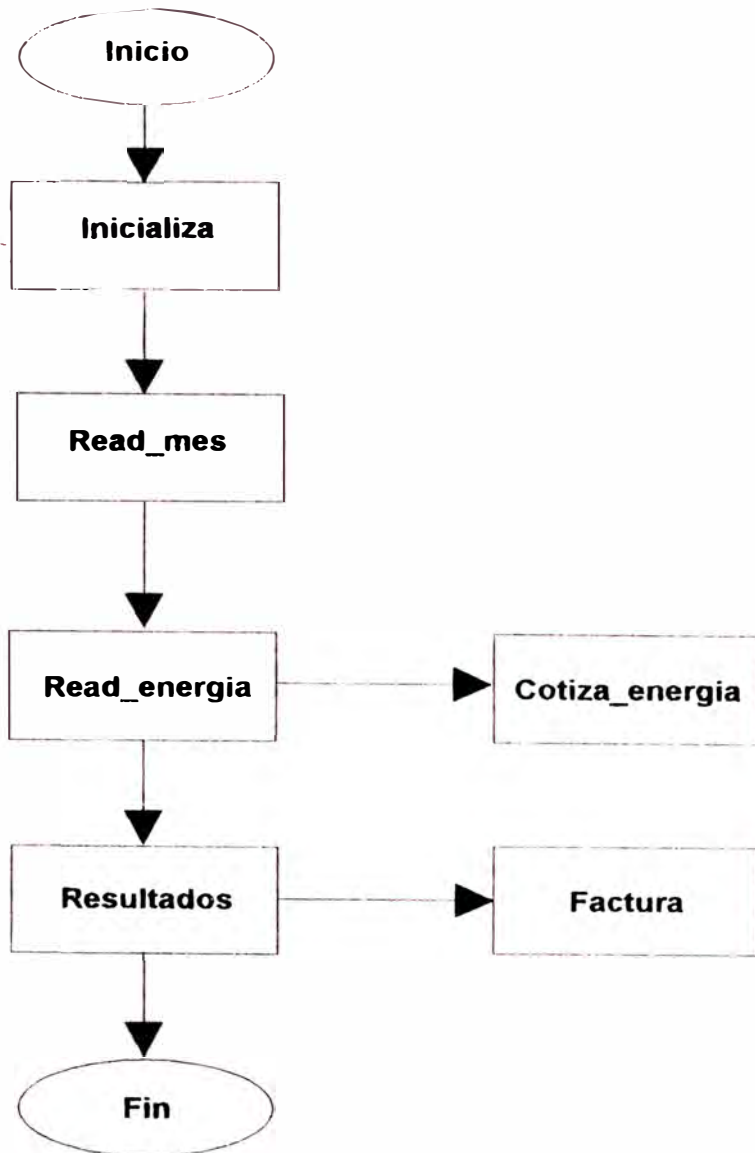


Diagrama de Bloques del Programa que valoriza las transferencias de energía entre integrantes del COES-SICN.

BIBLIOGRAFIA

1. Tarifas de Energía Eléctrica
Aspectos Conceptuales e metodológicos
Roberto Bitu e Paulo Born.
Copyright 1993, MM Editora Ltda.
2. Nueva tarifa de energía eléctrica.
Sector Energía y Minas. Comisión de Tarifas Eléctricas.
Electroperú S.A. - Electrolima. Lima - Perú. Junio de 1988
3. Planificación de la Operación y Tarificación en el Sistema Interconectado
Central Chileno
Ignacio Alarcón Arias.
4. Theoretical aspects of an Electricity Marginal Cost Model
Tatsuo Oyama. Member IEEE.
5. Costo Marginal y Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia.
Esteban Skoknic, ENDESA, Chile.
6. Ley de Concesiones Eléctricas D.L. 25844.
7. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas D.S. 009-93 EM.
8. Resolución de la Comisión de Tarifas Eléctricas No 002-94 P/CTE