

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL ECUADOR

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

LUIS EDUARDO ARMAS VARGAS

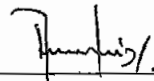
DIRECTOR: Ing. Gabriel Argüello

Quito, Agosto 2005

DECLARACIÓN

Yo, Luis Eduardo Armas Vargas, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

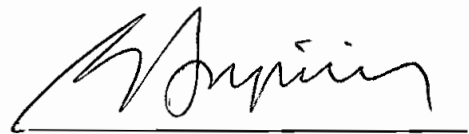
A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Luis Eduardo Armas V.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Luis Eduardo Armas Vargas, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'G. Argüello', written over a horizontal line.

Ing. Gabriel Argüello
DIRECTOR DE PROYECTO

A mi madre: la persona que ha sido durante toda mi vida, la guía en el camino, el apoyo incondicional; y la que por su amor sin límites, su paciencia y su fortaleza, es la inspiración que me ha llevado a lograr una de mis más importantes metas.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, fuerza creadora; por la vida y por la oportunidad de cumplir mis metas.

A mi familia, por su paciencia y apoyo incondicional.

Al Ing. Gabriel Arguello por ser el guía en la dirección de este proyecto. Ha sido un honor para mí persona trabajar junto a él.

A la Corporación CENACE; a la Dirección de Operaciones, quienes me abrieron las puertas a mi crecimiento profesional, y a la Dirección de Planeamiento donde me dieron la oportunidad para el desarrollo de este proyecto; de manera especial a Marco Valencia, por su asesoramiento continuo, por su tiempo en las correcciones y dudas, y sobre todo por su amistad y confianza.

A todas aquellas personas, que aparecieron en el momento exacto; y me ayudaron en mi caminar.

A Paola, por su apoyo, comprensión y cariño.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN	vii
1. INTRODUCCIÓN -----	1
1.1. Objetivos Del Estudio	3
1.2. Estructura Del Proyecto De Titulación	3
2. EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA EN EL ECUADOR -----	5
2.1. Introducción	5
2.2. Antecedentes.....	5
2.3. Transformación Del Sector Eléctrico	6
2.4. El Sistema Eléctrico Ecuatoriano	7
2.5. La Institucionalidad	9
2.6. El Mercado Eléctrico Mayorista.....	10
2.7. Definiciones Principales.....	11
2.8. Factores De Nodo Horarios	13
2.9. Fijación De Precios De La Energía En El MEM	14
3. DESARROLLO CONCEPTUAL DE LOS MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	16
3.1. Introducción	16
3.2. Estructura De Los Sistemas De Potencia	16
3.2.1. Operación Del Sistema De Transmisión	17
3.2.2. Efectos Del Sistema De Transmisión	18
3.2.2.1. Modelación De La Función Objetivo De Corto Plazo.....	19
3.2.2.2. Valoración De Los Precios Nodales A Costo Marginal	20
3.2.2.3. Efecto De Valorar Los Precios Nodales A Costo Marginal.....	21
3.3. Definición De Asignación De Pérdidas	26
3.3.1. Dificultad De La Asignación De Pérdidas.....	26
3.3.2. Métodos De Asignación De Pérdidas.....	28
3.3.2.1. Método Prorrata	28
3.3.2.2. Método Basado En La Matriz Zbarra.....	30

3.3.2.3.	Método De Reparto Proporcional Según El Flujo	33
3.3.2.3.1.	Asignación A La Demanda: Algoritmo Aguas Arriba	34
3.3.2.3.2.	Asignación A La Generación: Algoritmo Aguas Abajo	36
3.3.2.4.	Método Incremental.....	38
4.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS	45
4.1.	Introducción	45
4.2.	Comprobacion En Sistema De Pequeña Escala	45
4.2.1.	Método Prorrata.....	47
4.2.2.	Método Basado En La Matriz Zbarra.....	48
4.2.3.	Método De Reparto Proporcional Según El Flujo	49
4.2.4.	Método Incremental.....	51
4.3.	Comparación De Los Métodos Propuestos	53
4.3.1.	Aplicación Del Modelo Marginal.....	56
4.3.2.	Análisis De Resultados	58
5.	APLICACIÓN DE UN ALGORITMO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO	68
5.1.	Introducción	68
5.2.	Evaluación Comparativa	68
5.3.	Escenarios De Prueba	71
5.4.	Análisis De Resultados	79
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	84
6.1.	Introducción	84
6.2.	Contribuciones.....	84
6.3.	Resultados Y Conclusiones	85
	BIBLIOGRAFÍA	88
	ANEXO 1	92
	ANEXO 2	96
	ANEXO 3	99
	ANEXO 4	105

RESUMEN

El presente proyecto de titulación toma como referencia el modelo marginal para determinación de precios, como un mecanismo implícito para la recaudación de las pérdidas del sistema de transmisión. A continuación se exponen cuatro métodos, cada uno con diferentes enfoques; los cuales permiten la asignación de las pérdidas entre generadores y consumidores.

Después se realiza un análisis comparativo entre los métodos expuestos con el objetivo de estudiar las características de cada uno; y proponer la aplicación del que mejor se pueda adaptar a las características del Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador. Finalmente, no se determina cual es el mejor método, ya que a nivel de asignación de pérdidas la discusión permanece vigente.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

En los sistemas eléctricos de potencia, las pérdidas del sistema de transmisión son algo inevitable y pueden verse como un costo de operación necesario para mover la energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo a través de la red de transporte. Dicha red no es ideal, ya que sus líneas tienen una componente resistiva que, si bien es pequeña, no es despreciable y produce las denominadas pérdidas de potencia activa.

Las unidades generadoras deben abastecer, además de la demanda requerida por los consumidores, las pérdidas del sistema de transmisión y requieren ser remuneradas por su generación total. Para esto, existen varias metodologías que buscan repartir este costo adicional entre todos los generadores y consumidores partiendo de distintos enfoques y consideraciones; este proceso se denomina asignación de pérdidas.

Las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de transmisión pueden representar de tres a diez por ciento del total de generación; esta cantidad, transformada en costo, representa millones de dólares de gasto adicional al año, por lo que la asignación de los costos de pérdidas entre generadores y demandas tiene un importante impacto sobre sus economías.

Actualmente, en el mercado eléctrico ecuatoriano, los precios nodales se valoran a costo marginal y las pérdidas del sistema de transmisión se reflejan en todas las barras del sistema a través de los denominados factores de nodo. El uso de los factores nodales provoca diferentes precios en todas las barras del sistema. La diferenciación espacial de los precios produce automáticamente un ingreso adicional, resultado de la diferencia entre lo que pagan las demandas y cobran los generadores.

Este excedente lo recibe generalmente el transmisor bajo la denominación de Remuneración Variable de Transmisión (RVT), la cual muchas veces se ha

entendido como un pago por las pérdidas del sistema o por el servicio de transporte. La existencia de este remanente evidencia que las pérdidas, al aplicar la metodología de factores de nodo, son remuneradas de manera excesiva. En el transcurso del proyecto de titulación se demuestra que son compensadas aproximadamente dos veces.

En aquellos mercados eléctricos donde los precios nodales no incluyan el efecto de las pérdidas, se vuelve imprescindible la asignación de las mismas entre los usuarios del sistema. “La asignación de pérdidas de transmisión es un procedimiento que simplemente toma las pérdidas del sistema y las divide en fracciones de responsabilidad de cada uno de los usuarios del sistema de potencia (generadores y cargas).” [1]

Debido a la importancia del tema en el ámbito técnico y económico, existen varios métodos de asignación que han sido recientemente presentados. Los criterios de los métodos estudiados se ilustran brevemente a continuación:

- a. **Método Prorrata.** Se basa en asignar proporcionalmente las pérdidas según el nivel de generación o consumo.
- b. **Método basado en la matriz Zbarra.** Su fundamento es obtener una asignación de las pérdidas haciendo uso de la matriz de impedancias nodales del sistema.
- c. **Método de Reparto proporcional.** Está basado en considerar que los flujos por las líneas mantienen una relación de proporcionalidad.
- d. **Método Incremental.** Estudia como varían las pérdidas cuando se altera la potencia inyectada en un nodo del sistema.

El presente proyecto de titulación pretende ampliar la visión para el manejo económico de las pérdidas del sistema, mediante nuevos métodos de asignación de sus costos entre los diferentes agentes del mercado.

1.1. OBJETIVOS DEL ESTUDIO

El objetivo de esta tesis, es presentar una visión alternativa para el manejo económico de las pérdidas del sistema de transmisión.

Tomando como referencia el modelo marginal del mercado eléctrico ecuatoriano, analizar el manejo de las pérdidas de energía de la red de transporte.

Estudiar métodos alternativos de asignación de pérdidas adaptables a cualquier mercado eléctrico y realizar un análisis comparativo detallado de los métodos propuestos.

Finalmente, proponer la aplicación en la red del sistema nacional interconectado del método que mejor se acople al mercado eléctrico ecuatoriano.

1.2. ESTRUCTURA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN

En la introducción del proyecto de titulación, se indican los objetivos a cumplir, y se realiza una descripción del problema de asignación de pérdidas en los sistemas eléctricos.

En el **Capítulo 2** se realiza una breve descripción de la evolución, estructura y otras características generales del Sector Eléctrico en el Ecuador.

El **Capítulo 3** está dedicado al estudio del modelo marginal para la determinación de precios y su mecanismo implícito de recaudación de pérdidas. Además se desarrollan conceptualmente los métodos de asignación de pérdidas en mercados eléctricos. Se estudian los métodos prorrata, incremental, de reparto proporcional y basado en la matriz de impedancias nodales.

En el **Capítulo 4** se ilustran cada uno de los métodos expuestos con un ejemplo detallado en un sistema de pequeña escala. Posteriormente, se realiza un análisis comparativo entre los cuatro métodos para un sistema de seis barras.

En el **Capítulo 5** se aplica en la red del Sistema Nacional Interconectado el método que más se acopla a la estructura del mercado eléctrico ecuatoriano y se efectúa una comparación con el modelo actual de factores nodales.

Finalmente, en el **Capítulo 6** se presentan las conclusiones y comentarios generales del trabajo desarrollado.

CAPÍTULO II

2. EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA EN EL ECUADOR

2.1. INTRODUCCIÓN

El presente capítulo inicia con un recuento del desarrollo del Sector Eléctrico en el Ecuador; se señalan brevemente las razones por las cuales se cambió de un modelo monopólico a un modelo de mercado y se hace énfasis en las características generales del sistema eléctrico.

A continuación, se expone el esquema del mercado eléctrico ecuatoriano finalizando con una descripción del modelo marginal empleado para la determinación de precios.

2.2. ANTECEDENTES

“Hasta hace pocos años el Ecuador tenía un solo organismo propietario de la generación, transmisión y distribución de la energía. Este organismo denominado Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, se encargaba de la planificación, diseño, construcción, operación, mantenimiento, regulación, control y la tarificación del sector eléctrico nacional.

A través de INECEL, al inicio de la década de 1970, el sector eléctrico nacional entró en un proceso intensivo de electrificación. Se construyeron grandes centrales, se desarrolló el Sistema Nacional Interconectado, se conformaron estructuras de planeamiento y operación y se incrementaron de forma importante los índices de electrificación nacional.

Sin embargo, al inicio de los 90, la liberalización de la economía y la globalización de los mercados, hizo que las empresas estatales verticalmente integradas como INECEL, empiecen a fallar o a evidenciar sus falencias por la forma de administrar el negocio eléctrico, convirtiéndose en endémicos problemas técnicos como las

pérdidas y el desfinanciamiento por la tarifa. Aparecen los racionamientos de energía por falta de inversiones en los períodos de estiaje de los años 1995, 1996 y 1997, con las consecuencias desastrosas que ello conlleva. El INECEL se vio obligado a contratar producción de energía a generadores privados (Ecuapower, Electroquil, Energycorp) a altos precios para superar el déficit a través de contratos de duración de 2 a 5 años.” [26]

2.3. TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

“Impulsado por la crisis y la falta de recursos, el Ecuador se circunscribe dentro de un esquema de profundo cambio en el ámbito económico, difundido en toda América Latina, donde se promueve una participación creciente de la actividad privada, delegando al Estado la definición de políticas de expansión eléctrica, y a organismos autónomos la regulación del sector a fin de conseguir que las nuevas actividades se desarrollen en una forma equilibrada y armónica.

El proceso de reformas arranca a fines de 1996 con la promulgación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, LRSE, cuyos objetivos principales son los que se mencionan a continuación:

- Proporcionar al país un servicio de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social.
- Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro de largo plazo.
- Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor.
- Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión y distribución de electricidad velando por la competitividad de los mercados.” [26]

Sin embargo, no fue hasta el 1 de abril de 1999, cuando el nuevo esquema inició sus operaciones, determinando así cambios profundos en las prácticas operativas y comerciales de la industria eléctrica; estableciendo un mercado competitivo y desregulado, descentralizado de su estructura estatal, a través de esquemas de desintegración horizontal y vertical, separando las actividades de generación, transporte y distribución, procurando promover la participación del sector privado.

2.4. EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

“Con la división vertical de las actividades de generación, transporte y distribución; así como la desagregación horizontal de la generación; el sector eléctrico se encuentra estructurado de la siguiente manera:

- 12 empresas de generación
- 1 empresa de transmisión
- 20 empresas de distribución (18 interconectadas al S.N.I)
- 41 grandes consumidores

En cuanto a las características generales del sistema eléctrico, el Ecuador tiene una capacidad instalada de 3160 MW de los cuales 1740 MW son hidráulicos. La mayor central del país es la hidroeléctrica de Paute con 1075 MW, la generación termoeléctrica está constituida fundamentalmente por unidades turbovapor y por turbinas a gas que utilizan fuel oil y diesel.

La demanda máxima de potencia del año 2003 alcanzó el valor de 2222.7 MW. La energía retirada del SNI fue de 11560.9 GWh con una producción neta de generación de 11970.5 GWh y bruta de 12188.8 GWh. Se registra crecimiento negativo de la demanda durante los años 1999 y 2000 con relación al año 1998. A partir del 2001 se empieza a evidenciar un crecimiento del consumo con respecto a 1998: el crecimiento para los años 2002 y 2003 ha sido del 6% anual.

La estructura de la generación bruta del año 2003 es:

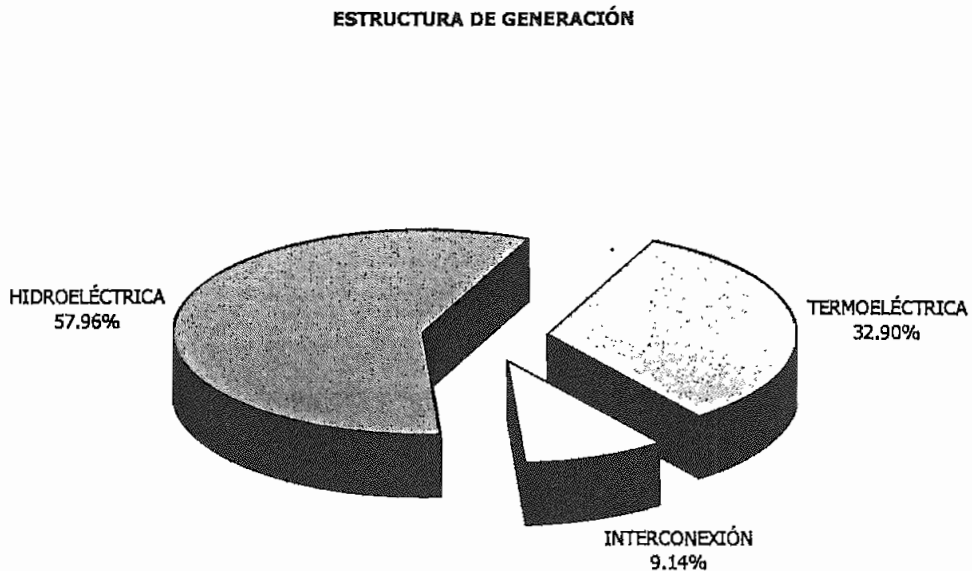


Fig. 2.1: Estructura de Generación

El 50% del consumo nacional ocurre en el ámbito de concesión de la Empresa Eléctrica Quito (22.5%) y CATEG (27.5%), distribuidoras encargadas del suministro a las ciudades de Quito y Guayaquil, respectivamente.

El Sistema Nacional Interconectado, SNI, está conformado por la red troncal de transmisión en base a un anillo de 230 kV de doble circuito al cual alimentan las grandes centrales y del cual se inyecta energía a las 18 empresas distribuidoras interconectadas. La zona oriental del país todavía no es parte de la red interconectada.” [26]

2.5. LA INSTITUCIONALIDAD

“El sector para su operabilidad y desarrollo requiere de estructuras que tengan las funciones regulatoria, tarifaria, supervisora y administrativa.

Las Instituciones conformadas en el Ecuador para tal fin son el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC y el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE.

CONELEC

El CONELEC, es el organismo regulador y de control del sector eléctrico y entre sus principales funciones se encuentran:

- Emitir regulaciones para generación, transmisión, distribución, clientes y mercado.
- Elaborar el plan referencial de electrificación
- Aprobar pliegos tarifarios
- Otorgar concesiones, permisos, licencias
- Controlar el cumplimiento de la normatividad en las actividades del sector.

CENACE

La coordinación de la operación integrada del Sistema Nacional Interconectado y la administración del Mercado Mayorista, MEM, se encarga a un organismo independiente, el CENACE.

Las principales funciones del CENACE son:

- Ordenar el despacho de generación al mínimo costo.
- Preparar el planeamiento operativo de largo, medio y corto plazo.
- Liquidar las transacciones en el mercado ocasional y a término
- Informar del funcionamiento del mercado a los integrantes y al CONELEC.
- Coordinar la operación en tiempo real del sistema.” [26]

2.6. EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

“El punto de encuentro de la institucionalidad y de las estructuras de negocio constituye, en lo físico el sistema eléctrico de potencia y en lo comercial, el Mercado Eléctrico Mayorista.

En el Mercado Eléctrico Mayorista, MEM, llamado ocasional en el Ecuador, y conocido mas comúnmente como spot, la producción y el consumo de la energía se valoran temporalmente, cada hora, y espacialmente, dependiendo del sitio de producción y consumo en base al precio marginal de corto plazo del sistema determinado en base a la minimización de los costos variables de producción de la generación.

Dada la variabilidad o volatilidad de los precios spot, es fundamental que el Mercado Mayorista, estructure mercados comerciales a futuro a fin de estabilizar precios de parte de la producción y consumo. Este mercado comercial es el mercado a término que no tiene injerencia en la operación a mínimo costo del sistema o en el mercado spot. Tanto generadores como distribuidores participan de los dos mercados.

Las características físicas de producción y consumo instantáneo de electricidad, imposibilidad de almacenamiento del producto, la necesidad de mantener una operación estable de la red de generación-transmisión y la inelasticidad de la demanda hacen volátiles los precios. De allí la necesidad de estructurar el mercado financiero de contratos que en combinación con el mercado spot configuran el ambiente efectivo de la competitividad y del desarrollo.” [26]

En la Figura 2.2 se encuentra la estructura global y organización del Mercado Eléctrico Mayorista y las diferentes transacciones que en él se realizan:

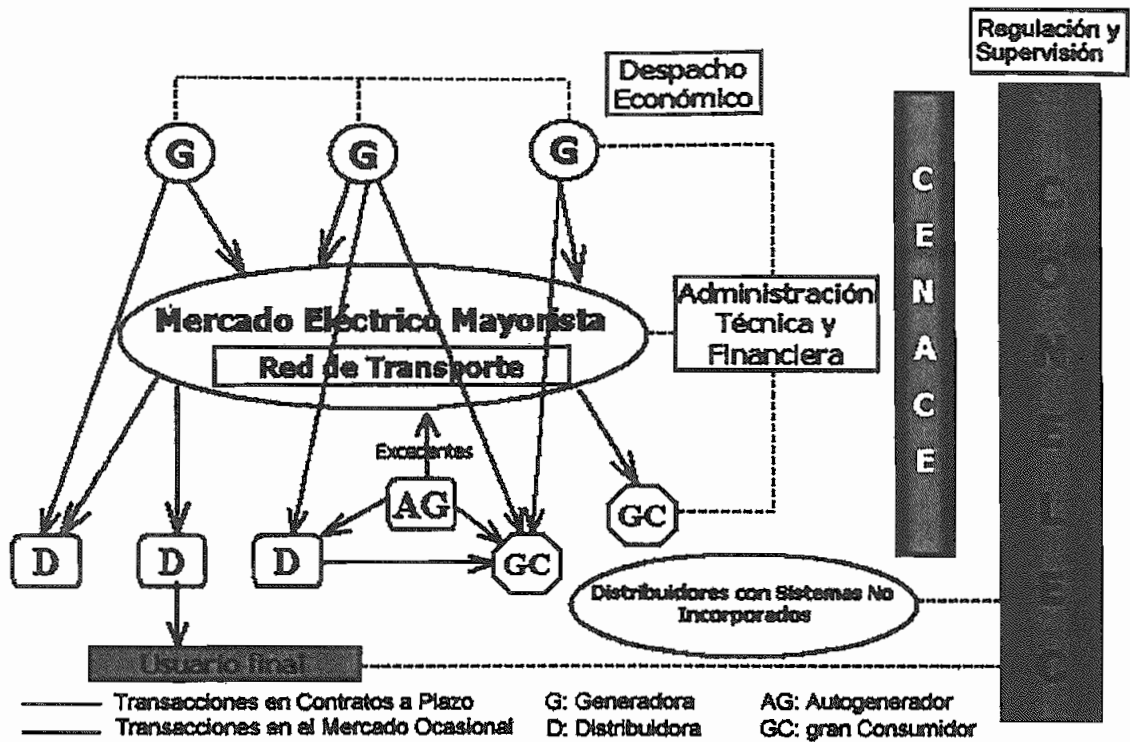


Fig. 2.2: Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista

2.7. DEFINICIONES PRINCIPALES

El Reglamento Sustitutivo para el funcionamiento del MEM (Abril 08/2003), en los artículos que se exponen a continuación, define los conceptos comerciales para el cálculo y la fijación de los precios en el mercado ocasional.

Artículo 11.- Barra de mercado y fijación de precios.- Los precios de generación de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) serán calculados en una barra eléctrica de una subestación específica denominada "Barra de Mercado" asignada por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), que sirve de referencia para la determinación del precio. Los precios de la energía, en la barra de mercado, se calculan a partir de los costos de generación divididos por los correspondientes factores de nodo. [30]

"Artículo 12.- Factor de nodo.- Factor de nodo, de un nodo de la red de transmisión, es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la

inyección o retiro de potencia en ese nodo. Por definición, el factor de nodo de la barra de mercado es igual a 1.0.

Los Factores de nodo serán calculados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en base a la metodología aprobada por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).” [30]

“Artículo 13.- De la energía.- La energía se valorará con el costo económico marginal, instantáneo obtenido del despacho real de generación al final de cada hora.

El costo marginal instantáneo de energía, en la Barra de Mercado, estará dado por el último recurso de generación que, en condiciones de despacho económico, permite atender la demanda del sistema. Para este efecto, el costo de generación estará determinado:

- a) En operación normal, por el costo variable de producción de la unidad marginal, para el caso de las plantas térmicas e hidráulicas de pasada, o por el valor del agua para las plantas hidráulicas con regulación mensual o superior; y,
- b) En caso de desabastecimiento de energía eléctrica, por el costo de la energía no suministrada, calculado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) en función creciente a la magnitud de los déficits.

El valor del agua será determinado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en el programa de planeamiento operativo.” [30]

Artículo 14.- Precio nodal de la energía.- A cada precio horario de energía determinado en la “Barra de Mercado” le corresponde un precio de energía en cada nodo de la red. Los precios de la energía en cada nodo de la red de transmisión se obtendrán a partir del precio en la “Barra de Mercado” multiplicado por el factor de nodo. [30]

2.8. FACTORES DE NODO HORARIOS (arguello)

“Los factores nodales eléctricamente representan el cambio de las pérdidas en el sistema de transmisión (pérdidas marginales de transmisión) cuando ocurre un pequeño cambio en la demanda o generación en un determinado nodo.

Matemáticamente,

$$\beta_i = \left(1 - \frac{dL}{dP_i} \right) \quad \text{Factor de nodo de la barra } i \quad (2.1)$$

El precio de la energía varía a lo largo de la red debido a que quien la usa en ese lugar está asumiendo implícitamente el pago de pérdidas hasta el centro de carga. En general, los factores de nodo son menores a 1 para nodos de generación o exportadores y mayores a 1 para nodos de carga o importadores.”
[10]

Como ejemplo se puede mencionar que si un generador está llevando energía desde un área remota hacia el centro de carga, el precio de la energía generada será menor al precio de mercado debido a que ese generador está pagando las pérdidas hasta la barra de mercado. Análogamente, un consumidor que está trayendo energía desde el centro de carga verá en su área, un precio de energía mayor al de mercado.

Otras definiciones de Factor de Nodo son:

- Variación de las pérdidas marginales de transmisión producidas entre un nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo. [24]
- Relación entre el precio de la energía puesta en ese punto y el precio de la energía en el centro de carga (Barra de Mercado). [24]

- Factor que penaliza el costo de llevar o traer la energía de un generador o de una carga a o desde la barra de mercado, este factor incluye las pérdidas marginales de transmisión ante una variación de la inyección de generación o del retiro de carga en dicho nodo con respecto al nodo de referencia. [24]
- Se define como factor de nodo de las barras del sistema de transmisión a la relación entre el precio de la energía en esas barras y el de Mercado asociado al nivel de pérdidas marginales relacionado con los intercambios de dicho nodo respecto del Mercado. [24]

2.9. FIJACIÓN DE PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MEM

“El sistema nodal dentro del funcionamiento en un mercado eléctrico mayorista, se constituye en una metodología eficiente para la determinación de precios de la energía eléctrica tanto temporal como espacialmente. El valor de la energía varía según la hora o tiempo de producción así como el lugar donde es producida o utilizada. El concepto de precio de la energía en un nodo del sistema de transmisión refleja entonces el costo de producción en cierto instante y el costo de transportarla hasta dicho nodo. Adicionalmente, el sistema nodal proporciona la viabilidad requerida tanto para la contratación de energía cuanto para la liquidación de transacciones al permitir valorar la energía en los puntos de inyección y retiro.

El costo marginal de la energía del sistema fija el precio del mercado que los compradores están dispuestos a pagar y el precio con el que se remunera a los vendedores del MEM.

El valor de la energía varía en función del tiempo y el lugar donde es producida o utilizada. El sistema nodal es adecuado para la fijación temporal y espacial del precio de la energía.” [10]

Se considera como barra de mercado a la barra de Pascuales 230 kV, la misma que se halla cerca del centro de carga del sistema. El precio de la energía llevado al centro de carga resulta en un valor único llamado Precio de Mercado. Todos los generadores del sistema cobran su energía al Precio de Mercado afectado por un factor que tiene en cuenta el pago de las pérdidas del sistema. Los generadores que produzcan su energía más barata (infra-marginales) tendrán, por concepto de venta de energía, un beneficio; en particular, la máquina que esté fijando el Precio de Mercado tendrá un beneficio nulo.

“Los precios nodales de energía en todos los puntos de la red, se obtienen a partir del Precio de Mercado multiplicado por su factor de nodo. Los generadores cobran y los consumidores pagan la energía que producen o consumen a su respectivo precio nodal.

En consecuencia, los factores de nodo son los vínculos esenciales en la determinación de precios en cada nodo y vinculan también eléctricamente a los agentes a través de la red de transmisión. Los factores nodales varían hora a hora en función de la variación del despacho y están influenciados fuertemente por la configuración del sistema de transmisión. Estos factores son una herramienta que lleva implícita gran información, ya que además de dar señales adecuadas para la valoración espacial de la energía, da también señales de cómo está distribuida tanto la carga como la generación dentro de un sistema y donde sería factible la instalación de nueva generación.” [10]

CAPÍTULO III

3. DESARROLLO CONCEPTUAL DE LOS MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

3.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se estudia al modelo marginal para determinación de precios nodales, como un mecanismo implícito de recaudación del costo de las pérdidas de transmisión.

A continuación, se exponen cuatro distintos métodos con sus algoritmos respectivos que pueden ser utilizados para la asignación de las pérdidas de potencia activa entre generadores y consumidores.

3.2. ESTRUCTURA DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA

Los sistemas eléctricos de potencia básicamente se encuentran estructurados por tres grandes sectores: Generación, Transmisión y Distribución, (Fig. 3.1) los cuales difieren principalmente por las características que presentan sus mercados. [18]

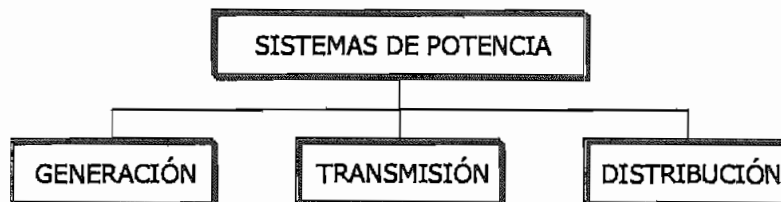


Fig. 3.1: Estructura de los Sistemas de Potencia

El sector de generación, debido a la inexistencia de economías de escala, es favorable para el desarrollo de una competencia, originando un mercado que permite obtener eficientemente un producto de mejor calidad y a un menor precio. [20]

Por el contrario, los sectores de transmisión y distribución no pueden ser considerados como competitivos; el negocio de la distribución se constituye como un monopolio geográfico, mientras que la transmisión se caracteriza por ser un área con marcadas economías de escala. Al ser el nexo de interacción entre generadores y consumidores, y por constituir un monopolio natural, la transmisión debe ser fuertemente regulada, a fin de evitar que ejerza poderes de mercado.

Dentro de las regulaciones a las que se sujeta la transmisión, el acceso abierto de los agentes al sistema es esencial, ya que motiva la competencia en el sector de generación, permitiendo el acceso a los consumidores de esta energía en un ambiente competitivo. [18]

3.2.1. OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

“Bajo la óptica de un mercado, la operación del sistema de transmisión debe cubrir los siguientes servicios:

- **Servicio principal:** consiste en el transporte de la energía eléctrica desde los generadores a las cargas.
- **Servicios complementarios:** aquellos servicios indispensables para el correcto funcionamiento del sistema, tales como:
 - Control de potencia reactiva (voltaje)
 - Regulación de carga-frecuencia
 - Supervisión y control de la seguridad del sistema
 - Manejo de congestión
 - Mediciones, facturaciones entre otros.” [9], [16]

Los servicios complementarios, según la estructura de cada mercado eléctrico, no necesariamente son responsabilidad del transmisor y pueden estar vinculados con el operador del sistema.

En el desarrollo del presente proyecto de titulación se considera únicamente el servicio principal y las pérdidas ocasionadas por el transporte de energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo.

3.2.2. EFECTOS DEL SISTEMA DE TRANSMISION

“En el funcionamiento de un mercado eléctrico, para la determinación de los precios de la energía es necesario considerar los efectos que produce el sistema de transmisión el momento de intercambiar energía entre generadores y demandas. Los efectos más importantes se refieren a las pérdidas de potencia activa y a las restricciones asociadas al sistema de transmisión.

La necesidad de considerar las restricciones de capacidad de transporte de potencia activa máxima, dependen de las características de cada sistema en particular. Cuando la red de transporte del sistema eléctrico es lo suficientemente mallada (países desarrollados) no es necesario involucrarlas dentro de la optimización del despacho, dado que generalmente existe suficiente capacidad de transporte disponible. En otras palabras, en una red mallada no existen líneas sobrecargadas por efecto de la necesidad de transporte de energía eléctrica desde los centros de generación hacia la demanda, existiendo caminos alternativos. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que la libertad de acceso a la red de transporte puede llevar a situaciones de congestión¹.

Los sistemas eléctricos de países en vías de desarrollo se caracterizan generalmente por tener un bajo grado de mallado; por lo tanto, la operación del conjunto de las centrales de generación se ve frecuentemente condicionada por la capacidad reducida de transporte de las líneas de interconexión.

¹ Se dice que existen congestiones en un sistema eléctrico, cuando existen líneas cuyo flujo llega a su límite permitido.

La ubicación de magnitudes importantes de generación alejadas de los grandes centros de demanda, y la disponibilidad limitada de recursos de compensación (provisión de potencia reactiva) afecta directamente los perfiles de tensión que presenta el sistema interconectado, fundamentalmente en las zonas de alta densidad de carga. Las fuentes de energía reactiva no son despachadas con criterios similares a los utilizados para despachar las fuentes de energía activa; sin embargo, afectan directamente los resultados del despacho económico.

Por ejemplo, una máquina puede resultar no despachada debido a su alto costo operativo, pero es requerida en operación para suministrar energía reactiva de manera de mantener un perfil adecuado de tensiones. La máquina es forzada a entrar en operación, aún cuando el despacho económico desalienta la producción de energía cara por intermedio de ésta máquina.” [21]

En los planteamientos que siguen, se consideran únicamente las influencias de las pérdidas de potencia activa para la determinación de precios.

3.2.2.1. Modelación de la función objetivo de corto plazo

Con el propósito de obtener los costos marginales para cada barra del sistema se plantea un despacho económico, cuyo modelo se presenta en el Anexo 1.

El despacho económico consiste en determinar las potencias de generación de las N_g unidades que satisfagan la demanda P_D al mínimo costo de producción. Matemáticamente el problema consiste en minimizar la función objetivo, que es el costo total de producción, sujeto a la restricción de balance de potencia activa del sistema. [10]

$$\text{Minimizar:} \quad FT = f_1 + f_2 + \dots + f_n = \sum_{i=1}^{N_g} f_{i(P_{g_i})}$$

Sujeto a:

$$\text{Restricción de balance:} \quad \sum_{i=1}^n P_{Gi} - P_D - P_L = 0$$

$$\text{Restricción de generación:} \quad P_{i,\min} \leq P_{Gi} \leq P_{i,\max}$$

Donde:

FT Costo total de producción del sistema

$f_{i(P_{Gi})}$ Costo de producción de cada generador

Ng Número de generadores

3.2.2.2. Valoración de los Precios Nodales a Costo Marginal

El costo marginal de la energía en una barra es la variación de los costos de operación respecto a la variación de la potencia de la barra; y representa el costo de abastecer una unidad más demanda. Su expresión es la siguiente:

$$\frac{df_k}{dP_k} = \lambda \times \beta_k = \rho_k \quad (3.1)$$

Donde:

λ Costo marginal del sistema

ρ_k Precio marginal del nodo k

Los costos marginales se obtienen como un subproducto del proceso de optimización del despacho económico. A partir del modelo de despacho, el costo marginal para una barra k puede expresarse como:

$$\rho_k = \lambda \left(1 - \frac{dL}{dP_k} \right) \quad (3.2)$$

Donde:

$\frac{dL}{dP_k}$ Pérdidas marginales debido a la variación de potencia en la barra k

Para el signo de la parte incremental, se debe considerar que las inyecciones de potencia son positivas, mientras que los retiros de potencia son negativos.

3.2.2.3. Efecto de valorar los Precios Nodales a Costo Marginal

Según la ecuación (3.2), los precios nodales para cualquier barra del sistema pueden descomponerse en una componente de producción más otra componente de pérdidas. Estrictamente, esta descomposición no es única ya que depende de la elección del nodo snack. [13]

La justificación de incorporar las pérdidas de transmisión en el precio nodal de la energía se basa en el hecho de que el costo de éstas sea asumido por generadores y demandas según su ubicación física dentro del sistema eléctrico. Esto es tomado en cuenta por la afectación de cada precio de la energía con el correspondiente factor de nodo.

Como se mencionó en el capítulo 2, los factores de nodo² describen como cambian las pérdidas en el sistema de transmisión cuando ocurre un pequeño cambio en la demanda o generación en un determinado nodo. El uso de los factores de nodo provoca diferentes precios en todas las barras del sistema.

Como resultado de esta diferenciación espacial se produce automáticamente un ingreso, adicional al requerido para remunerar las pérdidas a los generadores, que se obtiene producto de la diferencia entre el pago de la demanda y la remuneración de la generación.

Generalmente, este excedente lo recibe el sistema de transmisión; como es el caso en el mercado eléctrico del Ecuador, donde se lo denomina Remuneración Variable al Transmisor³ (RVT).

$$RVT = \sum_k \rho_k (dem_k - gen_k) \quad (3.3)$$

² También denominados factores de pérdidas marginales

³ En otros mercados eléctricos se denomina Ingreso Variable de la Red

Donde:

- k Cada uno de los nodos del sistema
- ρ_k Precio nodal en el nodo k
- dem_k Demanda en el nodo k
- gen_k Generación en el nodo k

La ecuación (3.3) puede ser expresada en términos del costo marginal y las pérdidas del sistema⁴:

$$RVT \approx \lambda \cdot P_L \quad (3.4)$$

La expresión anterior manifiesta que la remuneración variable al transmisor resulta ser aproximadamente el valor de las pérdidas totales del sistema valoradas a costo marginal. Debe notarse que la remuneración variable de transporte ***no constituye un pago por las pérdidas del sistema*** sino que es un exceso en la recaudación por pérdidas debido a la utilización de pérdidas incrementales en la fijación de los precios nodales. Como se demuestra en los siguientes enunciados, este excedente es el resultado de remunerar las pérdidas de manera excesiva.

Según [Stoft 2002] y [Tabors & Caramanis 2003], al valorar la energía de cada barra del sistema a su costo marginal, se originan señales económicas correctas para el corto y largo plazo en lo que se refiere a nueva inversión de generación y carga; sin embargo, esto resulta en un sobre cobro de las pérdidas del sistema de aproximadamente el 100%; es decir las pérdidas son remuneradas alrededor de dos veces. [15], [23]

Para demostrar lo mencionado anteriormente, se hace uso del ejemplo expuesto en [Liu, Tabors y Caramanis]:

⁴ Demostración Anexo 2

▪ **Calculando las pérdidas de transmisión**

“Con respecto a las pérdidas de transmisión, las pérdidas marginales son siempre el doble de las pérdidas promedio, porque las pérdidas en las líneas son proporcionales al cuadrado del flujo de potencia, Q a lo largo de la línea:

$$P\acute{e}rdidas = aQ^2$$

Donde $a = R_r / V^2$. Las pérdidas promedio son las pérdidas totales divididas para el flujo total:

$$P\acute{e}rdidas \text{ promedio} = \frac{P\acute{e}rdidas}{Flujo} = \frac{aQ^2}{Q} = aQ$$

Las pérdidas marginales son el cambio incremental de las pérdidas de las líneas debido al cambio en el flujo de potencia:

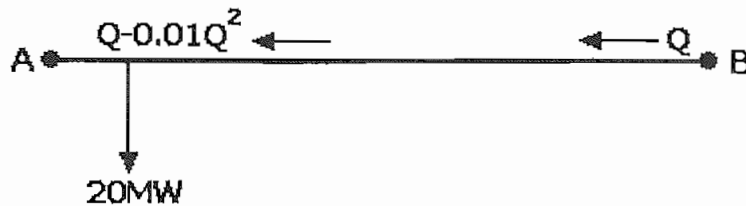
$$\frac{\partial}{\partial Q}(P\acute{e}rdidas) = \frac{\partial}{\partial Q}(aQ^2) = 2aQ$$

Cobrando por las pérdidas marginales siempre producirá una sobre recaudación de ingresos, pues los ingresos estarán doblando el costo. Como un ejemplo ilustrativo, considere un simple sistema de dos barras, el cual consta de los nodos A y B, cada uno con un generador adjunto. El nodo A tiene un generador cuyo costo es \$50/MWh con una capacidad de 20MW y el nodo B tiene un generador cuyo costo es \$40/MWh con una capacidad de 10MW. El nodo A también tiene una carga de 20MW. En este ejemplo, las pérdidas en la línea están de acuerdo a la ecuación:

$$P\acute{e}rdidas = 0.01Q^2$$

Por consiguiente, si una cantidad Q es inyectada en B, la cantidad $Q - 0.01Q^2$ será entregada en A (Fig. 3.2):

Fig. 3.2



Para resolver el despacho óptimo, se requiere minimizar el costo total del sistema. El costo total de generación es como sigue:

$$CT(\$) = 40 \times Q + 50 \times [20 - (Q - 0.01Q^2)]$$

$$\frac{dCT}{dQ} = 40 - 50 + (50 \times 2 \times 0.01 \times Q) = 0$$

$$Q = 10MW$$

De esta manera, la solución que minimiza el costo del sistema (despacha el menor costo) es la que el Generador B produce 10MW, y 9MW es entregado en el nodo A; y el Generador A produce el restante 11MW, para un total de 20MW entregado a la carga con 1MW de pérdidas.

El precio nodal puede ser calculado escogiendo uno de los nodos como el nodo de referencia y calculando los precios en todos los otros nodos usando la relación:

$$P_i = (1 - L_i)P_E$$

Donde P_i es el precio de la energía en el nodo i , P_E es el precio en el nodo de referencia, y L_i es el factor de pérdidas marginales para mover potencia del nodo i al nodo de referencia. Si se escoge el nodo A como nodo de referencia, se puede calcular L_B muy fácilmente, porque se conoce la fórmula para las pérdidas cuando se mueve potencia del nodo B al nodo A. El factor de pérdidas marginales L_B puede ser calculado como:

$$\frac{\partial}{\partial Q}(\text{Pérdidas}) = \frac{\partial}{\partial Q}(0.01Q^2) = 0.02Q = 0.02 \times 10 = 20\%$$

El precio en el nodo de referencia (nodo A) es \$50 porque es la unidad marginal. El precio en el nodo B es por lo tanto $(1 - 0.2) \times \$50 = \40 . La diferencia entre los dos precios debe ser igual al cargo de transmisión para mover potencia de B a A. Este cargo de transmisión de \$10/MWh es igual al costo debido a las pérdidas en la ausencia de congestión.

Por la tanto, el Generador A es pagado por producir 11MW a \$50/MWh, para un total de \$550. El Generador B es pagado por producir 10MW a \$40/MWh, para un total de \$400. El pago total a los generadores es \$950, solamente \$900 de los cuales se habría necesitado por la energía ausente de pérdidas (dado 1MW de pérdidas). La carga paga por 20MW de energía a \$50/MWh, para un total de \$1000, de los cuales \$100 son resultado de cobrar las pérdidas a costo marginal. En este caso, el sistema de transmisión recauda \$50 para pagar por las pérdidas y sobre recauda otros \$50. Esta sobre recaudación es el resultado de valorar las pérdidas a costo marginal, y debido a que las pérdidas marginales son dos veces las pérdidas promedio.” [14]

Así como la valoración de la energía con costos marginales nodales se convierte en un mecanismo implícito de recaudación del costo de las pérdidas de transmisión, se han planteado varios métodos de asignación para que el costo de las pérdidas sea repartido entre generadores y consumidores.

En el desarrollo del proyecto de titulación, se plantea la comparación de distintos algoritmos de asignación de pérdidas, que merecen ser considerados e identificados como opciones alternativas al actual mecanismo de recaudación de pérdidas en el MEM.

3.3. DEFINICIÓN DE ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS

La asignación de pérdidas es un procedimiento que toma las pérdidas del sistema de transmisión y las divide en fracciones, para que su costo sea responsabilidad de cada generador y consumidor. [1]

El costo extra debido a la asignación de pérdidas deberá ser entonces sustraído de los ingresos de los generadores y adicionado a los pagos de las demandas. Por ejemplo, si un nodo i posee generación y L_i es la fracción de las pérdidas del sistema asignadas a ese nodo; los ingresos que recibe el generador son iguales a $\lambda(P_{Gi} - L_i)$. Mientras que si un nodo j es de carga y L_j es la fracción de las pérdidas asignadas a ese nodo, los pagos que realiza la demanda al sistema serán $\lambda(P_{Dj} + L_j)$.

La asignación de pérdidas no afecta los niveles de generación o flujos de potencia, pero modifica la distribución de ingresos y pagos entre los agentes del mercado. Es un mecanismo económico que no interviene con la operación física del mercado. [2]

Las pérdidas en los sistemas de transmisión típicamente pueden representar de tres a diez por ciento del total de generación (en la red de transporte del Ecuador oscila entre 3% y 5%); este porcentaje transformado en costo representa una cantidad importante de gasto adicional al año; por lo que una “justa” asignación de los costos de pérdidas entre generadores y cargas tiene un importante impacto sobre sus economías.

3.3.1. DIFICULTAD DE LA ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS

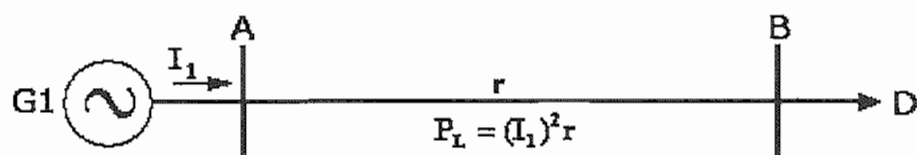
Según la estructura de los sistemas de potencia, las pérdidas de transmisión pueden verse como un costo de operación necesario para mover la energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo. Las pérdidas son el resultado de la componente resistiva de la red que, si bien es pequeña, no es despreciable.

Debido a la dependencia no lineal de las pérdidas de potencia activa con respecto a las inyecciones de corriente ($P_L = I^2 r$), no es posible distinguir la procedencia de la energía extraída en un punto. Por ejemplo, si se consumen 100 MW en un nodo del sistema, no es posible saber si 10MW de estos 100 MW provienen de alguna central específica o de otra; en consecuencia se desconocen tanto las proporciones como las procedencias de la energía en los centros de consumo.

Para explicar este problema se puede analizar el siguiente sistema de potencia, conformado únicamente por dos barras (Fig. 3.3). Para simplificación de los cálculos se considera que la línea de transmisión solamente tiene la componente resistiva.

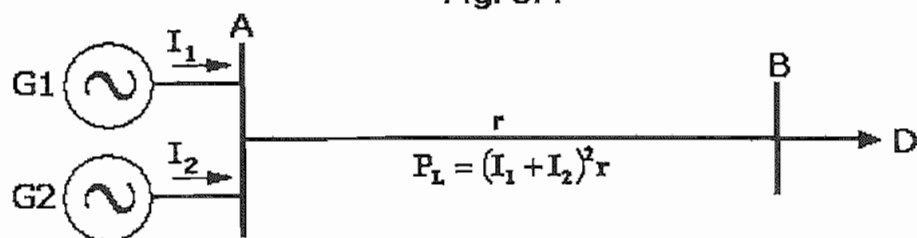
Se parte del hecho que el generador de la barra A está abasteciendo la demanda en la barra B. A través de la línea circulará una corriente denominada I_1 la cual ocasiona una potencia de pérdidas $P_L = (I_1)^2 r$; cuya responsabilidad será imputada al único generador existente.

Fig. 3.3



A continuación, se conecta otro generador en la barra A para que ambos suministren la potencia demandada en la barra B (Fig. 3.4).

Fig. 3.4



El flujo de corriente resultante por la línea será $I_T = I_1 + I_2$. Las pérdidas de potencia activa ocasionadas por la corriente total serán:

$$P_L = (I_1 + I_2)^2 r$$

$$P_L = (I_1)^2 r + (I_2)^2 r + 2I_1 I_2 r$$

Se puede considerar que el término $(I_1)^2 r$ son las pérdidas a asignar al primer generador, mientras que $(I_2)^2 r$ son las pérdidas asignadas al segundo generador. Sin embargo, el término $2I_1 I_2 r$ no se puede descomponer sin tomar antes un criterio simplificador. Esta es la base del problema que plantea asignar el costo de las pérdidas a generadores y consumidores.

3.3.2. MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS

Debido a la importancia que el tema ha adquirido en el ámbito técnico y económico, existen varios métodos de asignación que han sido recientemente presentados para mercados tipo spot, entre los cuales se puede destacar:

- Pro-rateo
- Reparto proporcional
- Basado en la matriz Zbarra del sistema
- Incrementales

3.3.2.1. Método Prorrata

El método prorrata se fundamenta en asignar un 50% del total del coste de las pérdidas de potencia activa a la generación y el 50% restante a la demanda, de forma que el porcentaje del coste de las pérdidas imputadas a un generador o a una carga es proporcional a la potencia suministrada o demandada por dicho generador o dicha carga, respectivamente.

Este método fue publicado en 1998 en el texto "Power systems restructuring" [Ilic, Galiana, Fink, 1998].

▪ Procedimiento

Se parte de una red conformada por n nodos en la cual, a partir de un flujo de potencia convergido, se conocen las potencias suministradas por los generadores, P_{Gk} , las potencias demandadas por las cargas, P_{Dk} y el total de las pérdidas de potencia activa de la red, P_L , dadas por:

$$P_L = \sum_{k=1}^n P_{Gk} - \sum_{k=1}^n P_{Dk} = P_G^T - P_D^T \quad (3.5)$$

De la ecuación anterior, las pérdidas asignadas a los nodos de generación serán:

$$P_{Lk}^G = \frac{P_{Gk}}{2} \frac{\sum_{k=1}^n P_{Gk} - \sum_{k=1}^n P_{Dk}}{\sum_{k=1}^n P_{Gk}} = \frac{P_L}{2} \frac{P_{Gk}}{P_G^T} \quad (3.6)$$

Mientras que para los nodos de demanda serán:

$$P_{Lk}^D = \frac{P_{Dk}}{2} \frac{\sum_{k=1}^n P_{Gk} - \sum_{k=1}^n P_{Dk}}{\sum_{k=1}^n P_{Dk}} = \frac{P_L}{2} \frac{P_{Dk}}{P_D^T} \quad (3.7)$$

Para expresar las pérdidas asignadas a generadores y demandas en función de un factor de reparto K multiplicado por la potencia generada o consumida respectivamente, se tiene:

$$P_{Lk}^G = K_{Gk} P_{Gk} \quad (3.8)$$

$$P_{Lk}^D = K_{Dk} P_{Dk} \quad (3.9)$$

Sustituyendo las pérdidas asignadas a cada nodo de generación y demanda según las ecuaciones (3.6) y (3.7), se obtiene que los factores de reparto son:

$$K_{Gk} = \frac{P_L}{2P_G^T} \quad (3.10)$$

$$K_{Dk} = \frac{P_L}{2P_D^T} \quad (3.11)$$

Como se puede apreciar, los factores de reparto K_{Gk} son idénticos para todos los nodos de generación del sistema. De igual manera, los factores de reparto K_{Dk} son idénticos para todos los nodos de carga del sistema.

Así pues, el método prorrata es muy simple de implementar, pues a partir de los datos de un flujo de cargas se puede realizar una asignación inmediata de las pérdidas del sistema. Este método no toma en cuenta la ubicación de los nodos en la red y las pérdidas asignadas a generadores y demandas son siempre positivas.

3.3.2.2. Método Basado en la Matriz Zbarra

El método basado en la matriz Zbarra consiste en expresar el total de las pérdidas de potencia activa de la red, P_L , en función de la matriz de impedancias nodales, para posteriormente hacer una asignación de dichas pérdidas a cada uno de los nodos a partir de la ecuación que relaciona las pérdidas de la red P_L con dicha matriz.

Este método fue publicado en la IEEE en el año 2001 bajo el título "Zbus allocation loss" [Conejo, Galiana, Kochar, 2001].

▪ Procedimiento

Partiendo de un flujo de carga convergido, las pérdidas de potencia activa P_L se dividen entre los n nodos de la red:

$$P_L = \sum_{k=1}^n L_k \quad (3.12)$$

El término L_k es la fracción de las pérdidas del sistema asignada al nodo k . Para el cálculo del término L_k , en primer lugar se debe considerar la matriz Y_{barra} del sistema, la cual debe ser no singular (invertible), con el fin de poder encontrar la matriz Z_{barra} .

$$Z_{barra} = (Y_{barra})^{-1} \quad (3.13)$$

El otro término que debe ser definido, es el vector complejo de corrientes inyectadas en los nodos:

$$\bar{I} = Y_{barra} \times \bar{V} \quad (3.14)$$

Las pérdidas de potencia activa del sistema pueden ser definidas como:

$$P_L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n V_k I_k^* \right\} \quad (3.15)$$

La expresión anterior puede ser expresada en términos de la matriz Y_{barra} y el vector \bar{V} ; y una forma alternativa es a través de la matriz Z_{barra} y el vector \bar{I} :

$$P_L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n V_k \left(\sum_{j=1}^n Y_{kj}^* V_j^* \right) \right\} \quad (3.16)$$

$$P_L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left(\sum_{j=1}^n Z_{kj} I_j \right) \right\} \quad (3.17)$$

Como las pérdidas están relacionadas directamente con la corriente, la ecuación (3.17) formulada con la matriz Z_{barra} es la que permite asignar las pérdidas del sistema.

Ahora bien, cada elemento de la matriz Z_{barra} se puede descomponer en una parte real y una imaginaria. Partiendo de este hecho, la ecuación anterior se puede reescribir de la siguiente manera:

$$P_L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left(\sum_{j=1}^n R_{kj} I_j \right) \right\} + \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left(\sum_{j=1}^n jX_{kj} I_j \right) \right\} \quad (3.18)$$

Como los términos de interés son las pérdidas de potencia activa, solamente se toma en cuenta la parte resistiva de la ecuación (3.18). Por lo tanto, las pérdidas del sistema pueden expresarse únicamente como:

$$P_L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left(\sum_{j=1}^n R_{kj} I_j \right) \right\} \quad (3.19)$$

Para reescribir la ecuación (3.19) en forma matricial, al vector de corrientes se lo expresa:

$$P_L = \Re \left\{ \text{diag}(I^*) \left(\sum_{j=1}^n R_{kj} I_j \right) \right\} \quad (3.20)$$

El término $\sum_{j=1}^n R_{kj} I_j$ puede obtenerse fácilmente a través de la expresión matricial:

$$\sum_{j=1}^n R_{kj} I_j = \Re \{ Z_{barra} \cdot \Re \{ \bar{I} \} \} + j \Re \{ Z_{barra} \cdot \Im \{ \bar{I} \} \} \quad (3.21)$$

De esta manera, las pérdidas del sistema son asignadas a todos los nodos de la red, independientemente de que los nodos sean de generación o demanda. Si un nodo tiene generación y demanda, la fracción de las pérdidas asignadas L_k puede ser dividida entre ambos componentes a través de la técnica de prorateo.

3.3.2.3. Método de Reparto Proporcional según el Flujo

El método de reparto proporcional (PS, proportional sharing) está basado en la aplicación de la ley de Kirchhoff para corrientes (la suma de todas las corrientes en un nodo es cero) y en la suposición de que el flujo de potencia activa que sale de un nodo k de la red por una determinada línea es la suma de las contribuciones de los flujos de potencia que llegan a dicho nodo k de forma proporcional al valor de los flujos de potencia entrantes.

Fig. 3.5

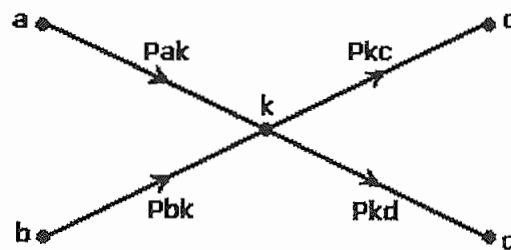


Fig. 3.5: Balance de potencias método de Bialek

En el esquema de la figura 3.5, para el nodo k , se cumple el balance de potencias:

$$P_{ak} + P_{bk} = P_{kc} + P_{kd}$$

La suposición realizada por el método de reparto proporcional es que el flujo de la línea P_{kd} está compuesto por una fracción proveniente del flujo P_{ak} y por una fracción del flujo P_{bk} :

$$P_{kd} = \frac{P_{ak}}{P_{ak} + P_{bk}} P_{kd} + \frac{P_{bk}}{P_{ak} + P_{bk}} P_{kd}$$

Con este supuesto es posible establecer dos algoritmos de asignación de pérdidas, uno que asigna el total de las pérdidas a la demanda, y otro que asigna dicho total a los generadores.

Este método fue publicado en la IEEE en el año 1997 bajo el título "Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access" [Bialek, 1996].

3.3.2.3.1. *Asignación a la Demanda: Algoritmo aguas arriba*

▪ Procedimiento

Las pérdidas totales del sistema se dividen en fracciones que serán añadidas a las cargas. Es decir, se requiere modificar las demandas nodales, pero al mismo tiempo dejar la generación en los nodos intacta. La suma de la demanda real de una carga particular más la parte asignada de las pérdidas del sistema se denomina **demanda bruta**.

$$P_D^G = P_D + L \quad \text{y} \quad P_D^G = \sum_{j=1}^{N_D} P_{Dj}^G$$

Obviamente la demanda bruta total es igual a la generación total del sistema.

$$P_G = P_D^G \quad (3.22)$$

Se define como P_i^g a la potencia bruta en el nodo i , y P_{ij}^g como el flujo bruto por la línea ij , en la cual no existen pérdidas por lo que se cumple $P_{ij}^g = P_{ji}^g$. Esto resulta en un flujo de potencia sin pérdidas con igual flujo bruto en el principio y final de cada línea.

La ecuación de la potencia nodal bruta puede expresarse a través de las inyecciones de potencia en los nodos:

$$P_i^g = \sum_{j \in \alpha_i} P_{ij}^g + P_{Gi} \quad (3.23)$$

Donde:

α_i Conjunto de nodos surtiendo directamente al nodo i

P_{Gi} Generación en el nodo i

Como $P_{ij}^g = P_{ji}^g$, el flujo P_{ij}^g se puede reemplazar por:

$$P_{ij}^g = \frac{P_{ji}^g}{P_j^g} P_j^g \quad (3.24)$$

Como normalmente las pérdidas por las líneas son pequeñas, la expresión anterior puede ser re-escrita como:

$$\frac{P_{ji}^g}{P_j^g} P_j^g \cong \frac{P_{ji}}{P_j} P_j^g \quad (3.25)$$

Donde

P_{ji} Flujo de potencia real de j hacia i (medido en j)

P_j Potencia real inyectada en el nodo j

Lo anterior equivale a suponer que la distribución de flujos brutos en cualquier nodo es igual a la distribución de los flujos reales, lo cual representa el único supuesto del método. Bajo este supuesto la ecuación (3.23) se puede escribir como:

$$P_i^g - \sum_{j \in \alpha_i} \frac{P_{ji}}{P_j} P_j^g = P_{Gi} \quad (3.26)$$

En forma matricial la expresión anterior puede escribirse como:

$$[A_u] P^g = P_G \quad (3.27)$$

Donde P^g corresponde al vector desconocido de las potencias nodales brutas, P_G el vector de generación en los nodos y $[A_u]$ la matriz de distribución de inyecciones de potencia.

Los elementos de la matriz $[A_u]$ se definen de la siguiente forma:

$$[A_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{para } i = j \\ -\frac{P_{ji}}{P_j} & \text{para } j \in \alpha_i \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (3.28)$$

Finalmente, una vez calculadas las potencias nodales brutas, se puede calcular la fracción de las pérdidas del sistema imputadas a la demanda de una carga particular mediante la siguiente expresión:

$$PL_{Dj} = \frac{P_{Dj}}{P_j} P_j^g - P_{Dj} \quad (3.29)$$

3.3.2.3.2. *Asignación a la Generación: Algoritmo aguas abajo*

▪ **Procedimiento (bialek topological)**

De manera análoga, las pérdidas totales del sistema se dividen en fracciones que serán sustraídas de la generación. Para esto se requiere modificar las generaciones nodales, pero al mismo tiempo dejar la demanda en los nodos intacta. La generación real de un generador particular menos la parte asignada de las pérdidas del sistema se denomina **generación neta**.

$$P_G^n = P_G - L \quad \text{y} \quad P_G^n = \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi}^n$$

Obviamente la generación neta total es igual a la demanda total del sistema.

$$P_G^n = P_D \quad (3.30)$$

Se definen las variables P_i^n que corresponde a la potencia neta del nodo i , y P_{ij}^n como el flujo neto por la rama ij , de manera tal de remover completamente las pérdidas de las líneas. Obviamente se sigue respetando que $P_{ij}^n = P_{ji}^n$. Esto resulta en un flujo de potencia sin pérdidas con igual flujo neto en el principio y final de cada línea.

La ecuación de la potencia nodal neta puede expresarse a través de retiros de potencia en los nodos de la siguiente forma:

$$P_i^n = \sum_{j \in \gamma_i} P_{ij}^n + P_{Di} \quad (3.31)$$

Donde:

- γ_i Conjunto de nodos surtidos directamente desde el nodo i
- P_{Di} Demanda en el nodo i

Como $P_{ij}^n = P_{ji}^n$, y siguiendo el criterio anterior, que las pérdidas por las líneas son pequeñas, el flujo P_{ij}^n se puede reemplazar por:

$$P_i^n = \sum_{j \in \gamma_i} P_{ij}^n + P_{Di} \quad (3.32)$$

$$P_{ji}^n = \frac{P_{ji}^n}{P_j^n} P_j^n \cong \frac{P_{ji}}{P_j} P_j^n \quad (3.33)$$

Usando la simplificación anterior, la ecuación (3.31) puede ser re-escrita como:

$$P_i^n - \sum_{j \in \gamma_i} \frac{P_{ji}}{P_j} P_j^n = P_{Di} \quad (3.34)$$

En forma matricial la expresión anterior puede escribirse como:

$$[A_d]P^n = P_D \quad (3.35)$$

Donde P^n corresponde al vector desconocido de las potencias nodales netas, P_D el vector de demandas nodales y $[A_d]$ la matriz de distribución de retiros de potencia.

Los elementos de la matriz $[A_d]$ se definen de la siguiente forma:

$$[A_d]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{para } i = j \\ -\frac{P_{ji}}{P_j} & \text{para } j \in \gamma_i \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (3.36)$$

De manera análoga al método anterior; las pérdidas imputadas a la generación están dadas por:

$$PL_{Gi} = P_{Gi} - \frac{P_{Gi}}{P_i} P_i^n \quad (3.37)$$

Si se desea que tanto generación y demanda sean responsables por las pérdidas del sistema se han de combinar ambos algoritmos de manera que el 50% de las pérdidas se asigne a la demanda y el restante 50% se asigne a la generación.

3.3.2.4. Método Incremental

El método de los coeficientes incrementales de pérdidas se basa en la relación que existe entre el total de pérdidas de potencia activa del sistema, P_L , con la inyección de potencia en cada uno de los nodos, P_i . Se define el coeficiente incremental de pérdidas en un nodo i , denotado por ITL_i , como la variación de

las pérdidas de potencia activa en la red respecto a un cambio en la inyección de potencia activa en dicho nodo de la red. Matemáticamente:

$$ITL_i = \frac{\partial P_L}{\partial P_i}$$

El coeficiente incremental de pérdidas en un nodo, ITL_i , depende de las condiciones de carga de la red; y se los calcula directamente a partir del jacobiano del flujo de carga.

Este método fue publicado en la IEEE en el año 2002 bajo el título "Incremental transmission loss allocation under pool dispatch" [Galiana, Conejo, Kockar, 2002]. El método se explica a continuación, en base al paper antes mencionado.

▪ Procedimiento

Antes de deducir las ecuaciones que dan lugar a la asignación de pérdidas mediante el método incremental, es necesario puntualizar el concepto de cubrimiento de pérdidas; y definir dos cantidades: los factores de distribución de carga y los factores de distribución de pérdidas.

El cubrimiento o suministro de pérdidas es el mecanismo por el cual las pérdidas del sistema son generadas cuando estas no son tomadas en cuenta en el despacho original. El servicio de cubrimiento de pérdidas, es realizado por un generador (el slack) o por un grupo de generadores (slack distribuido); y afecta directamente los niveles de generación, flujos de carga y pérdidas del sistema.

Los factores de distribución de carga, m_i , se definen como la fracción de carga del sistema que es suministrada por el generador i , excluyéndose las pérdidas. Si la generación de potencia se divide en generación para suplir a la demanda y generación para suplir las pérdidas, se tiene:

$$P_G = P_L + \sum_{i=1}^n m_i P_D^T \quad (3.38)$$

Es claro que $m_i \geq 0$; y que $\sum_{i=1}^n m_i = 1$.

Por otro lado, el factor de distribución de pérdidas, ρ_i , se define como la fracción de las pérdidas de potencia activa del sistema que suministra el generador del nodo i . Al igual que para el factor de distribución de carga, se ha de cumplir que $\rho_i \geq 0$; y que $\sum_{i=1}^n \rho_i = 1$. Este factor de distribución es el que permite tener más de un nodo que suministre las pérdidas de potencia activa del sistema. Es decir, el suministro de pérdidas se refleja a través de este factor de distribución.

Si existe solamente un generador slack en el nodo s y las pérdidas son suministradas únicamente por dicho nodo, todo el conjunto de los factores ρ_i es cero con excepción en el nodo s donde $\rho_s = 1$.

Tanto los factores de distribución de carga como los factores de distribución de pérdidas son datos conocidos y especificados por el sistema. La ecuación de balance de potencia del sistema se puede escribir utilizando estos dos factores de la siguiente manera:

$$P_G = \sum_{i=1}^n m_i P_D^T + \sum_{i=1}^n \rho_i P_L \quad (3.39)$$

En forma vectorial se tiene:

$$P_G = m P_D^T + \rho P_L \quad (3.40)$$

Cuando el sistema no especifica como se distribuyen las pérdidas y la carga del sistema entre los generadores; los factores m y ρ pueden ser estimados

conociendo como mínimo uno de los dos factores y la solución del flujo de carga (generación total, demanda total y pérdidas del sistema).

Si el factor de distribución de pérdidas ρ es conocido; a partir de la ecuación (3.40) el factor de distribución de carga puede ser estimado como:

$$m = \frac{P_G - \rho P_L}{P_D^T} \quad (3.41)$$

Alternativamente, si se conoce el factor de distribución de carga m , el factor de distribución de pérdidas será:

$$\rho = \frac{P_G - m P_D^T}{P_L} \quad (3.42)$$

“Una ecuación un poco más general del flujo de carga puede ser formulada partiendo del balance⁵ del flujo de potencia:

$$P(\delta) = P_G - P_D \quad (3.43)$$

Igualando las ecuaciones (3.40) y (3.43), tomando diferenciales y considerando que tanto los factores de distribución de carga como los factores de distribución de pérdidas son constantes, se obtiene la expresión:

$$m dP_D^T + \rho dP_L - dP_D = \frac{\partial P(\delta)}{\partial \delta} d\delta \quad (3.44)$$

El término $\frac{\partial P(\delta)}{\partial \delta}$ es la conocida matriz jacobiana de dimensiones $n \times (n-1)$. Al no ser cuadrada, no es posible su inversión; sin embargo es posible determinar un

⁵ Tomando como referencia un Flujo de DC, todas las magnitudes de voltaje en los nodos son conocidas, por lo tanto, los flujos de potencia dependen solamente del ángulo de fase del nodo.

vector de coeficientes α , de dimensiones $n \times 1$, que sea espacio nulo de la matriz jacobiana transpuesta, es decir, que verifique:

$$\left[\frac{\partial P(\delta)}{\partial \delta} \right]^T \alpha = 0 \quad (3.45)$$

Para determinar α se puede hacer uso del coeficiente incremental de pérdidas:

$$\alpha_i = 1 - ITL_{i|s} = 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \quad (3.46)$$

Como se puede apreciar en la ecuación anterior, los coeficientes α son los conocidos factores de nodo.

Multiplicando ambos lados la ecuación (3.44) por α^T y usando (3.45), se puede obtener la ecuación de balance de potencia incremental:

$$\alpha^T \cdot mdP_D^T + \alpha^T \cdot \rho dP_L - \alpha^T \cdot dP_D = \alpha^T \cdot \frac{\partial P(\delta)}{\partial \delta} d\delta = 0 \quad (3.47)$$

Despejando las pérdidas incrementales en función de las cargas incrementales finalmente se obtiene:

$$dP_L = \frac{\alpha^T \cdot dP_D - \alpha^T \cdot mdP_D^T}{\alpha^T \cdot \rho} \quad (3.48)$$

Ahora es necesario descomponer el diferencial de pérdidas totales como la suma de n términos, de modo que cada uno se le pueda asignar a un nodo, o bien a una generación y a una demanda. Sea e_j un vector unitario cuyo elemento j es 1 y el resto 0. Por lo tanto, el vector de demandas P_D puede expresarse mediante la ecuación:

$$dP_D = \sum_{j=1}^n e_j dP_{Dj} \quad (3.49)$$

Como, por otro lado, la suma de todos los factores de distribución de carga es 1, es posible escribir la anterior ecuación como:

$$dP_D = \sum_{i=1}^n m_i \sum_{j=1}^n e_j dP_{Dj} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n e_j [m_i dP_{Dj}] \quad (3.50)$$

El producto $m_i dP_{Dj}$ indica la fracción de carga del nodo j que es suministrada por el generador i . Existen un total de n^2 intercambios equivalentes entre todos los generadores y todas las cargas.

Con el objeto de expresar las pérdidas incrementales en términos de estos intercambios equivalentes, se reemplaza la ecuación anterior en la ecuación (3.44) de balance de potencia incremental:

$$\sum_{i,j=1}^n [m_i dP_{Dj} e_i] + \rho dP_L - \sum_{i,j=1}^n [m_i dP_{Dj} e_j] = \frac{\partial P(\delta)}{\partial \delta} d\delta \quad (3.51)$$

Combinando la ecuación anterior con la ecuación (3.45) y simplificando, se obtiene la expresión para asignar las pérdidas de potencia activa a la transacción desde el generador i hasta la demanda j :

$$dP_L = \sum_{i,j=1}^n \left[\left\{ \frac{\alpha_j - \alpha_i}{\alpha^T \rho} \right\} m_i dP_{Dj} \right] \quad (3.52)$$

A partir de esta ecuación, se puede asignar las pérdidas de potencia activa a la generación o a la demanda. Para imputar las pérdidas exclusivamente a la demanda, se parte de que el incremento diferencial de pérdidas de potencia activa asignado a una demanda sería la suma de todas las pérdidas imputadas a las transacciones desde todos los generadores i a la demanda j :

$$dP_{Lj} = \sum_{i=1}^n \left[\frac{\alpha_j - \alpha_i}{\alpha^T \rho} \right] m_i dP_{Dj} \quad (3.53)$$

Igualmente, si se desea imputar las pérdidas a la generación, se tiene en cuenta que las pérdidas que se asignan a una generación i se deben a las transacciones entre dicho generador y cada demanda j :

$$dP_{Li} = \sum_{j=1}^n \left[\frac{\alpha_j - \alpha_i}{\alpha^T \rho} \right] m_j dP_{Dj} \quad (3.54)$$

Estas dos posibilidades se pueden combinar, de forma que un 50% de las pérdidas se impute a la demanda y el 50% restante a la generación.” [1]

El principal inconveniente de este método es que, a causa del carácter cuadrático de las pérdidas, el método incremental asigna aproximadamente el doble de las pérdidas reales del sistema.

En el capítulo siguiente, los métodos para asignar las pérdidas del sistema de transmisión son aplicados en un sistema de prueba con el objetivo de realizar un análisis comparativo entre ellos.

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS

4.1. INTRODUCCIÓN

En el capítulo precedente se realizó el desarrollo conceptual de los métodos de asignación de pérdidas del sistema de transmisión. Para complementar la sustentación teórica, en la primera parte del presente capítulo se realizan ejemplos detallados de los algoritmos expuestos anteriormente en un sistema de pequeña escala, básicamente con objetivos didácticos.

Posteriormente, con el propósito de analizar las diferencias y/o similitudes que presentan los cuatro métodos de asignación de pérdidas, se realiza un estudio comparativo en un sistema de tamaño realista conformado por seis barras, en el cual se ha considerado que las pérdidas son imputadas tanto a generadores como a consumidores en la misma proporción.

4.2. COMPROBACION EN SISTEMA DE PEQUEÑA ESCALA

Para efecto del estudio detallado de los distintos métodos se ha considerado un sistema de potencia que consta de cuatro nodos.

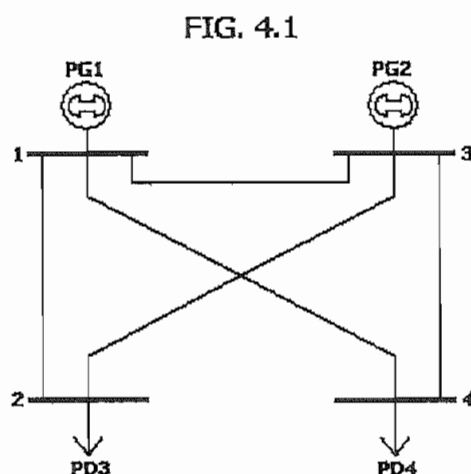


Fig. 4.1: Diagrama unifilar sistema de cuatro nodos

El diagrama unifilar de la red propuesta se muestra en la Fig. 4.1. Los parámetros de las líneas del sistema se indican en la Tabla 4.1:

Tabla 4.1: Datos líneas de transmisión sistema de cuatro nodos

L/T		r (pu)	x (pu)	b (pu)
nodo 1	nodo 2	0.0100	0.0500	0.0700
nodo 1	nodo 3	0.0101	0.0504	0.1025
nodo 1	nodo 4	0.0074	0.0372	0.0775
nodo 2	nodo 3	0.0074	0.0372	0.0775
nodo 2	nodo 4	0.0127	0.0636	0.1275

En la Tabla 4.2 que se expone a continuación se encuentran los datos correspondientes a los nodos una vez convergido el flujo de carga. Los valores de potencia activa se dan en p.u. considerando una base de 100 MVA y 138 kV.

Tabla 4.2: Datos de los nodos generación, demanda y voltaje

NODO	GENERACIÓN	DEMANDA	V (p.u.)	δ (°)
1	2.5591	0	1.0000	0.0000
2	2.5000	0	1.0000	0.2521
3	0	2.2000	0.9913	-2.5996
4	0	2.8000	0.9868	-3.7529
TOTAL	5.0591	5.0000	---	---

Como se puede observar, entre las características de presenta la red se tiene que el nodo 1 es el slack, el 2 es un nodo PV (voltaje controlado), y el 3 y 4 son nodos PQ (carga).

En la Fig. 4.2, se muestra el diagrama unifilar del sistema de estudio con la solución del flujo de potencia, obtenida mediante el simulador de flujos PowerWorld. Para simplificar el número de magnitudes solamente se encuentran los flujos de potencia activa a través de las líneas.

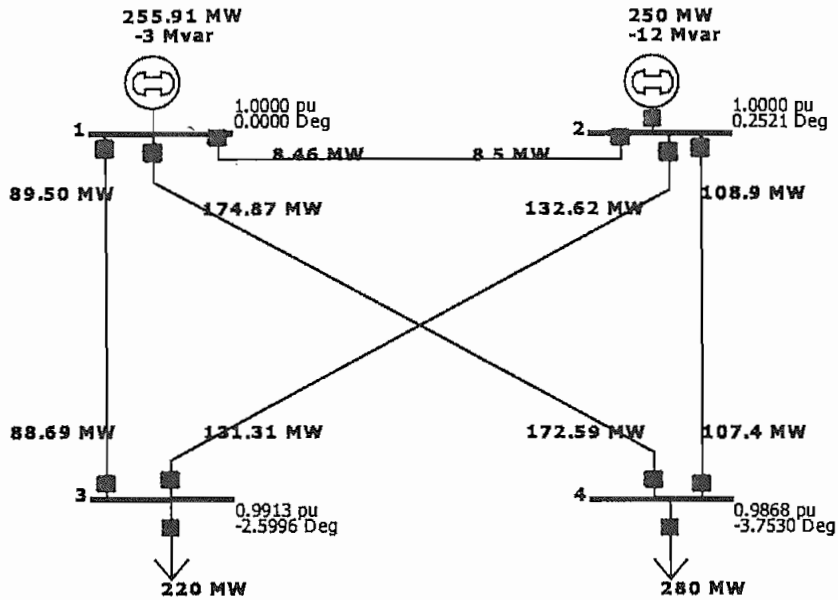


Fig. 4.2: Sistema de cuatro nodos, diagrama unifilar y flujos de potencia

4.2.1. MÉTODO PRORRATA

Para asignar las pérdidas de potencia activa a través de este método, únicamente se toman en cuenta las potencias suministradas por los generadores y las potencias demandadas por las cargas en todos los nodos de la red (Tabla 4.3).

Tabla 4.3: Datos en los nodos generación y demanda

NODO	GENERACIÓN	DEMANDA
1	2.5591	0
2	2.5000	0
3	0	2.2000
4	0	2.8000

El total de pérdidas de potencia activa del sistema es la diferencia entre la potencia total activa generada y la potencia total activa demandada, es decir:

$$P_L = P_G^T - P_D^T = 5.0591 - 5 = 0.0591$$

Según la ecuación (3.6), las pérdidas de potencia activa asignadas a los nodos de generación son:

$$P_{L1}^G = \frac{P_L}{2} \frac{P_{G1}}{P_G^T} = 0.0149$$

$$P_{L2}^G = \frac{P_L}{2} \frac{P_{G2}}{P_G^T} = 0.0146$$

De manera análoga, tomando la ecuación (3.7) las pérdidas asignadas a los nodos de demanda son:

$$P_{L3}^D = \frac{P_L}{2} \frac{P_{D3}}{P_D^T} = 0.0131$$

$$P_{L4}^D = \frac{P_L}{2} \frac{P_{D4}}{P_D^T} = 0.0165$$

De esta manera, las pérdidas se encuentran asignadas entre generadores y consumidores en la misma proporción. También es posible imputar las pérdidas en otras fracciones; por ejemplo, que solo la generación o demanda sean responsables por las pérdidas.

Como se comentó anteriormente, a pesar de la sencillez de este método, el principal inconveniente es el hecho de no tomar en cuenta el sistema de transmisión. Es decir, que las demandas alejadas de los centros de generación son tratadas de igual manera que las demandas cercanas a los mismos.

4.2.2. MÉTODO BASADO EN LA MATRIZ Zbarra

Para imputar las pérdidas mediante este método basado en circuitos, se parte de la matriz de admitancias nodales del sistema. Para la red de cuatro nodos se tiene:

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} 12.83 - 66.53j & -3.85 + 19.23j & -3.82 + 19.08j & -5.17 + 25.85j \\ -3.85 + 19.23j & 12.04 - 60.06j & -5.17 + 25.85j & -3.02 + 15.12j \\ -3.82 + 19.08j & -5.17 + 25.85j & 8.99 - 44.84j & 0 \\ -5.17 + 25.85j & -3.02 + 15.12j & 0 & 8.19 - 40.86j \end{bmatrix}$$

Invirtiendo la matriz de admitancias nodales se obtiene la matriz de impedancias nodales del sistema, que es:

$$Z_{barra} = \begin{bmatrix} 0.0001 + 0.4894j & 0.0006 + 0.4921j & 0.0006 + 0.4919j & 0.0005 + 0.4916j \\ 0.0006 + 0.4921j & 0.0061 + 0.5191j & 0.0040 + 0.5086j & 0.0029 + 0.5033j \\ 0.0006 + 0.4919j & 0.0040 + 0.5086j & 0.0070 + 0.5239j & 0.0021 + 0.4993j \\ 0.0005 + 0.4916j & 0.0029 + 0.5033j & 0.0021 + 0.4993j & 0.0063 + 0.5206j \end{bmatrix}$$

El vector de inyecciones de corriente nodales se puede obtener directamente con la ecuación (3.14):

$$\bar{I}^T = [2.5588 \angle 0.6986^\circ \quad 2.5003 \angle 3.0836^\circ \quad 2.2189 \angle 177.3988^\circ \quad 2.8348 \angle 176.2359^\circ]$$

Una vez conocida la matriz de impedancias nodales y el vector de inyecciones de corriente, mediante la ecuación (3.20) se puede asignar las pérdidas de potencia activa a cada uno de los nodos de la red:

$$P_{L,1} = -0.0025$$

$$P_{L,2} = -0.0002$$

$$P_{L,3} = 0.0225$$

$$P_{L,4} = 0.0401$$

La característica principal de este método, es mostrar la fuerte dependencia que existe entre las pérdidas de potencia activa con las inyecciones de corriente. Otra característica es la posibilidad de asignar pérdidas negativas, lo cual puede representar un incentivo económico para generadores y/o demandas.

4.2.3. MÉTODO DE REPARTO PROPORCIONAL SEGÚN EL FLUJO

Para asignar la totalidad de las pérdidas a la demanda se utiliza el algoritmo aguas arriba. Con la ecuación (3.28) se construye la matriz de distribución de inyecciones de potencia:

$$A_u = \begin{bmatrix} 1 & -\frac{8.5}{250} & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ -\frac{89.5}{264.37} & -\frac{132.62}{250} & 1 & 0 \\ -\frac{174.87}{264.37} & -\frac{108.9}{250} & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Haciendo uso de la ecuación (3.27) se encuentra el vector de potencias nodales brutas:

$$P^g = [2.6437 \quad 2.5000 \quad 2.2212 \quad 2.8379]^T$$

Una vez calculadas las potencias nodales brutas, con la ecuación (3.29) se obtienen las pérdidas asignadas a los nodos de demanda:

$$PL_{D3} = 0.0212$$

$$PL_{D4} = 0.0379$$

Si se desea imputar la totalidad de las pérdidas a la generación se hace uso del algoritmo aguas abajo. De manera análoga, en primer lugar se construye la matriz de distribución de retiros de potencia con la ecuación (3.36):

$$A_d = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -\frac{88.69}{220} & -\frac{172.59}{280} \\ -\frac{8.46}{264.37} & 1 & -\frac{131.31}{220} & -\frac{107.4}{280} \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

El vector de potencias nodales netas se lo obtiene con la ecuación (3.35):

$$P^n = [2.6128 \quad 2.4708 \quad 2.2000 \quad 2.8000]^T$$

Una vez obtenidas las potencias nodales netas, con la ecuación (3.37) se obtienen las pérdidas asignadas a los nodos de generación:

$$PL_{G3} = 0.0299$$

$$PL_{D3} = 0.0292$$

Como se puede observar, para la aplicación de este método la información requerida es la solución del flujo de carga y las pérdidas en cada línea. Una característica de este método es que únicamente permite la asignación de pérdidas positivas entre generadores y demandas.

4.2.4. MÉTODO INCREMENTAL

Para asignar las pérdidas del sistema a través de este método, previamente se deben definir los factores de distribución de carga y los factores de distribución de pérdidas. Para este sistema se ha considerado que solamente el generador slack del nodo 1 se encuentra cubriendo las pérdidas del sistema, con lo cual los factores de distribución de carga se calculan con la ecuación (3.41).

Una vez que se encuentra convergido el flujo de carga en el sistema y haciendo uso del software PowerWorld, se obtienen los factores de nodo, denominados coeficientes α en el desarrollo conceptual del método incremental.

En la Tabla 4.4 se pueden observar los factores de distribución de carga, de distribución de pérdidas y de nodo del sistema.

Tabla 4.4: Factores nodales y Factores de distribución

NODO	PG	PD	m	ρ	α
1	2.5591	0	0.5	1	1.0000
2	2.5000	0	0.5	0	0.9982
3	0	2.2000	0	0	1.0183
4	0	2.8000	0	0	1.0268

Mediante la ecuación (3.53) las pérdidas son asignadas exclusivamente a la demanda:

$$dP_{L3} = \left[\frac{\alpha_3 - \alpha_1}{\alpha_1} \right] m_1 dP_{D3} + \left[\frac{\alpha_3 - \alpha_2}{\alpha_1} \right] m_2 dP_{D3} = 0.0423$$

$$dP_{L4} = \left[\frac{\alpha_4 - \alpha_1}{\alpha_1} \right] m_1 dP_{D4} + \left[\frac{\alpha_4 - \alpha_2}{\alpha_1} \right] m_2 dP_{D4} = 0.0776$$

$$dP_{TOTAL} = 0.0423 + 0.0776 = 0.1199 \approx 2P_L$$

Alternativamente, utilizando la ecuación (3.54) las pérdidas son asignadas únicamente a los generadores:

$$dP_{L1} = \left[\frac{\alpha_3 - \alpha_1}{\alpha_1} \right] m_1 dP_{D3} + \left[\frac{\alpha_4 - \alpha_1}{\alpha_1} \right] m_1 dP_{D4} = 0.0577$$

$$dP_{L3} = \left[\frac{\alpha_3 - \alpha_2}{\alpha_1} \right] m_2 dP_{D3} + \left[\frac{\alpha_4 - \alpha_2}{\alpha_1} \right] m_2 dP_{D4} = 0.0622$$

$$dP_{TOTAL} = 0.0577 + 0.0622 = 0.1199 \approx 2P_L$$

Es evidente que las pérdidas asignadas tanto a los nodos de demanda como a los nodos de generación duplican aproximadamente el valor de las pérdidas del sistema, constituyéndose esto en el principal problema de este método. De manera similar con el algoritmo Zbarra, este método también permite la asignación de pérdidas negativas.

4.3. COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS PROPUESTOS

Una vez comprobados los algoritmos de asignación de pérdidas en un sistema modelo de pequeña escala, se realiza un análisis comparativo entre los resultados de los distintos métodos expuestos, utilizando un modelo que consta de seis barras.

El sistema eléctrico analizado en esta sección corresponde al clásico sistema de Garver [Garver, 1970]; el cual ha sido utilizado frecuentemente en la literatura técnica para estudios relacionados con la planificación de la expansión de la red. [16], [17]

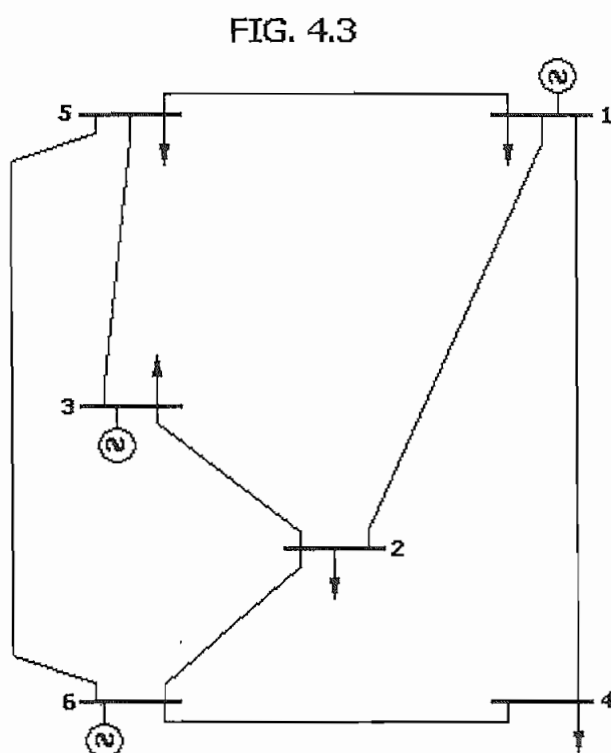


Fig. 4.3: Diagrama unifilar Sistema de Garver

Como se puede observar en el diagrama unifilar de la Fig. 4.3, el sistema de Garver se encuentra conformado por 6 nodos y 8 líneas. Los parámetros de las líneas de transmisión se indican en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5: Datos líneas de transmisión Sistema de Garver

L/T		r (pu)	x (pu)	b (pu)
nodo 1	nodo 2	0.10000	0.40	---
nodo 1	nodo 4	0.15000	0.60	---
nodo 1	nodo 5	0.05000	0.20	0.052
nodo 2	nodo 3	0.05000	0.20	0.052
nodo 2	nodo 6	0.00267	0.01	0.030
nodo 3	nodo 5	0.05000	0.20	0.052
nodo 4	nodo 6	0.00267	0.01	0.030
nodo 5	nodo 6	0.00246	0.01	0.030

Una vez convergido el flujo de carga, los datos correspondientes a generación y demanda en los nodos se encuentran en la Tabla 4.5. Los valores de potencia activa se encuentran en p.u. considerando una base de 100 MVA y 138 kV.

Tabla 4.5: Datos de los nodos generación, demanda y voltaje

NODO	GENERACIÓN	DEMANDA	V (p.u.)	δ (°)
1	2.0000	0.8000	1.0000	7.3100
2	0	2.4006	0.9932	-0.5600
3	2.5005	0.4000	1.0000	12.0600
4	0	1.6005	0.9957	-0.7900
5	0	2.4007	0.9936	-0.3900
6	3.2634	0	1.0000	0.0000
TOTAL	7.7639	7.6018	---	---

Entre las características que presenta el sistema de Garver se tiene que el nodo 6 es el slack, las barras 1 y 3 son nodos PV (voltaje controlado), mientras que las barras restantes constituyen nodos de carga.

El diagrama unifilar del sistema de estudio con la solución del flujo de potencia obtenida mediante el simulador de flujos PowerWorld se encuentra en la Fig. 4.4. Para simplificar el número de magnitudes solamente se muestran los flujos de potencia activa a través de las líneas.

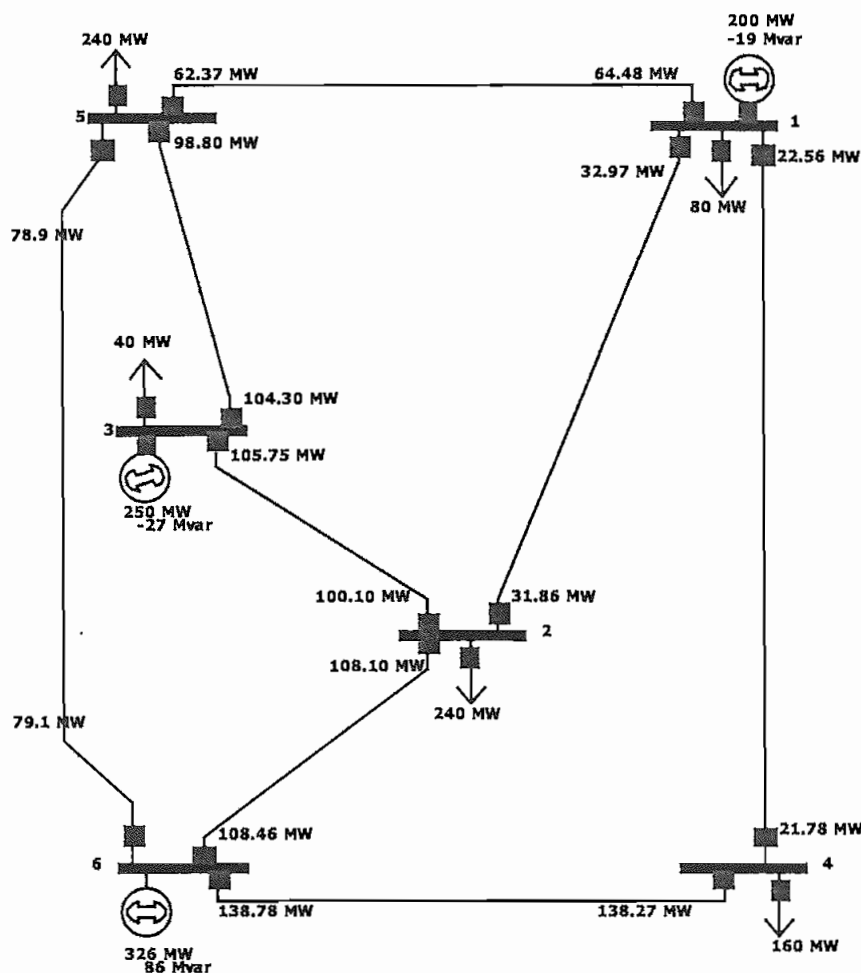


Fig. 4.4: Sistema de cuatro nodos, diagrama unifilar y flujos de potencia

En todos los cálculos, se ha realizado un 50% de asignación de las pérdidas de potencia activa a la generación, y el 50% restante a la demanda. Para el método incremental se ha considerado que únicamente el generador slack ubicado en el nodo 6 se encuentra cubriendo las pérdidas del sistema, de modo que $\rho_6 = 1$.

Acorde con la nomenclatura utilizada en la literatura técnica, la notación empleada para hacer referencia de cada método es la siguiente:

- PR Método de Prorratio
- PS Método de Reparto Proporcional (Proportional Sharing)
- ITL Método Incremental (Incremental Transmission Loss)
- Zbarra Método basado en la Matriz de impedancias nodales
- FN Modelo Marginal

4.3.1. APLICACIÓN DEL MODELO MARGINAL

En el sistema de Garver, se procede a la aplicación del modelo marginal con el fin de obtener las pérdidas imputadas a generadores y demandas; y posteriormente comparar con la asignación que realizan los cuatro métodos expuestos.

El procedimiento para el cálculo de las pérdidas se describe a continuación. Como se mencionó en el capítulo anterior, el precio nodal de la energía para cualquier barra del sistema se puede descomponer en una componente de producción más otra componente de pérdidas (ecuación 3.2). Dicha componente de pérdidas se encuentra incorporada en la parte incremental a través del denominado factor de nodo:

$$\rho_k = \lambda \left(1 \pm \frac{dL}{dP_k} \right) \quad (4.1)$$

Multiplicando la parte incremental del factor de nodo por la producción o consumo de los generadores y demandas respectivamente, se obtienen las pérdidas asignadas a cada uno de los nodos.

$$PL_k = \frac{dL}{dP_k} P_k \quad (4.2)$$

El hecho de no afectar la expresión anterior por el costo marginal del sistema λ , es con el objetivo de calcular las pérdidas asignadas en unidades de potencia activa MW y no en costo.

Como se hace referencia en el Capítulo 3, los factores de nodo en las barras de generación son menores a 1, y su parte incremental se la obtiene mediante la siguiente expresión:

$$\beta_k = 1 - \frac{dL}{dP_k} \quad (4.3)$$

$$\frac{dL}{dP_k} = 1 - \beta_k \quad (4.4)$$

Mientras que, en las barras de demanda los factores nodales son mayores a la unidad, por lo tanto la parte incremental se la obtiene a través de:

$$\beta_k = 1 + \frac{dL}{dP_k} \quad (4.5)$$

$$\frac{dL}{dP_k} = \beta_k - 1 \quad (4.6)$$

En la Tabla 4.6, se indican los factores nodales de todas las barras del sistema con su parte incremental diferenciada según el tipo de barra. En aquellos nodos que poseen generación y demanda simultáneamente, el valor de la parte incremental es función del agente más preponderante.

En el sistema de estudio, los nodos 1 y 3 presentan esta característica siendo la generación el agente predominante. De esta manera, la parte incremental de la generación y demanda tendrán el mismo valor pero de signo contrario, correspondiéndole el signo positivo al agente dominante.

Tabla 4.6: Factores de nodo

NODO	FACTOR NODO	∂L	
		GENERACIÓN	DEMANDA
NODOS			
1	0.9378	0.0622	-0.0622
2	1.0056	---	0.0056
3	0.8983	0.1017	-0.1017
4	1.0074	---	0.0074
5	1.0037	---	0.0037
6	1.0000	0.0000	---

Con la información anterior y haciendo uso de la ecuación (4.2), se obtienen las pérdidas asignadas a generadores y demandas, como se muestra en la Tabla 4.7. Como se puede observar, las demandas de los nodos 1 y 3 presentan una asignación negativa de pérdidas lo cual puede interpretarse como una subvención

o subsidio, el mismo que es producto de la parte incremental negativa antes obtenida.

Tabla 4.7: Pérdidas asignadas nodos de generación y demanda

NODO	DEMAND.	∂L	PÉRDIDAS ASIGNADAS
	GENERAC.		
NODOS DE DEMANDA			
1	80.00	-0.0622	-4.9760
2	240.00	0.0056	1.3440
3	40.00	-0.1017	-4.0680
4	160.00	0.0074	1.1840
5	240.00	0.0037	0.8880
NODOS DE GENERACIÓN			
1	200.00	0.0622	12.44
3	250.00	0.1017	25.43
6	326.23	0.0000	0.00
TOTAL	---	---	32.24

Otro punto destacado, es el hecho que las pérdidas asignadas duplican aproximadamente las pérdidas totales del sistema; lo cual confirma la referencia descrita en el capítulo 3; que el valorar la energía de cada barra del sistema a su costo marginal produce que las pérdidas sean remuneradas alrededor de dos veces.

4.3.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El total de pérdidas de potencia activa en el sistema es de 16.23 MW. Cabe resaltar que en ningún método es importante la ubicación del nodo slack, pues hacen uso de los flujos de potencia activa o de corriente por las líneas (como es el caso del método de reparto proporcional según el flujo y el método basado en la matriz de impedancias nodales) o en las inyecciones de potencia activa, ignorando el jacobiano del flujo de cargas (como el método prorrata), y dichas magnitudes sufren variaciones muy pequeñas con cambios en la ubicación del nodo slack. El método incremental a pesar de tener relación con la ubicación del nodo slack elimina esta dependencia con un nodo slack distribuido. “Mientras que en el modelo marginal, a pesar que las componentes de producción y pérdidas dependen del nodo que haya sido elegido como slack, el precio nodal completo no depende de dicha elección.” [13]

Con el fin de ilustrar con más detalle el comportamiento de los métodos expuestos, se adjuntan una serie de tablas y gráficas correspondientes a los resultados de aplicar todos los métodos de asignación de pérdidas en la red de 6 nodos de Garver. En la Tabla 4.8 y en las Figuras 4.5 y 4.6 se muestran los resultados de las pérdidas de potencia activa asignadas en MW a la generación y a la demanda.

El primer comportamiento a destacar es el hecho que las pérdidas asignadas con el modelo marginal duplican las pérdidas totales del sistema; además de no permitir un reparto de las pérdidas entre generadores y demandas en una proporción previamente definida.

Para los nodos generadores, se tiene que el método prorata asigna pérdidas similares a todos los generadores, lo que indica que ignora la red y solo toma en cuenta el nivel de generación. Por esta razón, el generador slack ubicado en el nodo 6 es el más sancionado. Al generador en el nodo 1, todos los métodos excepto el modelo marginal, lo sancionan de manera similar consecuencia de su menor producción con respecto a los demás generadores.

Se observa que en los métodos FN, PS, ITL y Zbarra el generador en el nodo 3 es el más sancionado; esto es producto de su mal posicionamiento en la red (bajo factor de nodo) y debido a que las líneas que transportan energía desde este nodo hacia el sistema incurren en un alto porcentaje de pérdidas. Un punto digno de recalcar es el hecho de que los métodos FN y Zbarra realizan penalizaciones muy fuertes, superando inclusive el total de las pérdidas asignadas, como sucede en el nodo 3.

Los métodos FN, ITL y Zbarra permiten la asignación de pérdidas negativas, lo cual como se mencionó anteriormente representa una subvención o incentivo económico. En este caso, los métodos los métodos ITL y Zbarra favorecen con esta subvención al generador slack ubicado en el nodo 6. Sobresalen las subvenciones muy altas que realiza el método Zbarra.

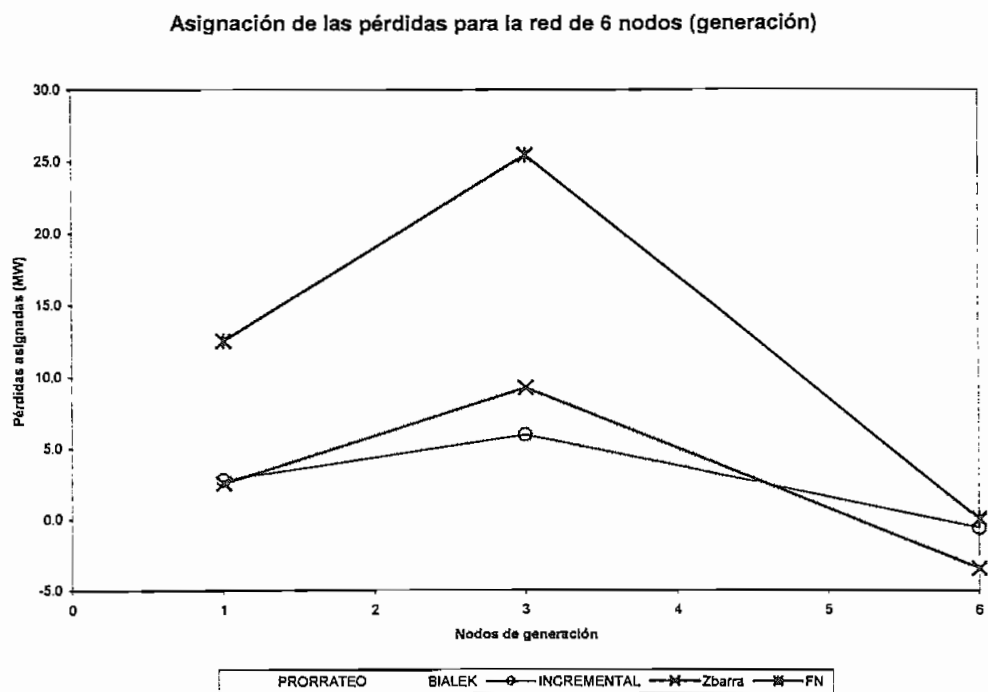


Fig. 4.5: Comparación de las pérdidas asignadas en MW (nodos de generación)

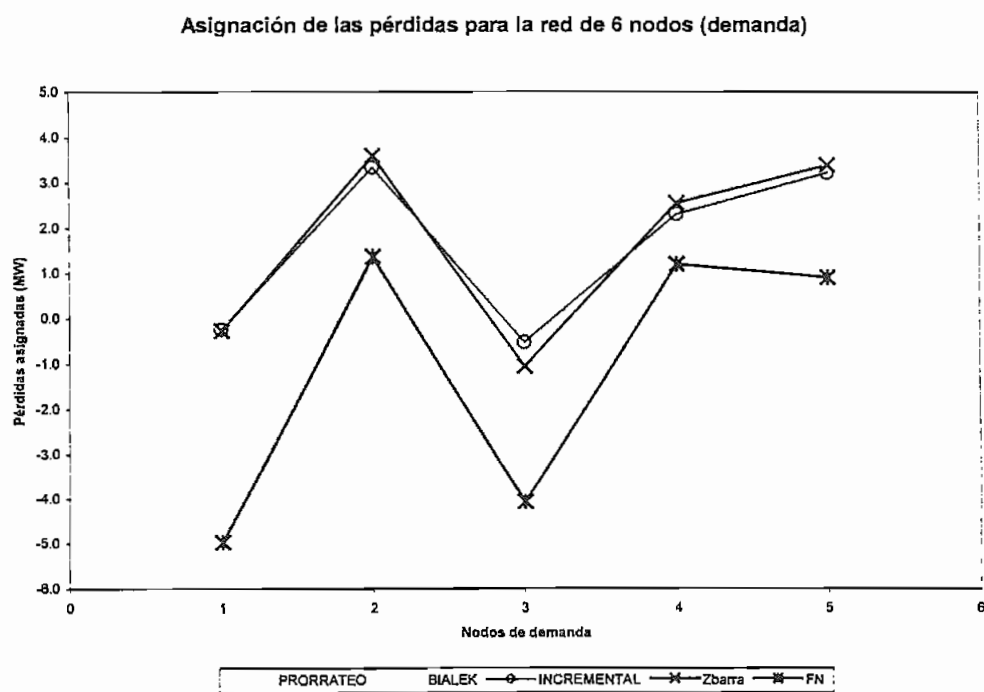


Fig. 4.6: Comparación de las pérdidas asignadas en MW (nodos de demanda)

Tabla 4.8: Asignación de las pérdidas de potencia activa en MW

NODO	PROCEDIMIENTO				
	PR	PS	ITL	Zbarra	FN
NODOS DE DEMANDA					
1	0.854	0.000	-0.247	-0.286	-4.976
2	2.563	3.560	3.327	3.570	1.344
3	0.427	0.000	-0.519	-1.059	-4.068
4	1.708	0.650	2.291	2.520	1.184
5	2.563	3.900	3.212	3.360	0.888
TOTAL	8.115	8.110	8.063	8.105	-5.628
NODOS DE GENERACION					
1	2.091	2.000	2.740	2.456	12.440
3	2.614	5.575	5.895	9.109	25.425
6	3.411	0.535	-0.572	-3.460	0.000
TOTAL	8.115	8.110	8.063	8.105	37.865

Tomando en cuenta únicamente las asignaciones positivas, se observa que el método FN realiza una asignación nula en el generador del nodo 6 por ser el slack, mientras que el método PS le imputa un valor pequeño de pérdidas, contrario al método PR que penaliza fuertemente a este generador producto de su alto nivel de generación.

Para la demanda, el primer comportamiento destacado es el del método PS que realiza asignaciones nulas en los nodos 1 y 3; nodos que poseen generación y demanda, la misma que es menor respecto al nivel de generación. Debido a estas asignaciones nulas, las demandas restantes son penalizadas fuertemente, sobre todo las ubicadas en los nodos 2 y 5 que presentan la mayor carga del sistema.

En los nodos 1 y 3 que presentan asignaciones nulas según el método PS, se presentan asignaciones negativas o subvenciones con los métodos FN, Zbarra e ITL, obteniendo estas demandas el mayor beneficio con el método FN debido a las fuertes penalizaciones que realiza en los nodos de generación; lo cual produce que el resto de demandas no presenten fuertes sanciones. Mientras que los métodos Zbarra e ITL, como producto de estas subvenciones y de manera similar al método PS, penalizan fuertemente a las demandas en los nodos 2, 4 y 5 según su nivel de carga. La característica de realizar fuertes penalizaciones y subvenciones del método Zbarra se mantiene. (**Zbus**)

Sin tomar en cuenta las asignaciones negativas, la demanda en el nodo 4 con el método PS presenta el valor más pequeño de pérdidas asignadas debido a que las pérdidas son mínimas en las líneas de donde se abastece.

Con el método PR, es evidente que únicamente toma en cuenta los niveles de carga, por este motivo las demandas en los nodos 2 y 5 presentan la mayor e igual asignación, la misma que es varias veces superior con respecto a las asignaciones en los nodos 1 y 3.

Otro punto de vista para entender mejor el comportamiento de los métodos de asignación de pérdidas consiste en observar los factores de reparto de cada generador o demanda. El factor de reparto es un valor que da la relación de proporcionalidad entre la potencia generada o demandada en un nodo y las pérdidas de potencia activa asignadas a dicho generador o dicha demanda; de modo que para la generación, el factor de reparto K_{Gk} cumple que

$$P_{Lk} = K_{Gk} P_{Gk} \quad (4.7)$$

Mientras que para la demanda, el factor de reparto K_{Dk} verifica

$$P_{Lk} = K_{Dk} P_{Gk} \quad (4.8)$$

En la Tabla 4.9 y en las Figuras 4.7 y 4.8 se muestran los resultados de los factores de reparto para los nodos de generación y demanda.

Para los nodos de generación, se observa que el método prorrata tiene unos factores de reparto constantes, es decir, que las pérdidas asignadas son independientes de la ubicación en la red de transmisión, como ya se mencionó en el Capítulo 3. Los factores de reparto del método de la matriz de impedancias nodales y del modelo marginal presentan una tendencia similar; siendo los factores del modelo marginal muy altos en comparación con los otros métodos, lo que representa una fuerte penalización en los nodos generadores.

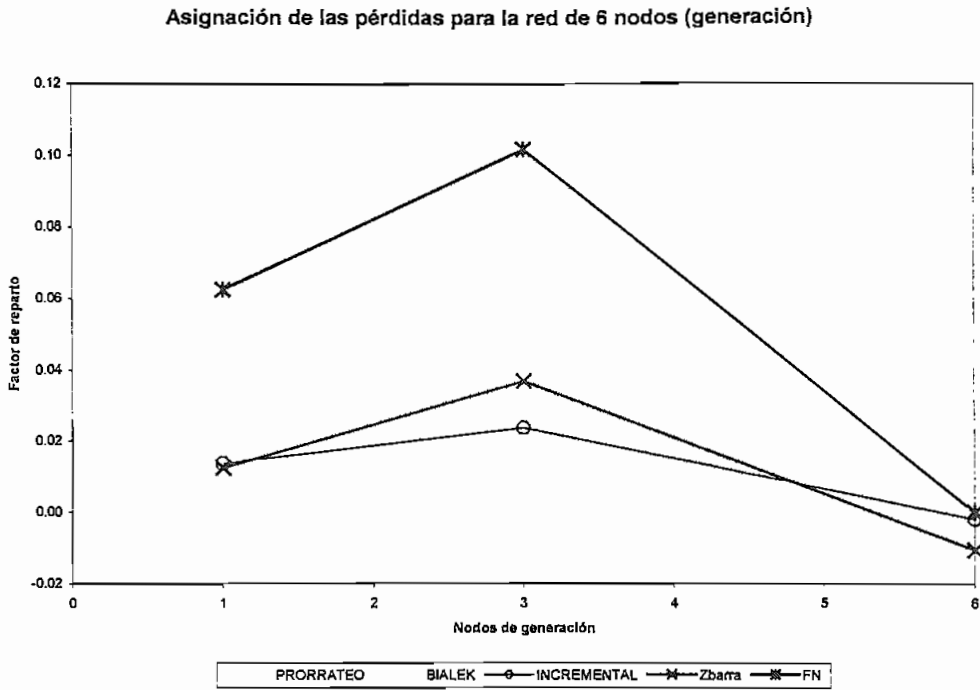


Fig. 4.7: Comparación de los factores de reparto (nodos de generación)

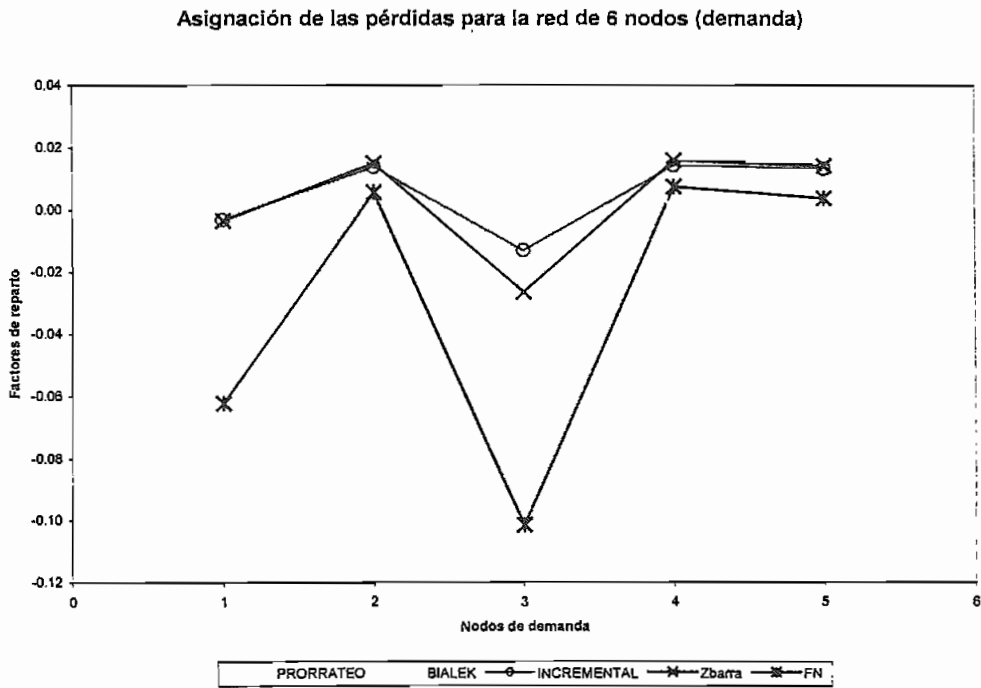


Fig. 4.8: Comparación de los factores de reparto (nodos de demanda)

Tabla 4.9: Factores de reparto de las pérdidas asignadas

NODO	PROCEDIMIENTO				
	PR	PS	ITL	Zbarra	FN
NODOS DE DEMANDA					
1	0.0107	0.0000	-0.0031	-0.0036	-0.0622
2	0.0107	0.0148	0.0139	0.0149	0.0056
3	0.0107	0.0000	-0.0130	-0.0265	-0.1017
4	0.0107	0.0041	0.0143	0.0157	0.0074
5	0.0107	0.0162	0.0134	0.0140	0.0037
NODOS DE GENERACIÓN					
1	0.0105	0.0100	0.0137	0.0123	0.06220
3	0.0105	0.0223	0.0236	0.0364	0.10168
6	0.0105	0.0016	-0.0018	-0.0106	0.00000

De igual manera, los factores de reparto de los métodos incremental y de reparto proporcional presentan comportamientos afines. El método incremental y el método de impedancias nodales presentan un factor de reparto negativo en el generador del nodo 6; lo cual representa una subvención; mientras que el factor de reparto con el modelo marginal es cero porque las pérdidas asignadas son nulas en el nodo slack.

En el caso de los nodos de demanda, se tiene de nuevo que los factores de reparto del método prorrata son constantes, y por tanto independientes de la ubicación en la red. Los factores de reparto del modelo marginal, y de los métodos incremental y de la matriz de impedancias nodales muestran comportamientos muy parecidos; penalizaciones en los nodos 2, 4 y 5; y subvenciones en los nodos 1 y 3. Contrario al comportamiento en los nodos de generación, los factores de reparto del modelo marginal son mucho menores que en el resto de métodos. El método de reparto proporcional presenta factores de reparto iguales a cero en aquellos nodos que las pérdidas asignadas son nulas y en la demanda del nodo 5 presenta un factor de reparto más penalizador que con el resto de métodos.

Con el fin de poder comparar las similitudes o diferencias en el comportamiento que presentan los diferentes métodos de asignación de pérdidas, se recurre a los coeficientes de correlación. El coeficiente de correlación entre dos métodos es una medida matemática de la semejanza en la asignación de las pérdidas que

hay entre dichos métodos. Si dicho coeficiente es 1, se tiene una correlación lineal tipo $y = ax + b$, de modo que ambos métodos realizan la misma asignación de pérdidas. Si el coeficiente es -1, se tiene una correlación lineal tipo $y = -ax + b$. Un coeficiente de correlación próximo o igual a cero indica que no existe un patrón de semejanza en el comportamiento de la asignación de pérdidas entre dos métodos.

Los coeficientes de correlación entre los métodos de asignación de pérdidas se muestran en las Tablas 4.10 y 4.11; y gráficamente en las Figuras 4.9 y 4.10.

Tabla 4.10: Coeficientes de correlación para los nodos de generación

METODO	PR	PS	ITL	Zbarra	FN
PR	1.0000	-0.3948	-0.6108	-0.5721	-0.5896
PS	-0.3948	1.0000	0.9686	0.9794	0.9748
ITL	-0.6108	0.9686	1.0000	0.9989	0.9997
Zbarra	-0.5721	0.9794	0.9989	1.0000	0.9998
FN	-0.5896	0.9748	0.9997	0.9998	1.0000

Tabla 4.11: Coeficientes de correlación para los nodos de demanda

METODO	PR	PS	ITL	Zbarra	FN
PR	1.0000	0.9318	0.9825	0.9816	0.8955
PS	0.9318	1.0000	0.8788	0.8556	0.7468
ITL	0.9825	0.8788	1.0000	0.9964	0.9627
Zbarra	0.9816	0.8556	0.9964	1.0000	0.9554
FN	0.8955	0.7468	0.9627	0.9554	1.0000

El primer hecho a tener en cuenta es que los coeficientes de correlación de los nodos de generación presentan valores más próximos a 1 que los coeficientes de correlación de los nodos de demanda, por lo que el comportamiento de los métodos de asignación de pérdidas en dichos nodos de demanda es más dispar.

Para los nodos de demanda, la mayor semejanza se encuentra entre el método incremental y el método de la matriz de impedancias nodales; y ambos en menor proporción con el método prorrata y el modelo marginal. En cambio, el método de reparto proporcional presenta bajos coeficientes de correlación con el resto de métodos lo que señala un comportamiento menos afín para asignar pérdidas.

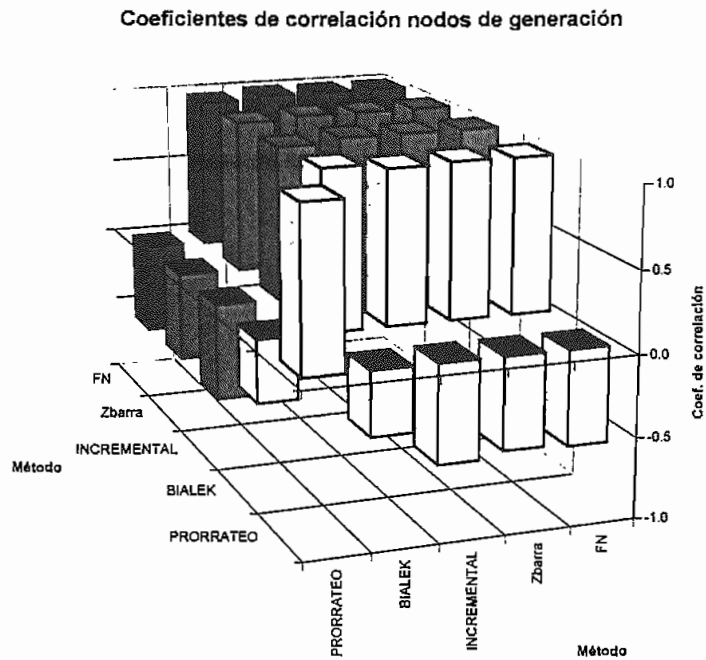


Fig. 4.9: Coeficientes de correlación de los métodos para generadores

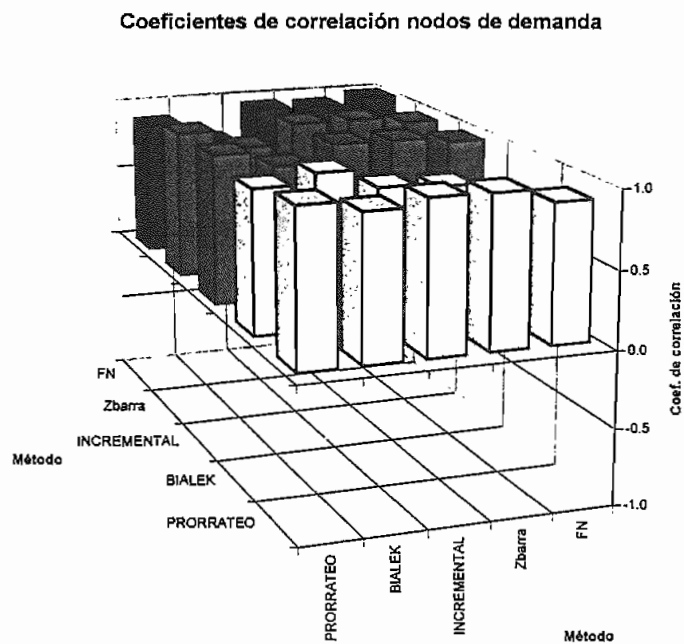


Fig. 4.10: Coeficientes de correlación de los métodos para generadores

Para los nodos de generación, el método incremental y el modelo marginal presentan un comportamiento semejante ya que ambos realizan consideraciones incrementales para la asignación de pérdidas. Estos métodos también presentan similitud con el método de la matriz de impedancias nodales, y en menor proporción con el método de reparto proporcional; mientras que el método prorratea presenta coeficientes de correlación negativos con respecto al resto de los métodos, lo que indica un comportamiento opuesto en la asignación de las pérdidas.

CAPÍTULO V

5. APLICACIÓN DE UN ALGORITMO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

5.1. INTRODUCCIÓN

En el capítulo anterior se realizó un análisis comparativo entre los cuatro métodos expuestos que permiten la asignación de las pérdidas del sistema de transmisión entre generadores y consumidores.

En este capítulo, se realiza la aplicación de un método cuyas características se ajusten mejor al mercado eléctrico ecuatoriano. Posteriormente, se efectúa una comparación con el modelo marginal aplicado actualmente.

La característica principal que debe presentar el algoritmo seleccionado es el permitir mantener un precio uniforme de la energía entre generadores y consumidores, tal como hace referencia la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

5.2. EVALUACIÓN COMPARATIVA

Como se mencionó en el capítulo 3, la valoración de la energía con costos marginales nodales se convierte en un mecanismo implícito de recaudación del costo de las pérdidas de transmisión; por lo tanto, los métodos de asignación de pérdidas no tienen aplicación en el mercado eléctrico ecuatoriano debido a la utilización del modelo marginal para la fijación de precios.

Sin embargo, tomando como referencia que la Ley de Régimen del Sector Eléctrico LRSE Capítulo VII Art. 46 señala:

Art. 46: ".....El Centro Nacional de Control de Energía comunicará a todos quienes intervengan en el mercado el precio de venta para cada período horario, sobre la base del costo económico marginal instantáneo de corto plazo y el cargo de potencia que corresponderá a los costos fijos de la central de generación

marginal, que resulte de la operación en tiempo real del sistema nacional interconectado. El precio así establecido será uniforme para todas las ventas realizadas durante el período de que se trate”.

Por lo tanto, si se considera que el precio de la energía tanto para generadores como consumidores debe ser uniforme, los algoritmos para asignación de pérdidas estudiados anteriormente pueden ser utilizados para este fin. No obstante, no es indiferente aplicar un método u otro, sino más bien es necesario aplicar el que permita conservar la condición de uniformidad prefijada con anterioridad.

De los cuatro métodos que se analizaron, el que mejor se adapta a esas condiciones es el denominado Prorrata PR, ya que al no tomar en cuenta la red e ignorar la posición relativa de los nodos en la misma, permite mantener un precio uniforme tanto para generadores como consumidores. Para demostrar esta característica especial del método prorrata se formula un despacho económico en el sistema de Garver utilizado en el capítulo anterior.

Para minimizar el costo total de producción del sistema, ante ausencia de limitaciones en la red de transporte, las unidades generadoras con menor costo variable de producción son cargadas al máximo y despachadas primero según orden de mérito; de esta forma el último generador despachado establece el costo marginal del sistema.

Tabla 5.1: Potencias unidades generadoras

NODOS DE GENERACIÓN			
NODO	POTENCIA GENERACIÓN (MW)	POTENCIA NOMINAL (MW)	COSTOS VARIABLES (\$/MWh)
1	200	200	20
3	250	250	35
6	326.23	400	50

En la Tabla 5.1, se muestran los costos variables, las potencias nominales y las potencias que se encuentran generando las unidades; todos esos elementos

constituyen el despacho económico para la red de Garver, donde el generador slack del nodo 6 es la unidad marginal.

En la Tabla 5.2 que se muestra a continuación, se detalla la potencia en los nodos de generación y demanda, las pérdidas asignadas con el método prorrata, la generación neta (generación menos la fracción de pérdidas asignadas), la demanda bruta (demanda más la fracción de pérdidas asignadas), la remuneración a los generadores, los pagos de las demandas y el denominado precio equivalente de los nodos de generación y demanda.

Para la remuneración a los generadores y el pago de las demandas solo se ha tomado en cuenta la generación neta y la demanda bruta respectivamente y que el costo marginal del sistema (50\$/MWh) es el mismo para todos los agentes, mientras que el precio equivalente relaciona la remuneración con la potencia de generación y los pagos con la potencia de demanda.

Este precio únicamente indica cuanto se les descuenta o añade en el precio por las pérdidas, considerando únicamente su potencia de generación y demanda respectivamente.

Tabla 5.2: Potencias, pagos, remuneración y precio equivalente

NODOS DE DEMANDA					
NODO	POTENCIA DEMANDA (MW)	POTENCIA PÉRDIDAS (MW)	DEMANDA BRUTA (MW)	PAGOS (\$)	PRECIO EQUIVALENTE (\$)
1	80	0.85	80.85	4042.71	50.53
2	240	2.56	242.56	12128.13	50.53
3	40	0.43	40.43	2021.36	50.53
4	160	1.71	161.71	8085.42	50.53
5	240	2.56	242.56	12128.13	50.53
TOTAL	760.00	8.12	768.12	38405.75	---
NODOS DE GENERACIÓN					
NODO	POTENCIA GENERACIÓN (MW)	POTENCIA PÉRDIDAS (MW)	GENERACIÓN NETA (MW)	COBROS (\$)	PRECIO EQUIVALENTE (\$)
1	200	2.09	197.91	9895.46	49.48
3	250	2.61	247.39	12369.32	49.48
6	326.23	3.41	322.82	16140.97	49.48
TOTAL	776.23	8.12	768.12	38405.75	---

Como se puede observar, el método prorrata permite mantener un precio uniforme para los nodos de demanda, del mismo modo que permite mantener otro precio uniforme para los nodos de generación, el cual es siempre menor respecto al precio en los nodos de demanda.

Otra forma de comprobar esta característica es a través de los factores de reparto (Capítulo 4, Fig. 4.7 y Fig. 4.8). Como se observa en las gráficas, el método prorrata al no tomar en cuenta la ubicación de los nodos en la red presenta factores constantes, de manera similar a la condición que se requiere en el precio.

Un punto digno de resaltar es que, los pagos de las demandas y los cobros de los generadores son los mismos, por lo tanto, no existe un excedente que se le entregue al sistema de transmisión.

Por consiguiente, el algoritmo de Prorrato es el que a continuación se va a aplicar en los escenarios de prueba descritos anteriormente.

Con el objetivo de realizar una comparación con el modelo marginal, los datos de generación y demanda empleados se encuentran a nivel de energía según las transacciones del MEM y corresponden a los publicados por la Dirección de Transacciones Comerciales DTC del CENACE.

5.3. ESCENARIOS DE PRUEBA

Con el objetivo de observar como cambian las pérdidas según el escenario hidrológico; se han escogido dos días que presentan similares condiciones de demanda cuyas características son las siguientes:

- **Escenario lluvioso: Lunes 15 de marzo 2004**

Los días con alta disponibilidad hidráulica presentan una elevada producción energética en las centrales hidroeléctricas (Fig. 5.1). El precio marginal de la energía es bajo, debido a que los costos de producción de los generadores hidroeléctricos son menores respecto al precio de los generadores térmicos.

Como la mayor producción de energía proviene de la central Hidropaute, el sistema de transmisión presenta pérdidas que oscilan entre el 3% y 5% de la generación total neta.

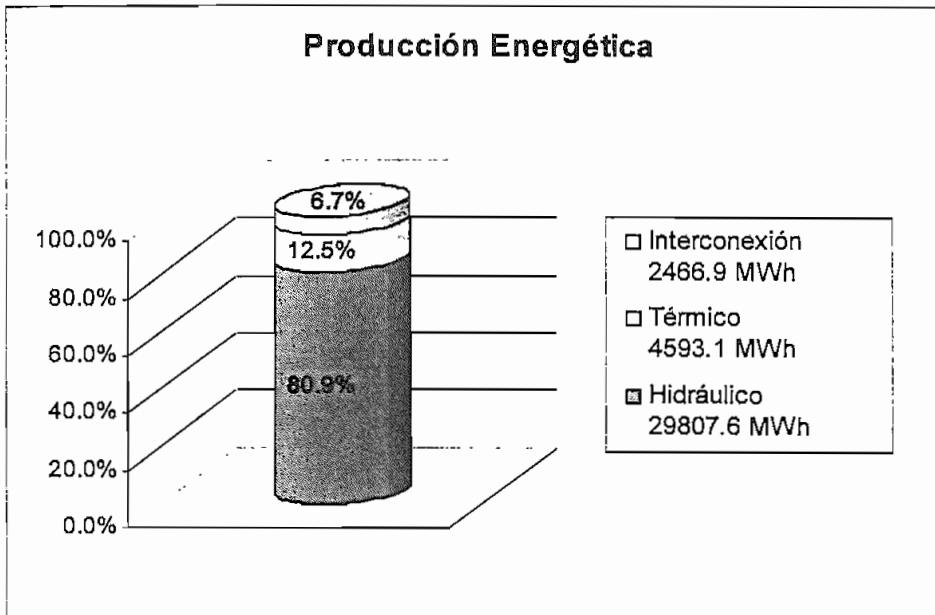


Fig. 5.2: Producción energética diaria

▪ **Escenario seco: Lunes 1 de marzo 2004**

En los días con baja disponibilidad hidráulica, los generadores hidroeléctricos tienen limitada su materia prima por lo que prevalece una alta producción energética térmica (Fig. 5.1). El precio marginal de la energía es superior en relación al precio de un escenario lluvioso, debido al ingreso de generación más cara a fin de poder abastecer la demanda.

Como resultado de esa generación localizada en todo el sistema, las pérdidas de la red de transmisión disminuyen al orden del 2% y 3% de la generación total neta.

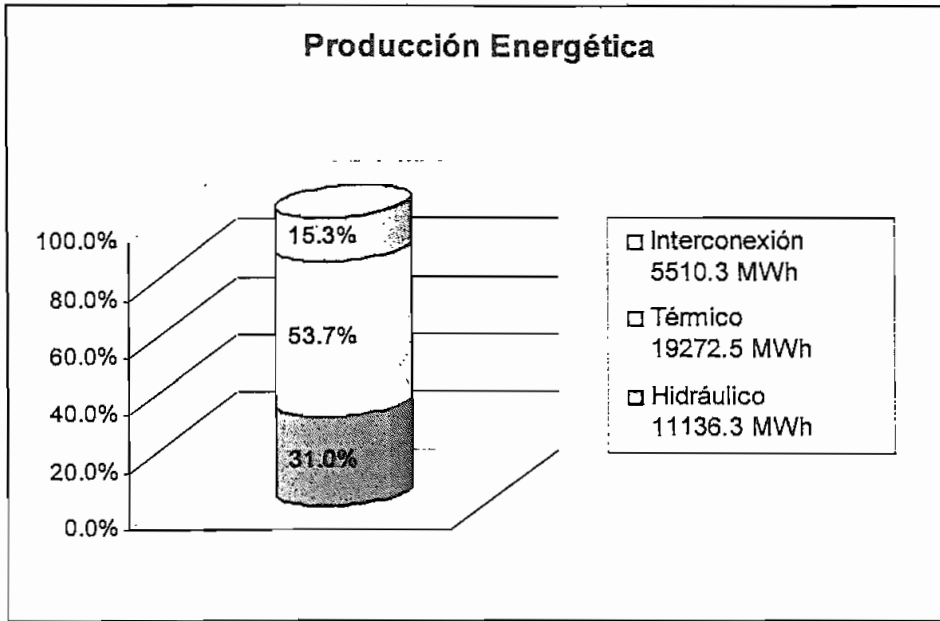


Fig. 5.2: Producción Energética

En el Anexo 3 se encuentran los Despachos Económicos correspondientes a los días antes descritos.

Para el cálculo de las pérdidas imputadas a través del modelo marginal se sigue el procedimiento descrito en el capítulo 4, es decir, utilizando únicamente la parte incremental de los factores de nodo. Mientras que para el cálculo de las pérdidas asignadas con el método de prorrateo solamente se toma en cuenta el nivel de generación y demanda.

En el Anexo 4 se encuentran los cálculos y los gráficos correspondientes de las pérdidas asignadas (en costo y en MW) con el modelo marginal y el método prorrateo en los dos escenarios hidrológicos, tanto a los nodos de demanda como a los nodos de generación.

En las Tablas 5.3 y 5.4 se muestran las pérdidas del sistema en los dos escenarios hidrológicos, en las diferentes condiciones de demanda son:

Tabla 5.3: Condiciones de generación y demanda - Escenario lluvioso

TOTAL (MW)	BASE	MEDIA	PUNTA
GENERACIÓN	1097.76	1636.13	2170.78
DEMANDA	1055.87	1582.68	2096.78
PÉRDIDAS	41.89	53.45	74.00
PÉRDIDAS (%)	3.82%	3.27%	3.41%

Tabla 5.4: Condiciones de generación y demanda - Escenario seco

TOTAL (MW)	BASE	MEDIA	PUNTA
GENERACIÓN	1060.10	1559.96	2042.03
DEMANDA	1034.02	1530.87	2090.09
PÉRDIDAS	26.08	29.08	48.06
PÉRDIDAS (%)	2.46%	1.86%	2.35%

En las Tablas 5.5, 5.6, 5.7 y 5.8, se encuentran las pérdidas imputadas en los dos escenarios hidrológicos tanto a generadores como a consumidores.

Similar al Capítulo 4, la notación empleada para hacer referencia de cada método es la siguiente:

- PR Método de Prorrateso
- FN Modelo Marginal (Factor de Nodo)

Tabla 5.5: Pérdidas asignadas (MW) nodos de generación
Escenario lluvioso

CENTRAL	BASE		MEDIA		PUNTA	
	FN	PR	FN	PR	FN	PR
NODOS DE GENERACIÓN						
HIDRO AGOYAN	9.64	2.92	12.29	2.53	8.88	2.66
ECUAPOWER	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G. AMBATO	-0.06	0.02	-0.09	0.02	-0.28	0.02
G. CENT. SUR	0.29	0.33	0.42	0.35	-0.08	0.58
G. EL ORO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G. ESMERALDAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G. MANABI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G. ELECTROECUADOR	-0.03	0.26	-0.43	0.45	-0.15	0.46
G. EMELNORTE	-0.26	0.07	-0.24	0.06	-0.81	0.10
G. QUITO	-0.25	0.15	-0.84	0.40	-6.10	1.16
G. REG. SUR	-0.03	0.02	-0.04	0.02	-0.62	0.11
G. RIOBAMBA	0.29	0.25	0.39	0.17	0.10	0.22
G. STA. ELENA	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.30	0.03
G. LOS RIOS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROQUIL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TERMOPICHINCHA	0.00	0.00	-0.06	0.06	-2.80	0.58
INTER. COLOMBIA	-0.08	0.06	-0.43	3.72	-10.57	3.66
MEXICO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G. MILAGRO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HIDROPAUTE	38.76	13.56	61.75	14.72	74.80	17.53
HIDRO PUCARA	1.90	1.06	2.57	0.91	0.66	0.95
G. STO. DMGO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROGUAYAS	0.04	1.49	-0.89	1.25	-0.36	4.33
TERMOESMERALDAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G. COTOPAXI	0.04	0.10	0.10	0.11	-0.19	0.11
G. BOLIVAR	0.01	0.01	0.02	0.01	0.00	0.01
ENERGYCORP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HIDRONACION	0.00	0.00	-2.17	0.66	-7.59	2.04
EMAAPO	-0.41	0.27	-0.21	0.23	-1.02	0.26
FAMILIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MACH. PWR.	-0.55	0.31	0.92	1.01	8.34	2.15
PBAGE1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ECOLUZ	-0.13	0.07	-0.13	0.06	-0.18	0.03
TOTAL	49.17	20.95	72.93	26.73	61.73	37.00

Tabla 5.6: Pérdidas asignadas (MW) nodos de demanda

Escenario lluvioso

DEMANDA	BASE		MEDIA		PUNTA	
	FN	PR	FN	PR	FN	PR
NODOS DE DEMANDA						
E.E. AMBATO	-0.31	0.58	-0.84	0.75	2.15	1.19
E.E. AZOGUES	-0.11	0.13	-0.09	0.07	0.02	0.15
E.E. BOLIVAR	-0.11	0.09	-0.16	0.08	-0.09	0.20
E.E. COTOPAXI	0.66	0.29	0.87	0.34	3.55	0.56
E.E. ESMERALDAS	2.29	0.56	2.62	0.55	10.38	0.88
E.E. LOS RIOS	0.37	0.37	0.38	0.40	1.63	0.67
E.E. MANABI	16.86	1.71	14.94	1.63	35.77	2.62
E.E. MILAGRO	-0.31	0.70	-1.78	0.70	-1.90	1.17
E.E. QUITO	6.13	3.92	6.37	6.41	33.81	8.55
E.E. CENT. SUR	-0.79	0.93	-1.38	1.18	0.25	1.81
E.E. REG. SUR	0.41	0.32	0.65	0.34	3.46	0.65
E.E. EL ORO	2.34	0.90	0.06	0.99	-2.76	1.38
E.E. RIOBAMBA	-0.31	0.28	-0.62	0.28	-0.28	0.63
E.E. STA. ELENA	2.44	0.62	2.81	0.57	6.80	0.87
E.E. STO. DMGO	0.78	0.48	0.67	0.51	3.93	0.89
E.E. EMELEC	0.81	5.60	6.92	8.24	5.17	9.80
E.E. EMELGUR	0.96	1.36	0.80	1.35	3.87	2.20
E.E. EMELNORTE	2.00	0.61	2.87	0.68	9.76	1.17
KIMBERLY	0.02	0.02	0.02	0.02	0.06	0.02
AGA	0.01	0.04	0.01	0.04	0.02	0.04
PAPELERA	-0.05	0.13	-0.08	0.11	-0.08	0.12
NIRSA	0.17	0.04	0.32	0.05	0.49	0.05
PICA	0.00	0.03	0.05	0.05	0.02	0.06
ADELCA	0.03	0.02	0.14	0.09	0.19	0.04
ACOSA	-0.02	0.05	-0.03	0.05	0.12	0.05
GUAPAN	-0.05	0.06	-0.02	0.01	0.00	0.01
LAFABRIL	0.42	0.04	0.36	0.04	0.61	0.04
EXPALSA	-0.01	0.04	-0.02	0.02	-0.02	0.02
CRM	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CRIDESA	0.01	0.05	0.01	0.04	0.03	0.04
NAVAL	0.00	0.04	0.03	0.06	0.00	0.04
CARTONERA	0.00	0.02	0.02	0.03	0.00	0.03
INTERAGUA	0.05	0.27	0.07	0.24	0.14	0.24
UNILEVER	0.01	0.03	0.01	0.04	0.03	0.04
ERCO	-0.03	0.03	-0.08	0.07	0.01	0.08
CARTOPEL	-0.05	0.06	-0.08	0.07	0.01	0.07
ENKADOR	0.07	0.04	0.05	0.03	0.19	0.04
PLASTICAUCHO	0.04	0.01	0.13	0.03	0.35	0.03
PLASTIGAMA	-0.01	0.03	-0.03	0.04	-0.02	0.04
PLASTICOS	0.00	0.03	0.03	0.03	0.01	0.03
PROMARISCO	0.00	0.01	-0.01	0.02	-0.01	0.02
PLASTIEMPAQUES	0.00	0.00	-0.02	0.02	-0.01	0.02
FISA	0.00	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03
ROCACEM LAT	-0.02	0.06	-0.04	0.06	0.14	0.06
CEDAL	0.00	0.00	-0.02	0.03	0.06	0.02
ITCNXCOL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GRAIMAN	-0.03	0.04	-0.05	0.04	0.01	0.05
PROVEFRUT	0.00	0.01	-0.01	0.02	0.05	0.02
EMPESEC	0.00	0.02	0.01	0.03	0.02	0.03
MOLINERA	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.01
CEM.CHIMB	-0.09	0.08	-0.16	0.07	-0.02	0.05
TEXTILES RB	-0.01	0.03	-0.01	0.02	0.06	0.02
EL CAFE	0.00	0.04	0.03	0.03	0.01	0.03
FABRIL GUAY	0.00	0.02	0.02	0.02	0.01	0.02
FAM. SANC.	-0.01	0.03	-0.01	0.01	0.05	0.02
ECUACERAMICA	-0.01	0.01	-0.05	0.02	-0.01	0.03
ITALPISOS	-0.01	0.02	-0.02	0.02	0.00	0.02
PRONACA	0.02	0.01	0.01	0.02	0.03	0.02
INCASA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	34.55	20.95	35.71	26.73	118.10	37.00

Tabla 5.7: Pérdidas asignadas (MW) nodos de generación
Escenario seco

CENTRAL	BASE		MEDIA		PUNTA	
	FN	PR	FN	PR	FN	PR
NODOS DE GENERACION						
HIDRO AGOYAN	0.38	0.44	1.67	0.72	6.49	1.78
ECUAPOWER	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G. AMBATO	0.00	0.00	-0.03	0.00	-0.05	0.00
G. CENT. SUR	-0.54	0.31	-0.71	0.24	-1.54	0.46
G. EL ORO	0.00	0.00	0.25	0.04	0.08	0.05
G. ESMERALDAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G. MANABI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G. ELECTROECUADOR	0.58	0.38	1.24	0.68	1.50	0.82
G. EMELNORTE	-0.07	0.02	-0.29	0.04	-1.03	0.12
G. QUITO	-0.04	0.10	-2.09	0.47	-6.14	1.09
G. REG. SUR	-0.07	0.01	-0.16	0.02	-0.84	0.08
G. RIOBAMBA	0.03	0.13	-0.01	0.11	-0.10	0.14
G. STA. ELENA	0.00	0.00	-0.13	0.01	-0.34	0.02
G. LOS RÍOS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROQUIL	0.00	0.00	9.91	1.54	9.31	1.87
TERMOPICHINCHA	-0.12	0.37	-1.04	0.23	-2.01	0.40
INTER. COLOMBIA	3.42	2.82	-3.20	2.13	-8.16	2.49
MEXICO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G. MILAGRO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HIDROPAUTE	0.98	1.62	4.51	2.64	14.26	5.74
HIDRO PUCARA	0.00	0.00	0.55	0.52	0.33	0.64
G. STO. DMGO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROGUAYAS	5.19	3.16	4.70	2.39	8.64	4.01
TERMOESMERALDAS	20.54	1.49	16.51	1.12	10.36	1.39
G. COTOPAXI	-0.02	0.02	-0.03	0.02	-0.16	0.07
G. BOLIVAR	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01
ENERGYCORP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HIDRONACION	-1.79	0.50	-2.50	0.37	-7.20	1.25
EMAAPQ	0.02	0.08	-0.17	0.06	-0.46	0.11
FAMILIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MACH. PWR.	13.60	1.58	11.09	1.18	7.54	1.46
PBAGE1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ECOLUZ	-0.01	0.01	-0.03	0.01	-0.13	0.02
TOTAL	42.08	13.04	40.04	14.54	30.37	24.03

Tabla 5.8: Pérdidas asignadas (MW) nodos de demanda

Escenario seco

DEMANDA	BASE		MEDIA		PUNTA	
	FN	PR	FN	PR	FN	PR
NODOS DE DEMANDA						
E.E. AMBATO	0.13	0.39	0.54	0.43	1.38	0.79
E.E. AZOGUES	0.08	0.04	0.12	0.04	0.32	0.10
E.E. BOLIVAR	-0.01	0.06	0.00	0.04	0.09	0.13
E.E. COTOPAXI	0.36	0.19	0.89	0.20	2.29	0.38
E.E. ESMERALDAS	-4.23	0.34	-3.91	0.30	-3.11	0.56
E.E. LOS RIOS	0.52	0.25	0.72	0.22	1.71	0.41
E.E. MANABI	13.15	1.11	17.23	0.90	37.31	1.70
E.E. MILAGRO	0.04	0.42	-1.18	0.37	-1.08	0.73
E.E. QUITO	-1.21	2.46	10.45	3.57	24.14	5.66
E.E. CENT. SUR	1.04	0.60	1.90	0.65	3.93	1.20
E.E. REG. SUR	1.04	0.21	1.49	0.19	4.64	0.44
E.E. EL ORO	-3.75	0.55	-3.57	0.55	-1.67	0.93
E.E. RIOBAMBA	-0.04	0.18	0.02	0.16	0.29	0.43
E.E. STA. ELENA	2.06	0.42	1.50	0.33	6.05	0.62
E.E. STO. DMGO	-0.20	0.30	0.44	0.28	1.87	0.57
E.E. EMELEC	-2.87	3.40	-3.45	4.34	-4.84	6.14
E.E. EMELGUR	0.69	0.84	1.28	0.73	3.69	1.40
E.E. EMELNORTE	0.99	0.39	2.82	0.37	6.70	0.79
KIMBERLY	0.02	0.01	0.03	0.01	0.03	0.01
AGA	0.01	0.03	0.01	0.02	0.02	0.03
PAPELERA	0.01	0.08	0.01	0.04	0.02	0.08
NIRSA	0.15	0.02	0.23	0.03	0.48	0.03
PICA	-0.02	0.02	-0.05	0.03	-0.07	0.04
ADELCA	0.00	0.01	0.14	0.03	0.14	0.02
ACOSA	0.05	0.04	0.06	0.03	0.10	0.03
GUAPAN	0.00	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00
LAFABRIL	0.23	0.02	0.34	0.02	0.52	0.02
EXPALSA	0.00	0.01	0.00	0.02	0.01	0.03
CRM	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CRIDESA	0.01	0.03	0.01	0.02	0.02	0.03
NAVAL	-0.03	0.02	-0.07	0.03	-0.06	0.03
CARTONERA	-0.02	0.01	-0.04	0.02	-0.05	0.02
INTERAGUA	0.06	0.17	0.08	0.14	0.13	0.16
UNILEVER	0.01	0.02	0.02	0.03	0.02	0.03
ERCO	0.03	0.02	0.09	0.03	0.12	0.04
CARTOPEL	0.07	0.04	0.10	0.03	0.13	0.04
ENKADOR	0.01	0.03	0.08	0.02	0.13	0.02
PLASTICAUCHO	0.02	0.01	0.14	0.02	0.19	0.02
PLASTIGAMA	0.00	0.02	0.00	0.02	0.01	0.02
PLASTICOS	-0.03	0.02	-0.03	0.01	-0.03	0.02
PROMARISCO	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01
PLASTIEMPAQUES	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.01
FISA	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02
ROCACEM LAT	0.05	0.04	0.09	0.04	0.14	0.04
CEDAL	0.00	0.00	0.03	0.01	0.05	0.02
ITCNXCOL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GRAIMAN	0.05	0.03	0.06	0.02	0.10	0.03
PROVEFRUT	0.01	0.01	0.03	0.01	0.05	0.02
EMPESEC	0.00	0.01	0.01	0.02	0.01	0.02
MOLINERA	0.00	0.00	-0.02	0.01	-0.01	0.01
CEM.CHIMB	-0.01	0.03	0.00	0.02	0.02	0.03
TEXTILES RB	0.02	0.02	0.03	0.01	0.05	0.02
EL CAFÉ	-0.03	0.02	-0.03	0.02	-0.04	0.02
FABRIL GUAY	-0.02	0.01	-0.02	0.01	-0.02	0.01
FAM. SANC.	0.06	0.05	0.05	0.02	0.11	0.03
ECUACERAMICA	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.02
ITALPISOS	0.02	0.01	0.03	0.01	0.03	0.01
PRONACA	0.01	0.01	0.03	0.01	0.03	0.01
INCASA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	8.54	13.04	28.78	14.54	86.13	24.03

5.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En las Tablas 5.9 y 5.10, y en las Fig. 5.3 y 5.4 se observa claramente como las pérdidas asignadas por el modelo marginal duplican aproximadamente las pérdidas totales del sistema.

Tabla 5.9: Total de Pérdidas asignadas - Escenario lluvioso

PÉRDIDAS ASIGNADAS	BASE		MEDIA		PUNTA	
	FN	PR	FN	PR	FN	PR
GENERACIÓN	49.17	20.95	72.93	26.73	61.73	37.00
DEMANDA	34.55	20.95	35.71	26.73	118.10	37.00
TOTAL	83.72	41.89	108.65	53.45	179.82	74.00

Tabla 5.10: Total de Pérdidas asignadas - Escenario seco

PÉRDIDAS ASIGNADAS	BASE		MEDIA		PUNTA	
	FN	PR	FN	PR	FN	PR
GENERACIÓN	42.08	13.04	40.04	14.54	30.37	24.03
DEMANDA	8.54	13.04	28.78	14.54	86.13	24.03
TOTAL	50.62	26.08	68.82	29.08	116.50	48.06

Para el análisis de resultados, en primer lugar se ha considerado las pérdidas imputadas en los nodos de demanda, y posteriormente la asignación realizada en los nodos de generación.

Los nodos de demanda en los dos escenarios hidrológicos, presentan valores muy similares de pérdidas asignadas con el método prorrata, ya que los escenarios de demanda son similares y este método solo toma en cuenta el nivel de carga; las ligeras diferencias son consecuencia del distinto nivel de pérdidas entre los escenarios hidrológicos, por esta razón las pérdidas asignadas en el escenario lluvioso son superiores.

Sin embargo, a pesar de la similar condición de demanda el modelo marginal asigna pérdidas muy diferentes en los dos escenarios hidrológicos, esto es resultado de la diferente distribución de la generación en la red lo que produce que los factores de nodo también sufran alteraciones.

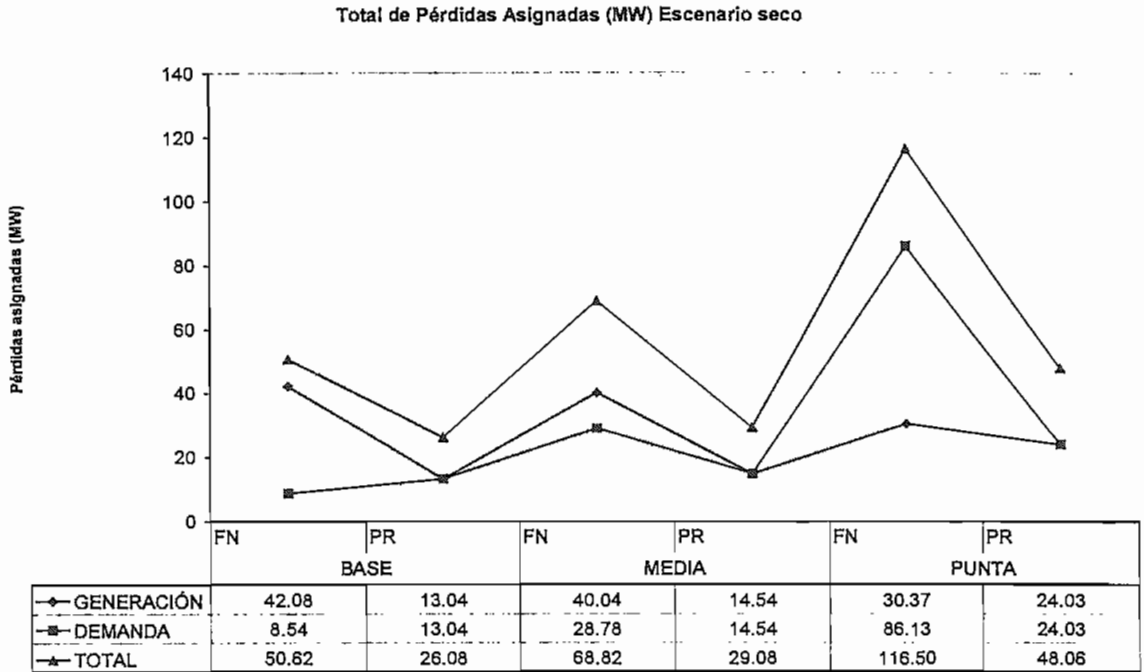


Fig. 5.3: Total pérdidas asignadas – Escenario seco

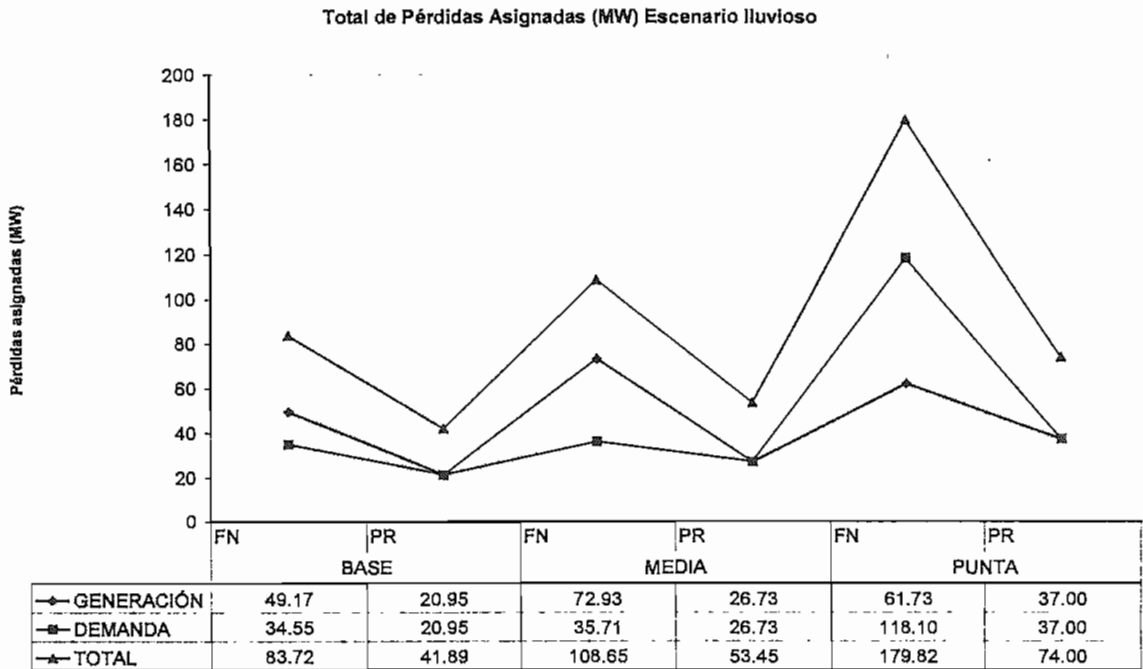


Fig. 5.4: Total pérdidas asignadas - Escenario lluvioso

En general, en los nodos de demanda los factores de nodo son mayores a 1, sin embargo se debe tomar en cuenta que puede existir en un mismo nodo generación y demanda, con lo cual el valor del factor de nodo depende de cual agente es más preponderante. Por lo tanto en aquellos nodos de demanda cuyo factor de nodo es menor a 1, se puede interpretar como una asignación de pérdidas negativas o subvención con el modelo marginal, algo que no ocurre con el método prorratea ya que el algoritmo solo permite la asignación positiva de pérdidas.

En los nodos de demanda, las pérdidas asignadas con el método prorratea están en función del nivel de carga y no toman en cuenta la ubicación del nodo en la red ni la distribución de la generación en el sistema; por este motivo, las empresas distribuidoras de mayor consumo (E.E.EMELEC y E.E.QUITO) se encuentran fuertemente sancionadas en los dos escenarios hidrológicos por tratarse de condiciones similares de carga. Las asignaciones son mayores en el escenario lluvioso, producto del mayor nivel de pérdidas respecto al escenario seco.

Por otro lado, la asignación de pérdidas a través del modelo marginal, a pesar de las condiciones similares de carga, sí toma en cuenta la distribución de la generación en el sistema producto de los diferentes escenarios hidrológicos.

Resultado de esa dependencia, existen nodos de demanda que en un mismo escenario hidrológico presentan subvenciones en determinados momentos (E.E.QUITO – Escenario seco Demanda Base) y asignaciones positivas en otros períodos (E.E.QUITO – Escenario seco Demanda Media y Punta), lo cual expresa un comportamiento no uniforme.

De manera similar, este comportamiento no uniforme en los nodos de demanda se puede presentar en los dos escenarios hidrológicos; es decir, la presencia de subvenciones en un escenario y asignaciones positivas en el otro. (E.E.EMELEC y E.E.ESMERALDAS).

las centrales hidroeléctricas; al contrario, son varias centrales predominantemente térmicas las que abastecen la demanda.

Así, el método prorratea asigna pérdidas similares y en mayor proporción a las centrales de producción importante (ELECTROQUIL, ELECTROGUAYAS, HIDROPAUTE e INTERCONEXIÓN) y en menor proporción a las centrales de menor producción (TERMOESMERALDAS y MACHALA POWER). En cambio, la presencia de subvenciones (HIDRONACIÓN e INTERCONEXIÓN) con el modelo marginal ocasiona fuertes sanciones a centrales pobremente ubicadas en la red (bajo factor de nodo) a pesar de no existir una central cuya generación sobresalga del resto (ELECTROQUIL, HIDROPAUTE, TERMOESMERALDAS y MACHALA POWER).

La dependencia con la forma en la cual se encuentra distribuida la generación y flujos en el sistema para la asignación de pérdidas en el modelo marginal, ocasiona que en determinados períodos ciertas centrales presenten asignaciones positivas (INTERCONEXIÓN – Demanda Media y Punta) y subvenciones en otros momentos (INTERCONEXIÓN – Demanda Base).

Cabe mencionar, que la denominada Barra de Mercado (S/E Pascuales 230kV), es la barra usada como referencia para la determinación de los factores de nodo, tal como hace detalle el Art. 12 del Reglamento Sustitutivo para el Funcionamiento del MEM.

Como era de esperar, la asignación de pérdidas en el método prorratea está en función del nivel de generación y demanda, mientras que el modelo marginal toma en cuenta la distribución de generación y flujos en el sistema,

El método prorratea asigna pérdidas considerables a las demandas y generadores de mayor consumo y producción respectivamente; contrario al modelo marginal, que permite la presencia de subvenciones y penaliza fuertemente a los nodos pobremente posicionados en la red.

Debido a la asignación de pérdidas negativas o subvenciones que se producen en el modelo marginal, las demandas restantes son fuertemente sancionadas superando inclusive el total de pérdidas asignadas (E.E.MANABÍ – Escenario seco Demanda Base).

Si bien el método prorrata imputa mayores pérdidas a los nodos de mayor consumo; el modelo marginal asigna pérdidas considerables a aquellos nodos pobremente posicionados en el sistema (alto factor de nodo) de manera conjunta con su nivel de carga (E.E.MANABI, E.E.QUITO y E.E.STA ELENA).

Para los nodos de generación, contrario al comportamiento en los nodos de demanda, los factores de nodo son en general mayores a 1. Pero tomando en cuenta lo mencionado anteriormente, es decir, que en un mismo nodo puede existir generación y demanda, el valor del factor de nodo dependerá del agente predominante. Por lo tanto, se puede interpretar como una subvención en aquellos nodos de generación cuyo factor sea superior a 1.

Para la asignación de pérdidas con el método prorrata en los nodos de generación los escenarios hidrológicos sí tienen influencia, contrario a lo ocurrido en los nodos de demanda.

Para el período lluvioso se tiene que el método prorrata, como es su característica, asigna pérdidas en función del nivel de generación, por lo tanto la central más sancionada es HIDROPAUTE, y en menor proporción las centrales con producción importante como HIDROAGOYÁN, ELECTROGUAYAS y la INTERCONEXIÓN. Por otra parte, las subvenciones que se producen en el modelo marginal provocan fuertes penalizaciones en centrales como HIDROPAUTE, HIDROAGOYÁN y MACHALA POWER; unidades caracterizadas por bajos factores de nodo, superando incluso el total de pérdidas asignadas (HIDROPAUTE - Escenario lluvioso Demanda Media y Punta).

El análisis de los nodos de generación en el escenario seco es mucho más complejo, ya que la mayor producción energética no proviene exclusivamente de

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. INTRODUCCIÓN

En esta última parte del proyecto de titulación se hace un balance de los retos abordados, así como de los resultados y las conclusiones obtenidas.

Con respecto a la propuesta del proyecto, se han cumplido los objetivos planteados. En ese sentido, se han presentado una serie de métodos para asignar las pérdidas del sistema, proponiendo la aplicación de uno específico cuyas características se acoplan a la estructura del mercado ecuatoriano.

6.2. CONTRIBUCIONES

En el presente proyecto se ha estudiado el modelo marginal para el manejo económico del mercado, el cual conlleva a la utilización de costos marginales para valorar la energía en cada barra del sistema. Este modelo se constituye como una herramienta eficiente para el manejo económico del mercado, y una guía para el comportamiento de consumidores y productores.

La utilización de estos costos marginales constituye un mecanismo implícito de recaudación del costo de las pérdidas de transmisión.

En el presente proyecto de titulación, se han planteado una serie de nuevos métodos para la asignación de las pérdidas del sistema de transmisión entre los agentes de un mercado eléctrico.

6.3. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

- Los costos marginales se obtienen como un subproducto del proceso de optimización del despacho económico. La aplicación de estos costos marginales para valoración de la energía se convierte en un mecanismo implícito de recaudación del costo de las pérdidas de transmisión, por lo tanto, en el modelo marginal para determinación de precios las estrategias de asignación de pérdidas no tienen aplicación.
- De la aplicación de costos marginales, se obtiene automáticamente un ingreso para el sistema de transmisión, que se denomina remuneración variable de transporte RVT. Este ingreso es resultado de la diferencia entre el pago de la demanda y la remuneración de la generación. Numéricamente, la remuneración marginalista del transporte resulta ser aproximadamente el valor de las pérdidas totales del sistema valoradas a costo marginal, pero no constituye un pago por las pérdidas del sistema. Esta excedente es efecto de remunerar alrededor de dos veces las pérdidas del sistema, ya que las pérdidas marginales son dos veces las pérdidas promedio.
- La asignación de pérdidas es un procedimiento toma las pérdidas del sistema de transmisión y las divide en fracciones, para que su costo sea responsabilidad de cada generador y consumidor. Por lo tanto, es un mecanismo económico que no interviene con la operación física del mercado.
- Los métodos para la asignación de pérdidas del sistema de transmisión tienen un comportamiento más uniforme en los nodos de generación que en los nodos de demanda.
- Todos los métodos de asignación de pérdidas exigen a generadores y consumidores establecer un previo acuerdo sobre la proporción en la que las pérdidas van a ser repartidas entre ambos, lo cual introduce un grado de arbitrariedad.

- El método prorrata al no tomar en cuenta la red ni la ubicación relativa de los nodos en la misma presenta factores de reparto constantes, lo que permite mantener un precio uniforme tanto para los nodos de generación como para los nodos de demanda. Este precio es superior en los nodos de demanda con respecto al precio en los nodos de generación. El resto de métodos no permite mantener precios uniformes ya que al tomar en cuenta la red presentan factores de reparto dependientes del nodo.
- El comportamiento del método prorrata para la asignación de pérdidas en los nodos de generación es contrario a los demás métodos, de forma que los generadores más sancionados con este método son los menos penalizados por el resto de métodos, y viceversa.
- De manera análoga con el modelo marginal; el método incremental expuesto asigna el doble de pérdidas del sistema, producto de que las pérdidas marginales son dos veces las pérdidas promedio.
- El método prorrata y el método de reparto proporcional según el flujo no permiten la existencia de subvenciones (asignación de pérdidas negativas), al contrario de lo que sucede con el modelo marginal y los métodos Zbarra e incremental.
- En el modelo marginal, las subvenciones o asignación de pérdidas negativas son el resultado de tener factores de nodo menores a 1 en las barras de demanda y factores de nodo superiores a 1 en las barra de generación.
- De los métodos expuestos, únicamente la asignación que realiza el método incremental tiene relación con la ubicación del nodo slack ya que los factores de nodo, denominados coeficientes alfa, dependen de la elección de esta barra. La forma en la cual este método elimina esta dependencia es a través de una barra slack distribuida. Para el resto de métodos no es importante la posición de este nodo, ya que los parámetros que utilizan para la asignación sufren variaciones muy pequeñas al cambiar la ubicación del nodo slack.

- La asignación que se realiza con el modelo marginal depende de la ubicación del nodo slack ya que los factores de nodo dependen de la elección de esta barra; aunque el precio nodal completo no depende de dicha elección.
- Debido a la presencia de subvenciones, el modelo marginal y los métodos Zbarra e incremental pueden asignar pérdidas que superen el total de las pérdidas del sistema a nodos mal posicionados en la red. El resto de los métodos realizan una asignación más distribuida.
- Al aplicar cualquier método de los expuestos para asignación de pérdidas, existe igualdad entre los pagos de las demandas y los cobros de los generadores, y por lo tanto la remuneración variable de transporte que recibe el sistema de transmisión es nula. Sin embargo, no existe déficit en sus ingresos, ya que si bien deja de recibir un porcentaje por su cargo variable, los cargos fijos cubrirán la totalidad de sus ingresos.
- La asignación de pérdidas es un problema complejo que aún se encuentra abierto a discusión, ya que ninguna metodología ha sido plenamente aceptada y/o aplicada, así como tampoco considerada como justa y no discriminatoria por los mercados eléctricos.

BIBLIOGRAFÍA

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] F. Galiana; A. Conejo; I. Kochar; Incremental transmission loss allocation under pool dispatch; IEEE Transactions on Power Systems; Vol 17; Febrero 2002.
- [2] A. Conejo; J.M. Arroyo; N. Alguacil; A.L. Guijarro; Transmission loss allocation: A comparison of different practical algorithms; IEEE Transactions on Power Systems; Vol 17; Agosto 2002.
- [3] F. Galiana; A. Conejo; I. Kockar; Z-bus loss allocation; IEEE Transactions on Power Systems; Vol 16; Febrero 2001.
- [4] J. W. Bialek; Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access; IEEE Transactions on Power Systems; Vol 12; Agosto 1997.
- [5] A. Gómez; J. M. Riquelme; T. Gonzáles; E. Ruiz; Fair allocation of transmission power losses; IEEE Transactions on Power Systems; Vol 15; Febrero 2000.
- [6] A. Gómez; J. M. Riquelme; Discussion of Z-Bus loss allocation; IEEE Transactions on Power Systems; Vol 17; Mayo 2002.
- [7] A. Conejo; N. Alguacil; G. Fernández-Ruiz; Allocation of the cost of transmission losses using a radial equivalent network; IEEE Transactions on Power Systems; Vol 18; Noviembre 2003.
- [8] C. Unsihuay; O. Saavedra; Métodos para la asignación de pérdidas de transmisión en mercados eléctricos competitivos; Congreso brasilero de automatica; Septiembre 2002.

- [9] G. Argüello; Sistema nodal para la determinación de precios marginales en mercados eléctricos mayoristas; CENACE, 1998.
- [10] P. Cuervo; F.D. Galiana; Transmission loss allocation under combined pool and bilateral operation; Revista Controle & Automacao; Vol. 14; Julio, Agosto y Septiembre 2003.
- [11] F.J. Rubio Oderiz; J.I. Pérez Arriaga; Estudio teórico de la remuneración marginalista de la red de transporte; Jornadas Luso Españolas de Ingeniería Eléctrica; Vol. 3; Portugal; Julio 1999.
- [12] F.L. Perán; J.I. Pérez Arriaga; Asignación de pérdidas de transporte entre los sistemas eléctricos de un mercado regional; Instituto de Investigación Tecnológica Universidad Pontificia Comillas; España.
- [13] L. Liu; Tabors Caramanis & Associates; The importance of marginal loss pricing in an Regional Transmission Organizations RTO environment; Cambridge Energy Solutions.
- [14] Tabors Caramanis & Associates; A proposal for a market-based mechanism for allocation of the surplus revenues from the calculation and charging of marginal losses; Cambridge Energy Solutions.
- [15] F.J. Rubio Oderiz; Metodología de asignación de costes de la red en un contexto de regulación abierta a la competencia; Tesis doctoral Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Mayo 1999.
- [16] J.M. Zolezzi; Asignación de costos de transmisión vía juegos cooperativos y formación de coaliciones; Tesis doctoral Pontificia Universidad Católica de Chile; 2002.

- [17] F.J. Evans; Asignación de costos en la expansión del sistema de transmisión mediante teoría de juegos cooperativos: Aproximación del Kernel; Tesis de maestría Pontificia Universidad Católica de Chile; 2002.

- [18] E.M. Cura; Tarifación de sistemas de transmisión eléctrica: Evaluación de metodologías de asignación de cargos complementarios; Tesis de maestría Pontificia Universidad Católica de Chile; 1998.

- [19] F.J. Danitz; Métodos de asignación de peajes de los sistemas de transmisión eléctrica según el uso de la red; Tesis de ingeniería Pontificia Universidad Católica de Chile; 2001.

- [20] Universidad Nacional de San Juan Argentina; Estudios de confiabilidad y reserva en mercados competitivos: El problema del transporte en mercados desregulados; Noviembre 2000.

- [21] M. Ilic; F. Galiana; L. Fink; Power systems restructuring: Engineering and economics; Editorial Kluwer Academic Publishers; 2da Edición; USA; 2000.

- [22] Stevens Stoft; Power system economics; Pág. 5; Febrero 2002.

- [23] G. Salazar; Factores de nodo del S.N.I. Métodos y análisis de sensibilidad; Tesis de ingeniería Escuela Politécnica Nacional de Ecuador; Abril 2000.

- [24] R. Padilla, Cargo variable de transmisión y su influencia en la expansión del S.N.I.; Tesis de ingeniería Escuela Politécnica Nacional de Ecuador; Abril 2001.

- [25] G. Argüello; Seminario internacional de Mercados de Energía Operación, Administración y Regulación: Experiencias en la Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Ecuatoriano; Colombia, Junio 2001.

- [26] Página Web del Operador del Mercado Eléctrico de Ecuador
<http://www.cenace.org.ec>
- [27] Página Web del Organismo Regulador del Sector Eléctrico de Ecuador
<http://www.conelec.gov.ec>
- [28] Ley de Régimen del Sector Eléctrico (Abril, 2001)
- [29] Reglamento Sustitutivo para el funcionamiento del MEM (Abril 08/2003)
- [30] PowerWorld, "Simulator 9.0". PowerWorld Corporations

ANEXOS

ANEXO No. 01

DESPACHO ECONÓMICO

“Si un sistema de potencia consta de N_g unidades de generación para abastecer una demanda total P_D a través de la red de transporte, existirán pérdidas P_L , las cuales son función de las potencias de generación y de demanda del sistema. El despacho económico consiste en determinar las potencias de generación de las N_g unidades que satisfagan la demanda P_D al mínimo costo de producción. El costo de producción de cada generador está determinado por su curva de entrada-salida. El costo total del sistema es obviamente la suma de los costos de producción de cada unidad $f_{i(P_{G_i})}$.

Matemáticamente, el problema de despacho consiste en minimizar la función objetivo FT que es el costo total de producción, es decir:

$$\text{Minimizar:} \quad FT = f_1 + f_2 + \dots + f_n = \sum_{i=1}^{N_g} f_{i(P_{G_i})}$$

Sujeto a:

$$\text{Restricción de balance:} \quad \sum_{i=1}^n P_{G_i} - P_D - P_L = 0$$

$$\text{Restricción de generación:} \quad P_{i,\min} \leq P_{G_i} \leq P_{i,\max}$$

La solución del problema se obtiene al resolver el siguiente sistema de ecuaciones denominadas **ecuaciones de coordinación** obtenidas a su vez de la derivación de la función de Lagrange $L = FT + \lambda\phi$:

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

$$\sum_{i=1}^n P_{G_i} - P_D - P_L = 0$$
(A1.1)

Al resolver el sistema de ecuaciones se obtiene el valor de λ y lo que además deben estar dentro de sus límites. Las siguientes expresiones se definen como:

$\frac{df_i}{dP_{g_i}}$	Costo marginal del generador i
$\frac{\partial P_L}{\partial P_{g_i}}$	Pérdidas marginales de transmisión debido al generador
λ	Costo marginal del sistema
$\beta_i = \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{g_i}} \right)$	Factor de nodo del generador i

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

$$\frac{df_i}{dP_{g_i}} \frac{1}{\left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{g_i}} \right)} = \lambda$$
(A1.2)

Lo que es igual a:

$$\frac{df_i}{dP_{g_i}} \frac{1}{\beta_i} = \lambda \quad (\text{A1.3})$$

Es decir, los costos marginales de generación divididos para su factor de nodo deben ser iguales en el punto económico. Cuando las funciones de costo son lineales todas las unidades se les carga a su máximo según el orden de mérito de la ecuación (A1.3), siendo la última unidad despachada la que establece el costo marginal del sistema.

Cuando no se considera el sistema de transmisión, es decir un sistema sin pérdidas, todos los factores nodales serían iguales a 1. El efecto de incluir el sistema de transmisión y por tanto de las pérdidas marginales de transmisión, determina que los costos marginales varíen en cada nodo o barra de la red. Efectivamente, si se ha determinado el costo marginal del sistema de acuerdo con (A1.3) la relación de costos entre cualesquier dos barras p y q del sistema es:

$$\frac{df_p}{dP_p} \frac{1}{\beta_p} = \frac{df_q}{dP_q} \frac{1}{\beta_q} = \lambda \quad (\text{A1.4})$$

Donde β_p y β_q son los factores nodales de las barras p y q respectivamente y, df_p/dP_p y df_q/dP_q son los precios marginales nodales de p y q . No necesariamente p o q o ambos deben ser nodos de generación, es decir es cualquier nodo de la red de transmisión. La expresión (A1.4) es de gran importancia pues establece el precio marginal de la energía en cualquier nodo p del sistema dado por:

$$\frac{df_p}{dP_p} = \lambda \beta_p = \rho_p \quad (\text{A1.5})$$

Por lo tanto, el precio nodal de energía está dado por el producto del costo marginal del sistema multiplicado por el correspondiente factor de nodo, y se obtiene como un subproducto del proceso de optimización del despacho económico.” [10]

ANEXO No. 02

REMUNERACIÓN VARIABLE AL TRANSMISOR

Si el sistema de transmisión tuviese una red ideal, sin pérdidas ni limitaciones; para cualquier instante los precios nodales serían los mismos en todas las barras del sistema, por lo que no existiría una distinción espacial de precios. La aplicación de costos marginales para valorar la energía en cada nodo provoca diferentes precios en todas las barras del sistema. [10]

Como resultado de esta diferenciación espacial se produce automáticamente un ingreso, que se obtiene producto de la diferencia entre el pago de la demanda y la remuneración de la generación.

Generalmente, este excedente lo recibe el sistema de transmisión; como es el caso en el mercado eléctrico del Ecuador, donde se lo denomina Remuneración Variable al Transmisor (RVT).

$$RVT = \sum_k \rho_k (dem_k - gen_k) \quad (A2.1)$$

Donde:

- k Cada uno de los nodos del sistema
- ρ_k Precio nodal en el nodo k
- dem_k Demanda en el nodo k
- gen_k Generación en el nodo k

“Es decir, en un nodo k , los consumidores con una demanda dem_k pagan $\rho_k dem_k$ y los generadores con una producción gen_k cobran $\rho_k gen_k$.”

La expresión (A2.1) se puede expresar en función de la potencia o energía transportada por cada línea de transmisión o por cada transformador del sistema, en lugar de la energía inyectada y retirada, así:

$$RVT = \sum_e \rho_p P_{pq} - \rho_q P_{qp} \quad (A2.2)$$

En la expresión anterior, ρ_q y P_{qp} son el factor nodal y potencia de llegada al nodo q del elemento (línea o transformador), ρ_p y P_{pq} son el factor nodal y el flujo de salida del nodo p al q . Calculando la expresión (A2.2) en función del flujo de potencia por el elemento pq , se tiene:

$$RVT = \sum_e \lambda \beta_p P_{pq} - \lambda \beta_q P_{qp} = \lambda \sum_e \left[\left(1 - \frac{\partial P_{Lpq}}{\partial P_{pq}} \right) P_{pq} - \left(1 - \frac{\partial P_{Lqp}}{\partial P_{qp}} \right) P_{qp} \right] \quad (A2.3)$$

$$RVT = \lambda \sum_e \left[(P_{pq} - P_{qp}) - \frac{\partial P_{Lpq}}{\partial P_{pq}} P_{pq} + \frac{\partial P_{Lqp}}{\partial P_{qp}} P_{qp} \right] \quad (A2.4)$$

$$RVT \approx \lambda \sum_e \left[(P_{pq} - P_{qp}) - \frac{\partial P_{Lpq}}{\partial P_{pq}} (P_{pq} - P_{qp}) \right] \quad (A2.5)$$

Donde $P_{Lpq} = P_{pq} - P_{qp}$ son las pérdidas en el elemento pq .

$$RVT = \lambda \sum_e P_{Lpq} \left(1 - \frac{\partial P_{Lpq}}{\partial P_{pq}} \right) \approx \lambda \sum_e P_{Lpq} \approx \lambda \cdot P_L \quad (A2.6)$$

La expresión anterior manifiesta que la remuneración variable al transmisor resulta ser aproximadamente el valor de las pérdidas totales del sistema valoradas a costo marginal. La expresión (A2.6) es válida para efectos de tener una idea de la magnitud de la RVT." [10]

Debe notarse que la remuneración variable de transporte no constituye un pago por las pérdidas del sistema sino que es un exceso en la recaudación por pérdidas debido a la utilización de pérdidas incrementales en la fijación de los precios nodales.

R-SUR_H	MACHPOWA	MACHPOWB	T-ESMER	E-TRINIT	EAUSDES4	EAUSDES1	EAUSDES2	TPGUANG3	TPGUANG5	TPGUANG6	TPGUANG4	TPGUANG2	TPGUANG1
1.2	65.4	65.4	127.5	127.2	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	65.5	65.9	127.9	130.8	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	65.6	65.3	128.1	129.2	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	65.2	65.6	127.9	128.8	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.8	65.0	65.2	127.3	128.0	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	65.6	65.4	127.5	127.8	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	66.2	66.4	128.4	131.2	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	66.0	65.8	128.8	131.2	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	65.2	65.3	127.5	129.0	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	65.0	65.0	127.5	130.2	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	64.9	65.1	126.8	130.4	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	-	5.2	5.2	5.2
1.2	64.0	64.1	127.1	129.8	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	-	5.2	5.2	5.2
1.2	64.3	64.3	127.3	129.4	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	64.1	64.3	126.8	127.4	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	64.0	63.6	127.3	130.2	3.6	4.2	4.2	5.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	62.8	63.5	125.3	129.2	3.6	4.2	4.2	5.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	62.7	62.4	127.1	128.0	3.6	4.2	4.2	5.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	63.3	62.5	126.8	128.6	3.6	4.2	4.2	5.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	63.5	64.8	127.3	128.6	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	65.2	65.7	127.1	127.8	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	65.4	65.8	127.1	128.8	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	65.4	65.8	127.3	129.0	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	65.7	65.5	127.1	130.6	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1.2	66.2	66.2	127.1	128.2	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
29.4	1,555.6	1,558.4	3,056.1	3,099.3	86.4	100.8	100.8	124.0	124.8	109.2	124.8	124.8	124.8
0.2000	3.6459	3.6459	3.7778	3.8046	4.1685	4.3126	4.4574	4.5148	4.5157	4.5166	4.5287	4.5337	4.5387

E.VASANT	G.HERNA2	G.HERNA1	G.HERNA5	G.HERNA6	EQL2-U2	EQL2-U1	ELEC-AT1	EQL3-U3	LULUN-13	LULUN-11	EQL3-U4	EAUSMON2	LOJ-CA6
32.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	42.0	-	-	-	-	-	-
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	36.0	-	-	-	-	-	-
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	45.0	-	-	-	-	-	-
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	44.8	40.0	2.7	2.7	40.0	-	-
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	44.8	43.5	2.7	2.7	43.5	-	-
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	45.0	43.5	2.7	2.7	43.5	-	-
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	45.0	43.5	2.7	2.7	43.5	-	-
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	44.8	43.5	2.7	2.7	43.5	-	-
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	44.2	43.5	2.7	2.7	43.5	-	2.2
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	43.8	43.5	2.7	2.7	43.5	-	2.0
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	43.6	43.5	2.7	2.7	43.5	-	1.8
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	43.6	43.5	2.7	2.7	43.5	-	1.8
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	43.8	43.5	2.7	2.7	43.5	-	1.8
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	43.8	43.5	2.7	2.7	43.5	1.1	1.8
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	43.8	43.5	2.7	2.7	43.5	1.1	2.5
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	44.2	43.5	2.7	2.7	43.5	1.1	2.5
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	43.0	43.5	2.7	2.7	43.5	1.1	2.5
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	43.0	43.5	2.7	2.7	36.0	1.1	2.5
32.4	5.3	5.3	5.3	5.3	45.1	45.0	-	-	-	-	-	-	-
777.6	100.7	100.7	100.7	100.7	856.9	855.0	784.2	649.0	40.5	37.8	641.5	5.5	21.4
4.9933	5.2300	5.2508	5.2534	5.2534	7.9099	7.9569	8.0109	8.1292	8.1959	8.2478	8.2524	8.5479	8.5797

ORO-CAG3	VICTORII	LOJ-C10	TP.ROSA3	IMCOLO23	IMCOLO13	DEMANDA SISTEMA Mw	UNIDAD MARGINAL	PRECIO MERCADO(2) cUSD/kWh
-	-	-	-	227.6	2.9	1,132.50	E.VASANT	5.0166
-	-	-	-	222.6	2.9	1,099.50	E.VASANT	5.0206
-	-	-	-	228.8	2.6	1,083.50	E.VASANT	5.0210
-	-	-	-	233.2	2.6	1,071.30	E.VASANT	5.0243
-	-	-	-	230.7	3.5	1,109.90	E.VASANT	5.0222
-	-	-	-	231.3	5.4	1,267.80	EQL2-U1	8.4544
-	-	-	-	227.6	5.5	1,318.00	EQL2-U1	8.4420
-	-	-	-	225.1	4.5	1,358.70	EQL2-U1	8.4302
-	-	-	-	231.3	4.5	1,485.10	EQL3-U4	8.6517
-	-	-	-	225.7	4.2	1,562.10	EQL3-U4	8.6762
4.3	-	-	-	228.8	4.2	1,599.80	ORO-CAG3	9.7498
4.3	-	-	-	226.3	4.1	1,604.20	ORO-CAG3	9.7212
4.3	-	-	-	225.3	3.8	1,549.10	ORO-CAG3	9.7380
4.3	-	-	-	224.5	3.4	1,583.70	ORO-CAG3	9.7283
4.3	-	-	-	231.0	4.4	1,597.90	ORO-CAG3	9.7229
4.3	-	-	-	231.9	4.4	1,601.50	ORO-CAG3	9.7025
4.3	50.0	-	-	231.9	4.7	1,582.30	ORO-CAG3	9.6901
4.3	50.0	-	-	226.9	5.0	1,613.80	ORO-CAG3	9.6571
4.3	88.8	2.2	3.6	210.8	10.7	2,087.90	ORO-CAG3	9.4962
4.3	95.0	2.2	3.7	203.3	10.7	2,130.70	ORO-CAG3	9.5152
4.3	96.0	-	-	196.4	8.6	1,980.40	ORO-CAG3	9.5487
4.3	96.0	-	-	228.2	6.3	1,772.70	ORO-CAG3	9.5982
4.3	10.0	-	-	223.2	3.7	1,481.30	ORO-CAG3	9.7182
-	-	-	-	221.9	3.4	1,314.50	EQL2-U1	8.3899
55.9	485.8	4.4	7.3	5,400.5	116.2	35991.85		
9.1240	9.1992	9.4336	10.6199	-	-			

**Precio Ponderado
En Barra de Mercado cUSD/kWh**

Dem. Base	6.74
Dem. Med.	9.38
Dem. Punta	9.54
Promedio	8.63

DISTRIBUCION DE GENERACION

	MWh	%
HIDRAULICA:	11136.3	31.0
TERMICA:	24782.8	69.0

R-SUR_H	MACHPOWA	MACHPOWB	E-TRINIT	TPGUANG3	TPGUANG5	TPGUANG6	TPGUANG4	E.GZ.TV3	TPGUANG2	TPGUANG1	E.GZ.TV2	E.VASANT	ELEC-AT1
1.2	17.3	-	48.0	-	-	-	-	19.4	-	-	18.6	15.0	-
1.2	17.5	-	48.6	-	-	-	-	19.4	-	-	18.8	15.0	-
1.2	18.0	-	48.6	-	-	-	-	18.9	-	-	18.9	15.0	-
1.2	17.5	-	48.8	-	-	-	-	20.1	-	-	19.2	15.0	-
1.2	18.0	-	48.8	-	-	-	-	20.6	-	-	19.2	15.0	-
1.2	17.9	-	48.6	-	-	-	-	19.6	-	-	19.0	15.0	-
1.2	17.9	-	48.6	-	-	-	-	20.2	-	-	19.5	15.0	-
1.2	18.5	-	48.8	-	-	-	-	17.6	-	-	18.3	15.0	-
1.2	65.4	-	102.2	-	-	-	-	18.0	-	-	18.6	15.0	-
1.2	18.0	-	86.4	-	-	-	-	18.8	-	-	19.1	15.0	-
1.2	26.3	-	48.6	-	-	-	-	19.6	-	-	19.7	15.0	15.0
1.2	83.9	-	48.0	-	-	-	-	19.0	-	-	18.9	15.0	15.0
1.2	63.9	-	50.0	-	-	-	-	19.0	-	-	19.4	15.0	15.0
1.2	63.3	18.2	50.0	-	-	-	-	18.9	-	-	18.6	15.0	15.0
1.2	18.0	17.9	49.6	-	-	-	-	19.5	-	-	18.8	15.0	15.0
1.2	18.5	18.2	49.4	-	-	-	-	19.7	-	-	18.8	15.0	15.0
1.2	18.2	17.9	50.4	-	-	-	-	18.4	-	-	17.6	15.0	15.0
1.2	20.0	18.5	54.8	-	-	-	-	22.2	-	-	20.4	15.0	15.0
1.2	63.4	65.0	129.2	5.2	5.2	5.2	5.2	69.4	5.2	5.2	69.3	15.0	15.0
1.2	63.5	64.5	128.4	5.2	5.2	5.2	5.2	69.9	5.2	5.2	69.9	15.0	15.0
1.2	63.4	64.8	129.0	5.2	5.2	5.2	5.2	69.9	5.2	5.2	18.2	15.0	15.0
1.2	64.0	38.9	70.0	-	-	-	-	20.4	-	-	19.4	15.0	-
1.2	18.2	-	49.0	-	-	-	-	20.6	-	-	19.6	15.0	-
1.2	18.3	-	49.6	-	-	-	-	20.9	-	-	20.1	15.0	-
28.8	809.1	324.2	1,533.4	15.6	15.6	15.6	15.6	619.7	15.6	15.6	557.9	360.0	165.0
0.2000	3.6459	3.6459	3.7799	4.5148	4.5157	4.5166	4.5287	4.5328	4.5337	4.5387	4.5483	4.9933	8.0109

SELG1	LOJ-CA2	LOJ-C10	TP.ROSA3	IMCOLO23	DEMANDA SISTEMA MW	UNIDAD MARGINAL	PRECIO MERCADO(2) cUSD/kWh	E1COLO23
-	-	-	-	5.6	1,153.60	H-PAUTE	0.2105	-
-	-	-	-	-	1,106.70	H-PAUTE	0.2101	-
-	-	-	-	-	1,094.80	H-PAUTE	0.2100	-
-	-	-	-	1.9	1,087.30	H-PAUTE	0.2099	-
-	-	-	-	3.5	1,127.00	H-PAUTE	0.2101	-
-	-	-	-	-	1,276.30	H-PAUTE	0.2107	-
-	-	-	-	-	1,298.80	H-PAUTE	0.2105	-
-	-	-	-	-	1,343.20	H-PAUTE	0.2116	1.8
-	-	-	-	2.1	1,493.30	E-TRINIT	3.7679	-
-	-	-	-	189.8	1,570.30	IMCOLO23	2.6989	-
-	-	-	4.5	214.8	1,650.60	MACHPOW	3.5994	-
-	-	-	3.3	231.9	1,656.10	MACHPOW	3.7296	-
-	-	-	3.5	226.4	1,633.20	MACHPOW	3.7310	-
-	-	-	3.4	233.2	1,646.00	MACHPOW	3.8004	-
-	-	-	4.0	235.7	1,677.80	IMCOLO23	2.6738	-
-	-	-	3.8	224.6	1,673.90	IMCOLO23	2.6643	-
-	-	-	3.2	35.4	1,628.80	IMCOLO23	2.5890	-
-	-	-	3.1	43.5	1,662.30	E.GZ.TV2	4.4977	-
2.0	1.0	2.2	3.5	215.6	2,156.30	E.GZ.TV2	4.5251	-
2.0	1.0	2.2	3.3	204.5	2,169.50	E.GZ.TV2	4.5287	-
2.0	1.0	2.2	-	162.1	2,042.00	E.GZ.TV3	4.5029	-
-	-	-	-	197.0	1,810.40	MACHPOW	3.8239	-
-	-	-	-	34.9	1,567.40	H-PAUTE	0.2146	-
-	-	-	-	-	1,356.30	H-PAUTE	0.2128	-
6.0	3.0	6.6	35.7	2,466.9	36889.8			
8.6195	9.0062	9.4394	10.6199	-				

**Precio Ponderado
En Barra de Mercado cUSD/kWh**

Dem. Base	0.68
Dem. Med.	3.18
Dem. Punta	3.90
Promedio	2.63

DISTRIBUCION DE GENERACION

	MWh	%
HIDRAULICA:	29807.6	80.9
TERMICA:	7060.2	19.1

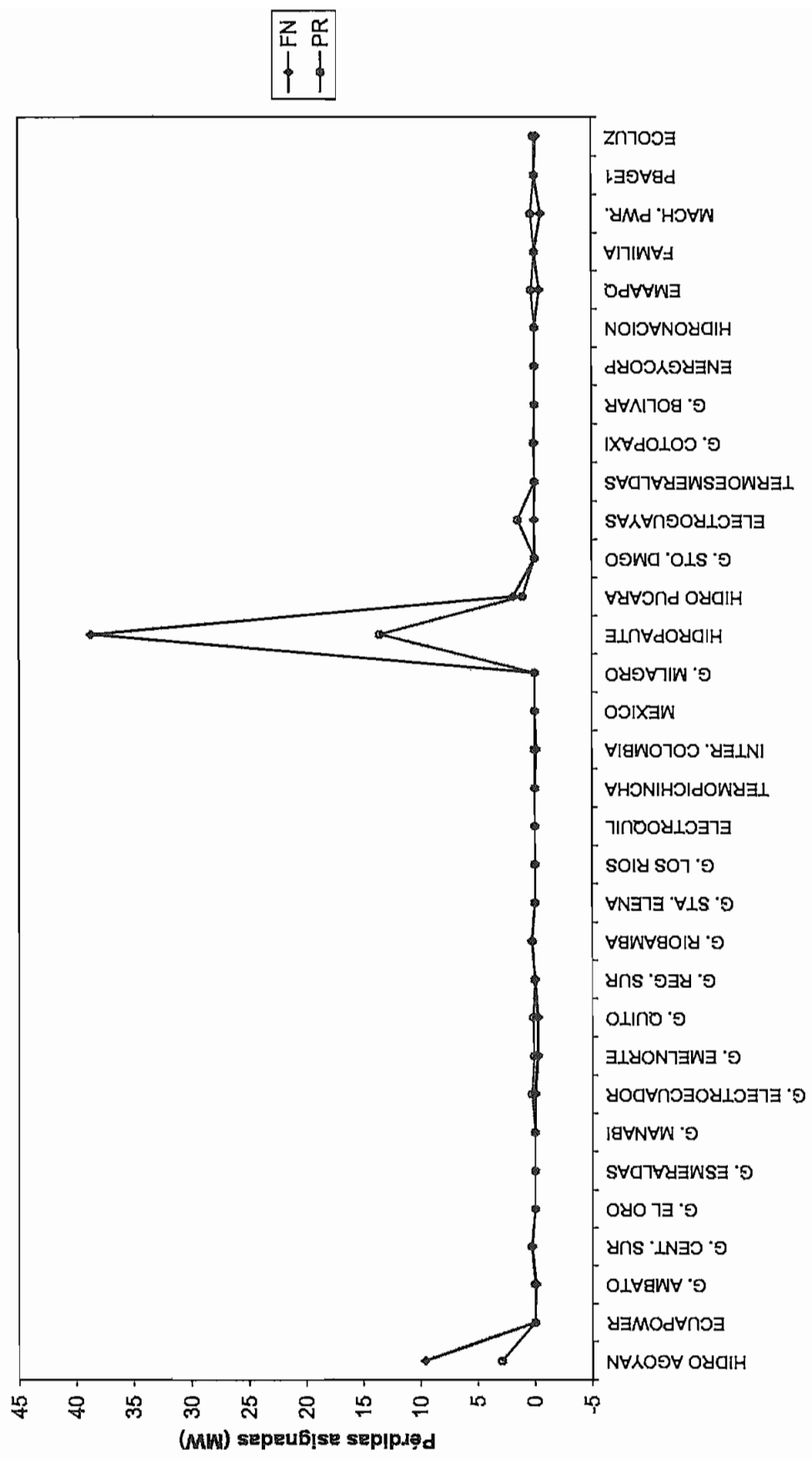
ANEXO No. 04

CÁLCULO DE PÉRDIDAS ASIGNADAS CON EL
MODELO MARGINAL Y EL MÉTODO PRORRATA

ESCENARIO LLUVIOSO – DEMANDA BASE

BARRA	GENERACIÓN (MW)	FACTOR NODO	∂PL	PERD. ASIGNADAS		PERD. ASIGNADAS	
				FN (MW)	PR (MW)	FN (\$)	PR (\$)
NODOS DE GENERACION							
HIDRO AGOYAN	152.84	0.9369	0.0631	9.64	2.92	202.46	61.26
EQUAPOWER	0.00	1.0217	-0.0217	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.00	1.0314	-0.0314	0.00	0.00	0.00	0.00
G. AMBATO	0.92	1.0649	-0.0649	-0.06	0.02	-1.26	0.37
G. CENT. SUR	17.37	0.9831	0.0169	0.29	0.33	6.15	6.96
G. EL ORO	0.00	1.0516	-0.0516	0.00	0.00	0.00	0.00
G. ESMERALDAS	0.00	1.0806	-0.0806	0.00	0.00	0.00	0.00
G. MANABI	0.00	1.2134	-0.2134	0.00	0.00	0.00	0.00
G. ELECTROECUADOR	13.74	1.0019	-0.0019	-0.03	0.26	-0.55	5.51
G. EMELNORTE	2.00	1.0611	-0.0611	-0.12	0.04	-2.57	0.80
	1.61	1.0868	-0.0868	-0.14	0.03	-2.94	0.65
G. QUITO	0.00	1.0379	-0.0379	0.00	0.00	0.00	0.00
	7.70	1.0330	-0.0330	-0.25	0.15	-5.33	3.09
G. REG. SUR	1.16	1.0250	-0.0250	-0.03	0.02	-0.61	0.46
G. RIOBAMBA	12.90	0.9773	0.0227	0.29	0.25	6.14	5.17
G. STA. ELENA	0.00	1.0923	-0.0923	0.00	0.00	0.00	0.00
G. LOS RIOS	0.00	1.0194	-0.0194	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROQUIL	0.00	1.0019	-0.0019	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.00	1.0075	-0.0075	0.00	0.00	0.00	0.00
TERMOPICHINCHA	0.00	1.0379	-0.0379	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.00	1.0288	-0.0288	0.00	0.00	0.00	0.00
INTER. COLOMBIA	0.00	1.0649	-0.0649	0.00	0.00	0.00	0.00
	2.95	1.0278	-0.0278	-0.08	0.06	-1.68	1.26
G. MILAGRO	0.00	0.9929	0.0071	0.00	0.00	0.00	0.00
HIDROPAUTE	54.21	0.9455	0.0545	2.96	1.03	62.18	21.64
	656.39	0.9455	0.0545	35.80	12.52	752.09	263.02
HIDRO PUCARA	55.71	0.9658	0.0342	1.90	1.06	39.92	22.27
ELECTROGUAYAS	33.70	1.0019	-0.0019	-0.06	0.64	-1.26	13.45
	44.45	0.9976	0.0024	0.11	0.85	2.27	17.82
TERMOESMERALDAS	0.00	1.0774	-0.0774	0.00	0.00	0.00	0.00
G. COTOPAXI	5.30	0.9918	0.0082	0.04	0.10	0.91	2.12
G. BOLIVAR	0.62	0.9773	0.0227	0.01	0.01	0.30	0.25
ENERGYCORP	0.00	0.9976	0.0024	0.00	0.00	0.00	0.00
HIDRONACION	0.00	1.0868	-0.0868	0.00	0.00	0.00	0.00
EMAPO	14.35	1.0288	-0.0288	-0.41	0.27	-8.68	5.75
FAMILIA	0.00	0.9937	0.0063	0.00	0.00	0.00	0.00
MACH. PWR.	16.35	1.0339	-0.0339	-0.55	0.31	-11.63	6.55
PBAGE1	0.00	0.9976	0.0024	0.00	0.00	0.00	0.00
ECOLUZ	3.48	1.0379	-0.0379	-0.13	0.07	-2.78	1.40
TOTAL	1097.76	---	---	49.17	20.95	1032.96	440.12

Pérdidas asignadas (MW) Escenario lluvioso Demanda Base

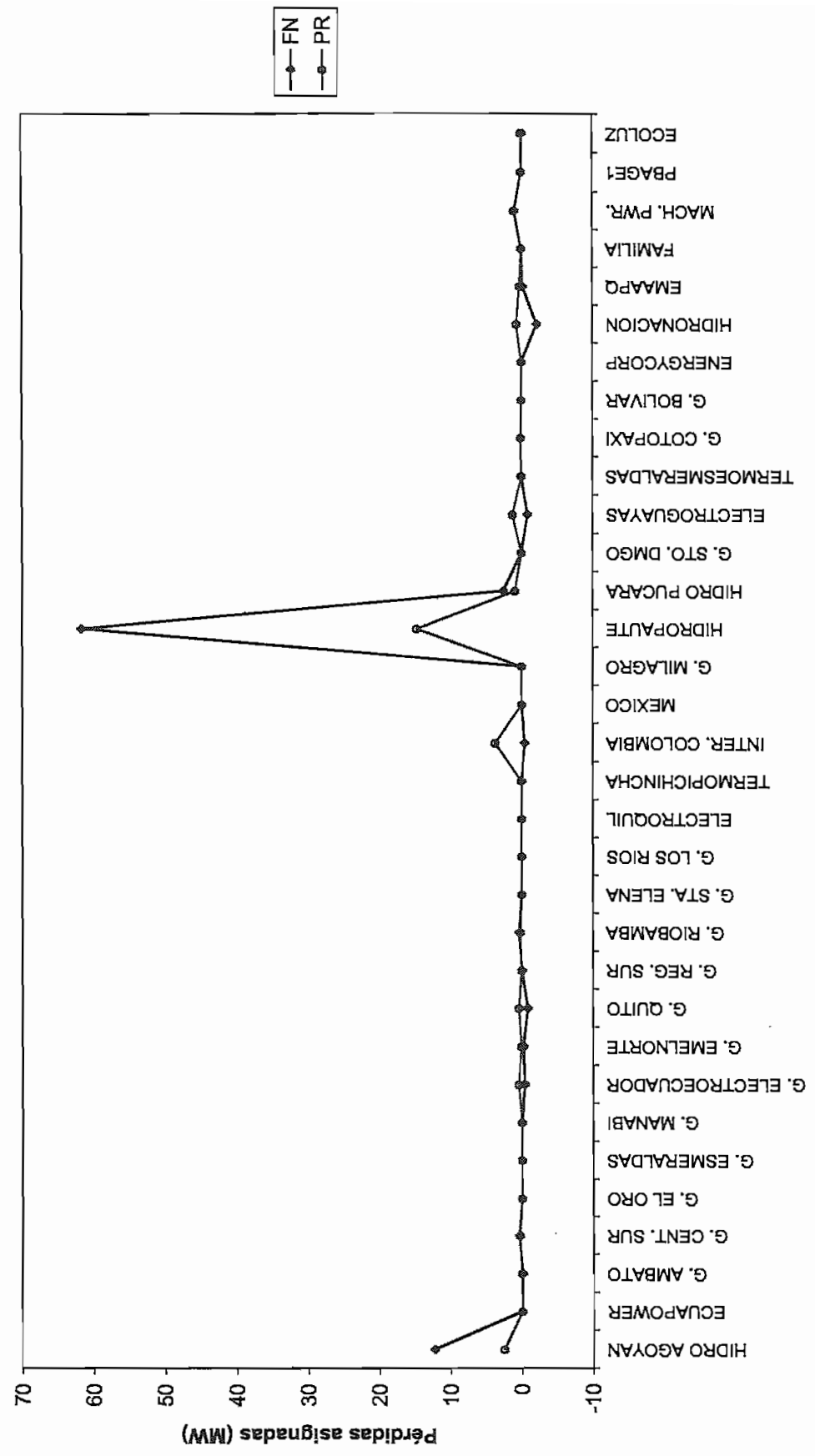


Nodos de Generación

ESCENARIO LLUVIOSO – DEMANDA MEDIA

BARRA	GENERACIÓN (MW)	FACTOR NODO	∂PL	PERD. ASIGNADAS		PERD. ASIGNADAS	
				FN (MW)	PR (MW)	FN (\$)	PR (\$)
NODOS DE GENERACION							
HIDRO AGOYAN	154.80	0.9206	0.0794	12.29	2.53	458.38	94.31
ECUAPOWER	0.00	1.0257	-0.0257	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.00	1.0197	-0.0197	0.00	0.00	0.00	0.00
G. AMBATO	1.04	1.0831	-0.0831	-0.09	0.02	-3.21	0.63
G. CENT. SUR	21.38	0.9804	0.0196	0.42	0.35	15.65	13.03
G. EL ORO	0.00	1.0011	-0.0011	0.00	0.00	0.00	0.00
G. ESMERALDAS	0.00	1.0805	-0.0805	0.00	0.00	0.00	0.00
G. MANABI	0.00	1.1697	-0.1697	0.00	0.00	0.00	0.00
G. ELECTROECUADOR	27.26	1.0158	-0.0158	-0.43	0.45	-16.11	16.61
G. EMELNORTE	2.00	1.0759	-0.0759	-0.15	0.03	-5.66	1.22
	1.66	1.0539	-0.0539	-0.09	0.03	-3.34	1.01
G. QUITO	16.75	1.0377	-0.0377	-0.63	0.27	-23.54	10.20
	7.63	1.0267	-0.0267	-0.20	0.12	-7.61	4.65
G. REG. SUR	1.17	1.0321	-0.0321	-0.04	0.02	-1.40	0.71
G. RIOBAMBA	10.54	0.9633	0.0367	0.39	0.17	14.43	6.42
G. STA. ELENA	0.00	1.0973	-0.0973	0.00	0.00	0.00	0.00
G. LOS RIOS	0.00	1.0162	-0.0162	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROQUIL	0.00	1.0158	-0.0158	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.00	1.0090	-0.0090	0.00	0.00	0.00	0.00
TERMOPICHINCHA	0.00	1.0377	-0.0377	0.00	0.00	0.00	0.00
	3.72	1.0153	-0.0153	-0.06	0.06	-2.12	2.27
INTER. COLOMBIA	0.00	1.0831	-0.0831	0.00	0.00	0.00	0.00
	227.63	1.0019	-0.0019	-0.43	3.72	-16.04	138.74
G. MILAGRO	0.00	0.9878	0.0122	0.00	0.00	0.00	0.00
HIDROPAUTE	78.96	0.9315	0.0685	5.41	1.29	201.77	48.11
	822.39	0.9315	0.0685	56.34	13.43	2101.26	500.89
HIDRO PUCARA	55.99	0.9541	0.0459	2.57	0.91	95.85	33.94
ELECTROGUAYAS	32.99	1.0158	-0.0158	-0.52	0.54	-19.39	20.14
	43.33	1.0084	-0.0084	-0.36	0.71	-13.54	26.40
TERMOESMERALDAS	0.00	1.0746	-0.0746	0.00	0.00	0.00	0.00
G. COTOPAXI	6.60	0.9849	0.0151	0.10	0.11	3.72	4.02
G. BOLIVAR	0.64	0.9633	0.0367	0.02	0.01	0.88	0.39
ENERGYCORP	0.00	1.0084	-0.0084	0.00	0.00	0.00	0.00
HIDRONACION	40.29	1.0539	-0.0539	-2.17	0.66	-81.01	24.54
EMAAPQ	13.94	1.0153	-0.0153	-0.21	0.23	-7.95	8.49
FAMILIA	0.00	0.9896	0.0104	0.00	0.00	0.00	0.00
MACH. PWR.	61.90	0.9851	0.0149	0.92	1.01	34.34	37.71
PBAGE1	0.00	1.0084	-0.0084	0.00	0.00	0.00	0.00
ECOLUZ	3.53	1.0377	-0.0377	-0.13	0.06	-4.96	2.15
TOTAL	1636.13	---	---	72.93	26.73	2720.00	996.92

Pérdidas asignadas (MW) Escenario lluvioso Demanda Media

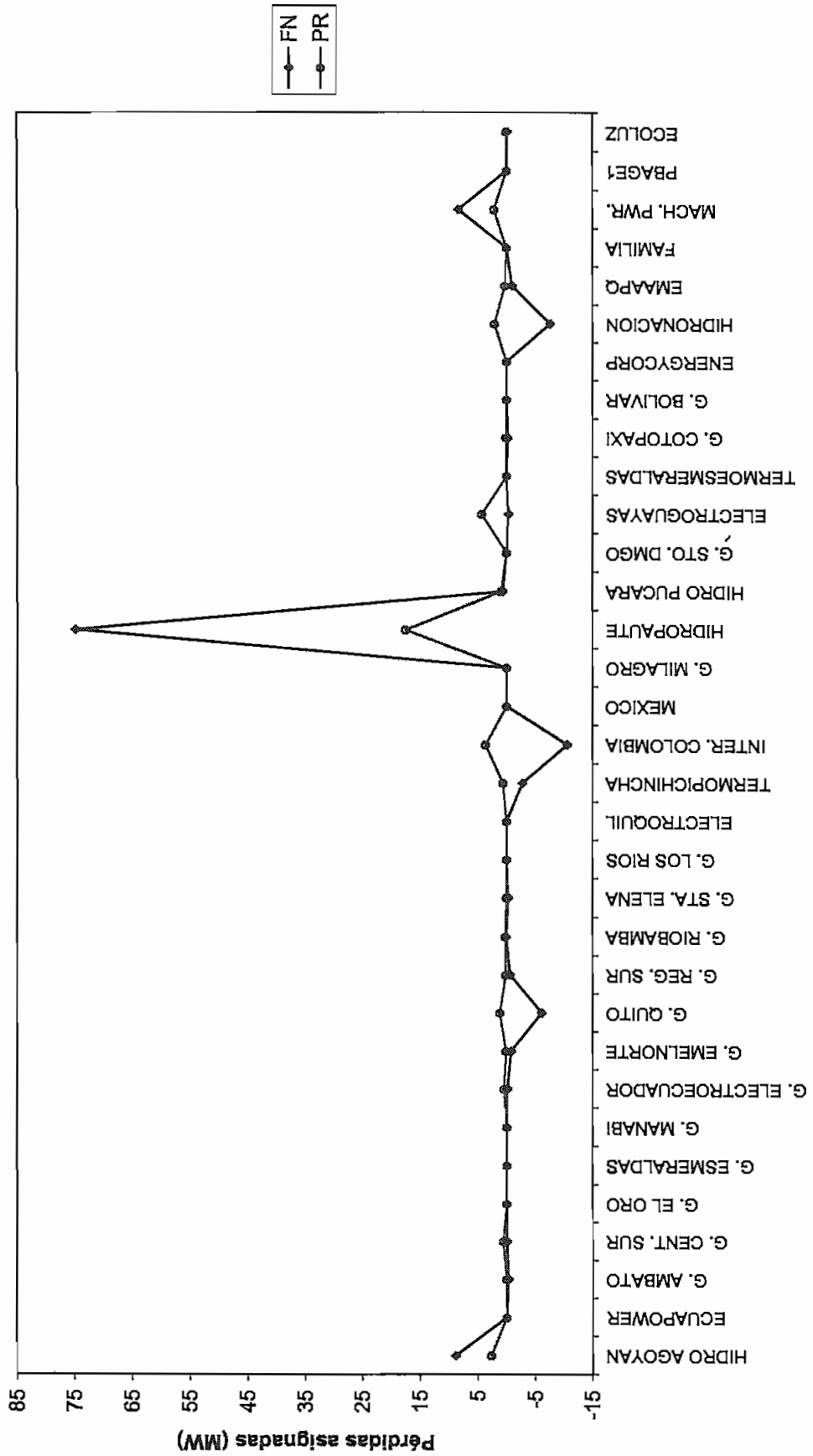


Nodos de Generación

ESCENARIO LLUVIOSO – DEMANDA PUNTA

BARRA	GENERACIÓN (MW)	FACTOR NODO	∂PL	PERD. ASIGNADAS		PERD. ASIGNADAS	
				FN (MW)	PR (MW)	FN (\$)	PR (\$)
NODOS DE GENERACION							
HIDRO AGOYAN	156.06	0.9431	0.0569	8.88	2.66	402.11	120.46
ECUAPOWER	0.00	1.0372	-0.0372	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.00	1.0706	-0.0706	0.00	0.00	0.00	0.00
G. AMBATO	1.43	1.1985	-0.1985	-0.28	0.02	-12.87	1.11
G. CENT. SUR	33.77	1.0024	-0.0024	-0.08	0.58	-3.71	26.07
G. EL ORO	0.00	0.9649	0.0351	0.00	0.00	0.00	0.00
G. ESMERALDAS	0.00	1.2072	-0.2072	0.00	0.00	0.00	0.00
G. MANABI	0.00	1.2796	-0.2796	0.00	0.00	0.00	0.00
G. ELECTROECUADOR	27.12	1.0055	-0.0055	-0.15	0.46	-6.74	20.93
G. EMELNORTE	3.90	1.1747	-0.1747	-0.68	0.07	-30.85	3.01
	2.02	1.0635	-0.0635	-0.13	0.03	-5.81	1.56
G. QUITO	59.73	1.0890	-0.0890	-5.31	1.02	-240.63	46.11
	8.53	1.0921	-0.0921	-0.79	0.15	-35.58	6.58
G. REG. SUR	6.64	1.0940	-0.0940	-0.62	0.11	-28.26	5.13
G. RIOBAMBA	13.00	0.9923	0.0077	0.10	0.22	4.54	10.03
G. STA. ELENA	1.87	1.1618	-0.1618	-0.30	0.03	-13.66	1.44
G. LOS RÍOS	0.00	1.0427	-0.0427	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROQUIL	0.00	1.0055	-0.0055	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.00	1.0139	-0.0139	0.00	0.00	0.00	0.00
TERMOPICHINCHA	30.34	1.0844	-0.0844	-2.56	0.52	-115.95	23.42
	3.60	1.0669	-0.0669	-0.24	0.06	-10.91	2.78
INTER. COLOMBIA	0.00	1.1986	-0.1986	0.00	0.00	0.00	0.00
	215.01	1.0491	-0.0491	-10.57	3.66	-478.68	165.75
G. MILAGRO	0.00	0.9889	0.0111	0.00	0.00	0.00	0.00
HIDROPAUTE	117.76	0.9272	0.0728	8.57	2.01	388.11	91.03
	910.44	0.9272	0.0728	66.24	15.52	2999.78	702.85
HIDRO PUCARA	55.69	0.9882	0.0118	0.66	0.95	29.89	43.02
ELECTROGUAYAS	131.35	1.0055	-0.0055	-0.72	2.24	-32.61	101.44
	122.47	0.9971	0.0029	0.36	2.09	16.27	94.54
TERMOESMERALDAS	0.00	1.1838	-0.1838	0.00	0.00	0.00	0.00
G. COTOPAXI	6.60	1.0290	-0.0290	-0.19	0.11	-8.66	5.09
G. BOLIVAR	0.56	0.9923	0.0077	0.00	0.01	0.20	0.43
ENERGYCORP	0.00	0.9971	0.0029	0.00	0.00	0.00	0.00
HIDRONACION	119.45	1.0635	-0.0635	-7.59	2.04	-343.53	92.20
EMAAPQ	15.31	1.0669	-0.0669	-1.02	0.26	-46.41	11.82
FAMILIA	0.00	1.0415	-0.0415	0.00	0.00	0.00	0.00
MACH. PWR.	126.16	0.9339	0.0661	8.34	2.15	377.76	97.38
PBAGE1	0.00	0.9971	0.0029	0.00	0.00	0.00	0.00
ECOLUZ	1.98	1.0890	-0.0890	-0.18	0.03	-8.00	1.53
TOTAL	2170.79	---	---	61.73	37.00	2795.54	1675.72

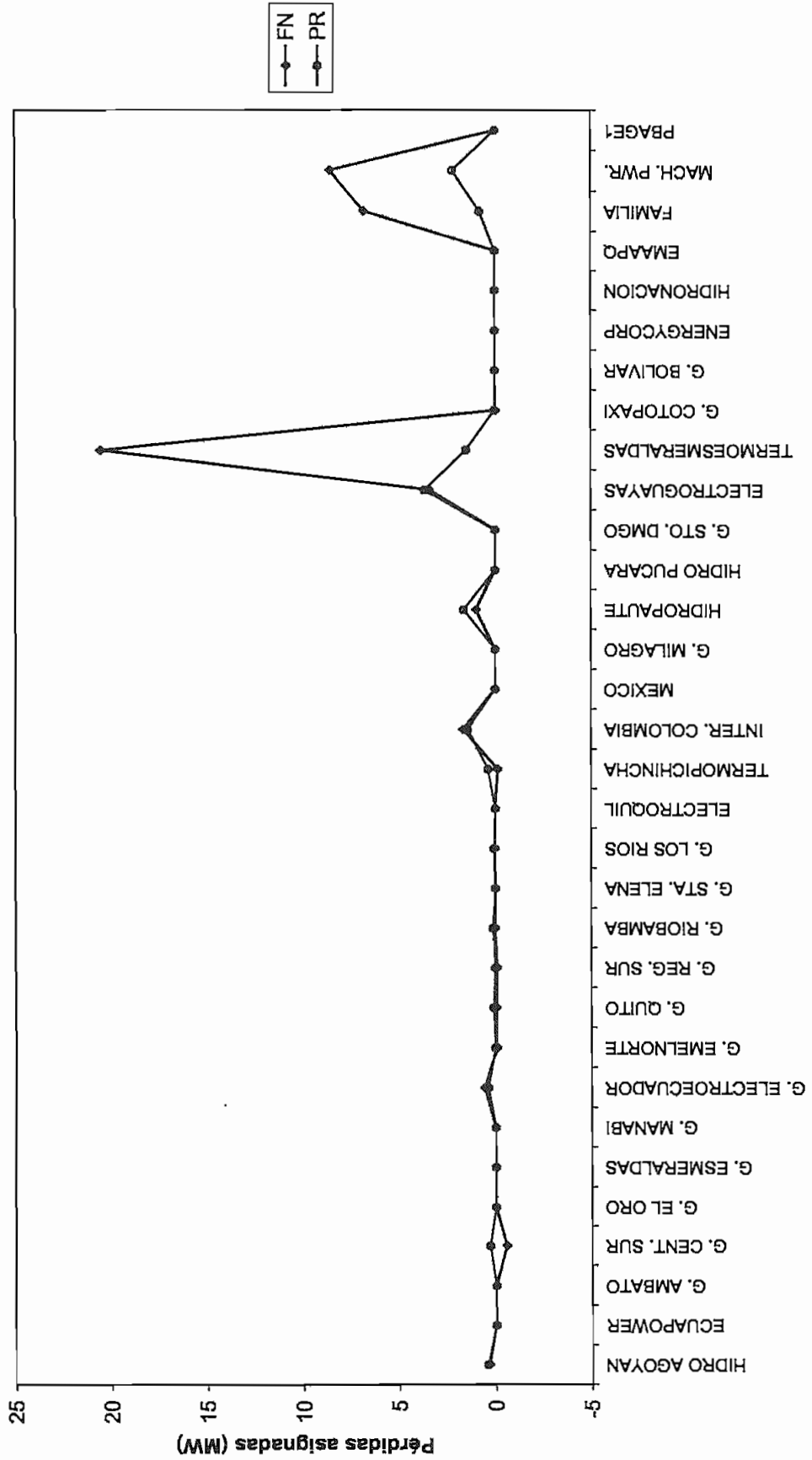
Pérdidas asignadas (MW) Escenario lluvioso Demanda Punta



ESCENARIO SECO – DEMANDA BASE

BARRA	GENERACIÓN (MW)	FACTOR NODO	∂PL	PERD. ASIGNADAS		PERD. ASIGNADAS	
				FN (MW)	PR (MW)	FN (\$)	PR (\$)
NODOS DE GENERACIÓN							
HIDRO AGOYAN	35.71	0.9893	0.0107	0.38	0.44	19.27	22.06
ECUAPOWER	0.00	1.0104	-0.0104	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.00	0.9888	0.0112	0.00	0.00	0.00	0.00
G. AMBATO	0.00	1.0314	-0.0314	0.00	0.00	0.00	0.00
G. CENT. SUR	24.86	1.0218	-0.0218	-0.54	0.31	-27.19	15.36
G. EL ORO	0.00	0.9148	0.0852	0.00	0.00	0.00	0.00
G. ESMERALDAS	0.00	0.8424	0.1576	0.00	0.00	0.00	0.00
G. MANABI	0.00	1.1654	-0.1654	0.00	0.00	0.00	0.00
G. ELECTROECUADOR	30.76	0.9812	0.0188	0.58	0.38	29.02	19.00
G. EMELNORTE	0.00	1.0309	-0.0309	0.00	0.00	0.00	0.00
	1.54	1.0443	-0.0443	-0.07	0.02	-3.43	0.95
G. QUITO	0.00	1.0077	-0.0077	0.00	0.00	0.00	0.00
	7.88	1.0053	-0.0053	-0.04	0.10	-2.09	4.87
G. REG. SUR	1.17	1.0630	-0.0630	-0.07	0.01	-3.70	0.72
G. RIOBAMBA	10.41	0.9975	0.0025	0.03	0.13	1.33	6.43
G. STA. ELENA	0.00	1.0876	-0.0876	0.00	0.00	0.00	0.00
G. LOS RIOS	0.00	1.0263	-0.0263	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROQUIL	0.00	0.9812	0.0188	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.00	1.0043	-0.0043	0.00	0.00	0.00	0.00
TERMOPICHINCHA	30.46	1.0039	-0.0039	-0.12	0.37	-6.02	18.81
	0.00	0.9968	0.0032	0.00	0.00	0.00	0.00
INTER. COLOMBIA	3.07	1.0304	-0.0304	-0.09	0.04	-4.69	1.90
	226.15	0.9845	0.0155	3.52	2.78	176.61	139.68
G. MILAGRO	0.00	1.0018	-0.0018	0.00	0.00	0.00	0.00
HIDROPAUTE	44.40	0.9925	0.0075	0.33	0.55	16.66	27.43
	87.42	0.9925	0.0075	0.65	1.08	32.80	54.00
HIDRO PUCARA	0.00	1.0053	-0.0053	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROGUAYAS	134.57	0.9812	0.0188	2.53	1.66	126.96	83.12
	122.19	0.9782	0.0218	2.66	1.50	133.60	75.47
TERMOESMERALDAS	121.25	0.8306	0.1694	20.54	1.49	1031.60	74.89
G. COTOPAXI	2.00	1.0125	-0.0125	-0.02	0.02	-1.25	1.24
G. BOLIVAR	0.58	0.9975	0.0025	0.00	0.01	0.07	0.36
ENERGYCORP	0.00	0.9782	0.0218	0.00	0.00	0.00	0.00
HIDRONACION	40.34	1.0443	-0.0443	-1.79	0.50	-89.82	24.92
EMAAPO	6.25	0.9968	0.0032	0.02	0.08	1.00	3.86
FAMILIA	0.00	1.0162	-0.0162	0.00	0.00	0.00	0.00
MACH. PWR.	128.35	0.8940	0.1060	13.60	1.58	682.98	79.28
PBAGE1	0.00	0.9782	0.0218	0.00	0.00	0.00	0.00
ECOLUZ	0.75	1.0077	-0.0077	-0.01	0.01	-0.29	0.46
TOTAL	1060.11	---	---	42.08	13.04	2113.43	654.79

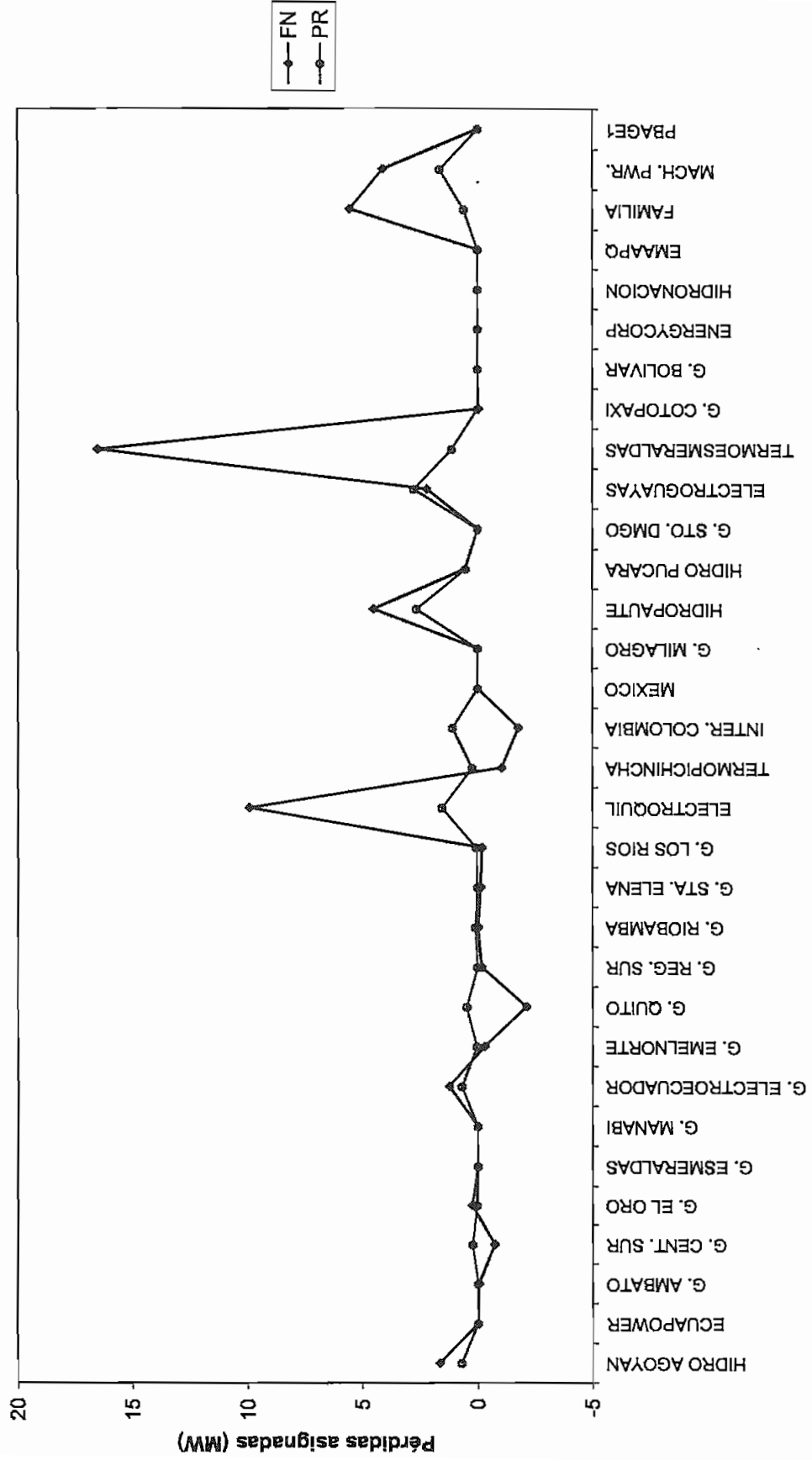
Pérdidas asignadas (MW) Escenario seco Demanda Base



ESCENARIO SECO – DEMANDA MEDIA

BARRA	GENERACIÓN (MW)	FACTOR NODO	∂PL	PÉRD. ASIGNADAS		PÉRD. ASIGNADAS	
				FN (MW)	PR (MW)	FN (\$)	PR (\$)
NODOS DE GENERACION							
HIDRO AGOYAN	76.91	0.9782	0.0218	1.67	0.72	162.76	69.69
ECUAPOWER	0.00	0.9517	0.0483	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.00	1.0113	-0.0113	0.00	0.00	0.00	0.00
G. AMBATO	0.42	1.0750	-0.0750	-0.03	0.00	-3.03	0.38
G. CENT. SUR	25.47	1.0279	-0.0279	-0.71	0.24	-69.17	23.08
G. EL ORO	3.98	0.9384	0.0616	0.25	0.04	23.83	3.60
G. ESMERALDAS	0.00	0.8772	0.1228	0.00	0.00	0.00	0.00
G. MANABI	0.00	1.1975	-0.1975	0.00	0.00	0.00	0.00
G. ELECTROECUADOR	72.74	0.9830	0.0170	1.24	0.68	120.32	65.91
G. EMELNORTE	2.60	1.0741	-0.0741	-0.19	0.02	-18.72	2.36
	1.53	1.0623	-0.0623	-0.10	0.01	-9.27	1.39
G. QUITO	18.85	1.0446	-0.0446	-0.84	0.18	-81.65	17.08
	31.35	1.0400	-0.0400	-1.25	0.29	-121.90	28.41
G. REG. SUR	2.13	1.0753	-0.0753	-0.16	0.02	-15.60	1.93
G. RIOBAMBA	11.74	1.0010	-0.0010	-0.01	0.11	-1.11	10.64
G. STA. ELENA	1.57	1.0847	-0.0847	-0.13	0.01	-12.89	1.42
G. LOS RIOS	0.00	1.0309	-0.0309	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROQUIL	83.52	0.9347	0.0653	5.46	0.78	530.56	75.68
	81.70	0.9455	0.0545	4.45	0.76	432.91	74.03
TERMOPICHINCHA	25.18	1.0412	-0.0412	-1.04	0.23	-100.74	22.82
	0.00	1.0265	-0.0265	0.00	0.00	0.00	0.00
INTER. COLOMBIA	4.28	1.0734	-0.0734	-0.31	0.04	-30.52	3.88
	224.05	1.0129	-0.0129	-2.88	2.09	-280.14	203.02
G. MILAGRO	0.00	1.0016	-0.0016	0.00	0.00	0.00	0.00
HIDROPAUTE	69.92	0.9841	0.0159	1.11	0.65	108.15	63.36
	213.71	0.9841	0.0159	3.40	1.99	330.57	193.65
HIDRO PUCARA	55.56	0.9902	0.0098	0.55	0.52	53.01	50.35
ELECTROGUAYAS	134.11	0.9830	0.0170	2.28	1.25	221.84	121.52
	122.10	0.9802	0.0198	2.42	1.14	235.32	110.65
TERMOESMERALDAS	120.41	0.8629	0.1371	16.51	1.12	1605.03	109.11
G. COTOPAXI	2.10	1.0153	-0.0153	-0.03	0.02	-3.12	1.90
G. BOLIVAR	0.58	1.0010	-0.0010	0.00	0.01	-0.05	0.53
ENERGYCORP	0.00	0.9802	0.0198	0.00	0.00	0.00	0.00
HIDRONACION	40.11	1.0623	-0.0623	-2.50	0.37	-242.91	36.34
EMAAPQ	6.50	1.0265	-0.0265	-0.17	0.06	-16.76	5.89
FAMILIA	0.00	1.0229	-0.0229	0.00	0.00	0.00	0.00
MACH. PWR.	126.24	0.9122	0.0878	11.09	1.18	1077.95	114.39
PBAGE1	0.00	0.9802	0.0198	0.00	0.00	0.00	0.00
ECOLUZ	0.61	1.0446	-0.0446	-0.03	0.01	-2.65	0.55
TOTAL	1559.96	---	---	40.04	14.54	3892.03	1413.55

Pérdidas asignadas (MW) Escenario seco Demanda Media

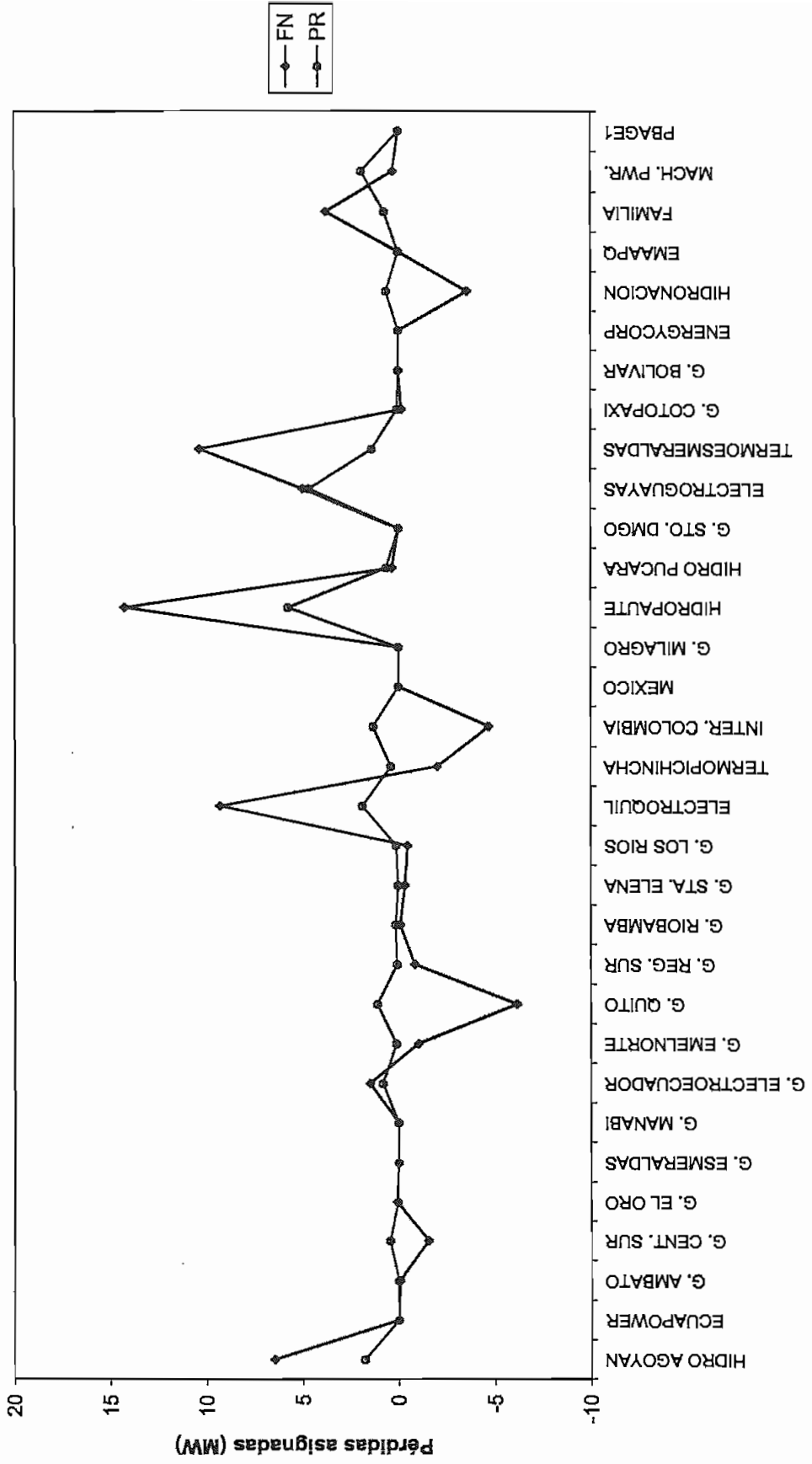


Notos de Generación

ESCENARIO SECO – DEMANDA PUNTA

BARRA	GENERACIÓN (MW)	FACTOR NODO	∂PL	PERD. ASIGNADAS		PERD. ASIGNADAS	
				FN (MW)	PR (MW)	FN (\$)	PR (\$)
NODOS DE GENERACION							
HIDRO AGOYAN	154.98	0.9581	0.0419	6.49	1.79	617.17	169.87
ECUAPOWER	0.00	0.9761	0.0239	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.00	1.0322	-0.0322	0.00	0.00	0.00	0.00
G. AMBATO	0.41	1.1140	-0.1140	-0.05	0.00	-4.46	0.45
G. CENT. SUR	39.87	1.0385	-0.0385	-1.54	0.46	-146.11	43.70
G. EL ORO	0.00	0.9789	0.0211	0.08	0.05	7.97	4.35
G. ESMERALDAS	0.00	0.9348	0.0652	0.00	0.00	0.00	0.00
G. MANABI	0.00	1.2929	-0.2929	0.00	0.00	0.00	0.00
G. ELECTROECUADOR	71.76	0.9791	0.0209	1.50	0.83	143.03	78.65
G. EMELNORTE	7.80	1.1127	-0.1127	-0.88	0.09	-83.65	8.55
	2.23	1.0662	-0.0662	-0.15	0.03	-14.06	2.44
G. QUITO	61.36	1.0637	-0.0637	-3.91	0.71	-371.99	67.25
	33.86	1.0658	-0.0658	-2.23	0.39	-212.15	37.11
G. REG. SUR	6.72	1.1253	-0.1253	-0.84	0.08	-80.14	7.37
G. RIOBAMBA	12.50	1.0079	-0.0079	-0.10	0.14	-9.34	13.70
G. STA. ELENA	1.96	1.1725	-0.1725	-0.34	0.02	-32.10	2.14
G. LOS RIOS	0.00	1.0493	-0.0493	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROQUIL	83.26	0.9316	0.0684	5.69	0.96	541.89	91.26
	79.49	0.9545	0.0455	3.61	0.92	343.96	87.13
TERMOPICHINCHA	30.42	1.0597	-0.0597	-1.82	0.35	-172.85	33.34
	3.96	1.0476	-0.0476	-0.19	0.05	-17.93	4.34
INTER. COLOMBIA	10.96	1.1098	-0.1098	-1.20	0.13	-114.46	12.01
	205.90	1.0338	-0.0338	-6.95	2.37	-661.52	225.68
G. MILAGRO	0.00	1.0026	-0.0026	0.00	0.00	0.00	0.00
HIDROPAUTE	108.98	0.9714	0.0286	3.11	1.26	296.15	119.44
	390.37	0.9714	0.0286	11.15	4.50	1060.86	427.87
HIDRO PUCARA	55.90	0.9941	0.0059	0.33	0.64	31.41	61.27
ELECTROGUAYAS	133.93	0.9791	0.0209	2.81	1.54	266.95	146.80
	121.91	0.9729	0.0271	3.31	1.40	314.94	133.62
TERMOESMERALDAS	120.57	0.9140	0.0860	10.36	1.39	986.20	132.15
G. COTOPAXI	6.30	1.0257	-0.0257	-0.16	0.07	-15.38	6.91
G. BOLIVAR	0.58	1.0079	-0.0079	0.00	0.01	-0.43	0.64
ENERGYCORP	93.07	0.9729	0.0271	2.53	1.07	240.44	102.02
HIDRONACION	108.74	1.0662	-0.0662	-7.20	1.25	-685.36	119.19
EMAAPO	9.60	1.0476	-0.0476	-0.46	0.11	-43.46	10.52
FAMILIA	0.00	1.0364	-0.0364	0.00	0.00	0.00	0.00
MACH. PWR.	126.73	0.9405	0.0595	7.54	1.46	717.12	138.90
PBAGE1	0.00	0.9729	0.0271	0.00	0.00	0.00	0.00
ECOLUZ	2.11	1.0637	-0.0637	-0.13	0.02	-12.77	2.31
TOTAL	2086.21	---	---	30.37	24.08	2889.94	2290.98

Pérdidas asignadas (MW) Escenario seco Demanda Punta

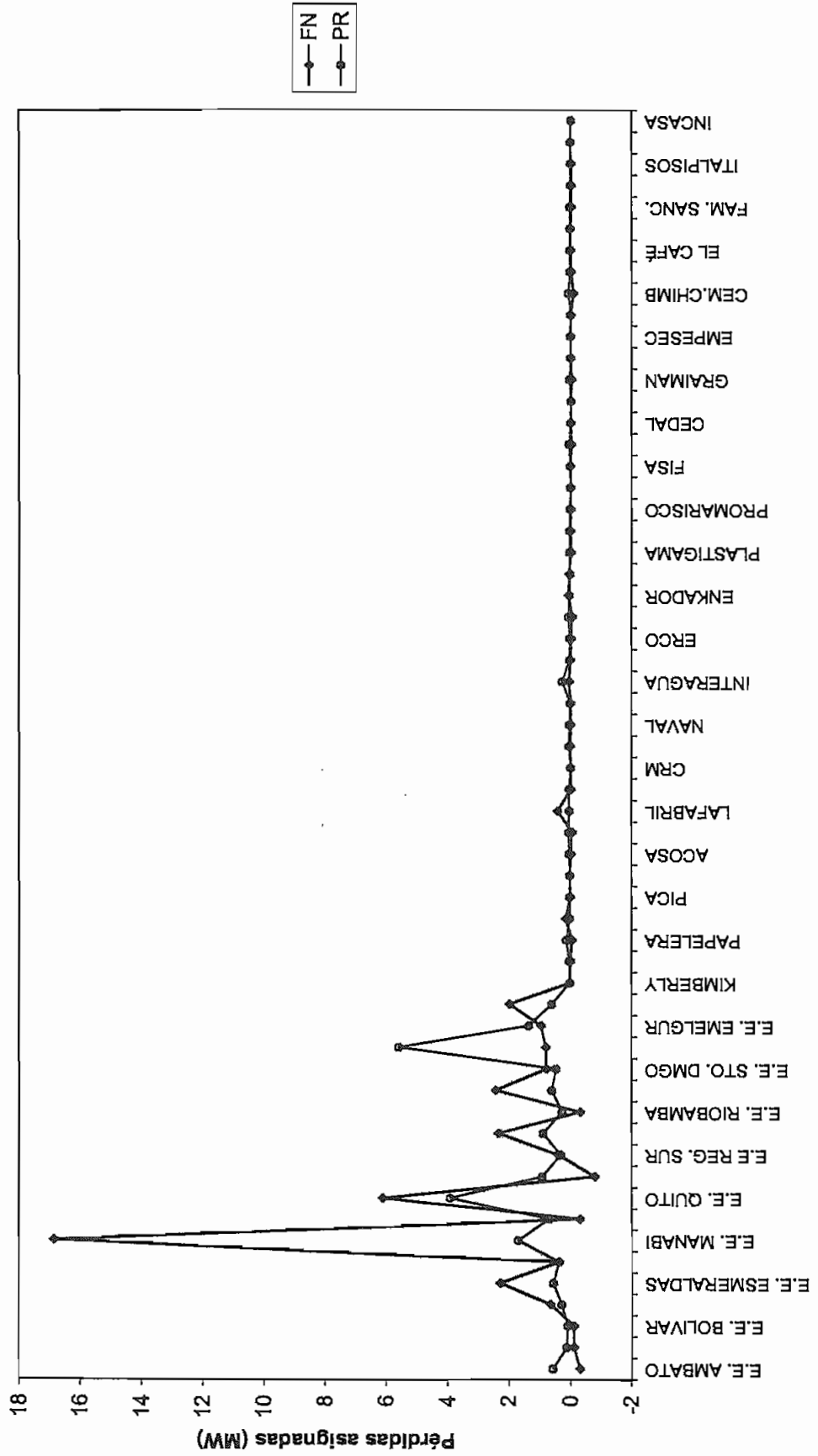


Nodos de Generación

ESCENARIO LLUVIOSO – DEMANDA BASE

BARRA	DEMANDA (MW)	FACTOR NODO	∂PL	PERD. ASIGNADAS		PERD. ASIGNADAS	
				FN (MW)	PR (MW)	FN (\$)	PR (\$)
NODOS DE DEMANDA							
E.E. AMBATO	29.35	0.9896	-0.0104	-0.31	0.58	-6.42	12.23
E.E. AZOGUES	6.33	0.9831	-0.0169	-0.11	0.13	-2.24	2.64
E.E. BOLIVAR	4.73	0.9773	-0.0227	-0.11	0.09	-2.25	1.97
E.E. COTOPAXI	14.42	1.0459	0.0459	0.66	0.29	13.91	6.01
E.E. ESMERALDAS	28.40	1.0806	0.0806	2.29	0.56	48.10	11.84
E.E. LOS RIOS	18.89	1.0194	0.0194	0.37	0.37	7.69	7.87
E.E. MANABI	86.26	1.1954	0.1954	16.86	1.71	354.13	35.95
E.E. MILAGRO	35.16	0.9912	-0.0088	-0.31	0.70	-6.46	14.65
E.E. QUITO	197.39	1.0310	0.0310	6.13	3.92	128.71	82.26
E.E. CENT. SUR	46.78	0.9831	-0.0169	-0.79	0.93	-16.57	19.50
E.E REG. SUR	16.35	1.0250	0.0250	0.41	0.32	8.59	6.81
E.E. EL ORO	45.43	1.0516	0.0516	2.34	0.90	49.21	18.93
E.E. RIOBAMBA	13.90	0.9773	-0.0227	-0.31	0.28	-6.61	5.79
E.E. STA. ELENA	31.01	1.0788	0.0788	2.44	0.62	51.33	12.92
E.E. STO. DMGO	24.05	1.0324	0.0324	0.78	0.48	16.39	10.02
E.E. EMELEC	282.14	1.0029	0.0029	0.81	5.60	17.03	117.58
E.E. EMELGUR	68.71	1.0140	0.0140	0.96	1.36	20.21	28.63
E.E. EMELNORTE	30.97	1.0645	0.0645	2.00	0.61	41.94	12.90
KIMBERLY	1.13	1.0194	0.0194	0.02	0.02	0.46	0.47
AGA	2.18	1.0034	0.0034	0.01	0.04	0.16	0.91
PAPELERA	6.74	0.9929	-0.0071	-0.05	0.13	-1.01	2.81
NIRSA	1.81	1.0923	0.0923	0.17	0.04	3.50	0.75
PICA	1.71	1.0019	0.0019	0.00	0.03	0.07	0.71
ADELCA	0.98	1.0330	0.0330	0.03	0.02	0.68	0.41
ACOSA	2.62	0.9937	-0.0063	-0.02	0.05	-0.35	1.09
GUAPAN	3.15	0.9831	-0.0169	-0.05	0.06	-1.12	1.31
LAFABRIL	1.97	1.2134	0.2134	0.42	0.04	8.85	0.82
EXPALSA	1.95	0.9929	-0.0071	-0.01	0.04	-0.29	0.81
CRM	0.00	1.0868	0.0868	0.00	0.00	0.00	0.00
CRIDESA	2.44	1.0034	0.0034	0.01	0.05	0.17	1.02
NAVAL	2.20	0.9981	-0.0019	0.00	0.04	-0.09	0.92
CARTONERA	0.91	0.9981	-0.0019	0.00	0.02	-0.04	0.38
INTERAGUA	13.81	1.0034	0.0034	0.05	0.27	0.99	5.76
UNILEVER	1.73	1.0034	0.0034	0.01	0.03	0.12	0.72
ERCO	1.49	0.9831	-0.0169	-0.03	0.03	-0.53	0.62
CARTOPEL	3.17	0.9831	-0.0169	-0.05	0.06	-1.12	1.32
ENKADOR	2.04	1.0330	0.0330	0.07	0.04	1.41	0.85
PLASTICAUCHO	0.57	1.0649	0.0649	0.04	0.01	0.78	0.24
PLASTIGAMA	1.48	0.9929	-0.0071	-0.01	0.03	-0.22	0.62
PLASTICOS	1.64	1.0019	0.0019	0.00	0.03	0.07	0.69
PROMARISCO	0.63	0.9929	-0.0071	0.00	0.01	-0.09	0.26
PLASTIEMPAQUES	0.06	0.9929	-0.0071	0.00	0.00	-0.01	0.02
FISA	0.69	1.0034	0.0034	0.00	0.01	0.05	0.29
ROCACEM LAT	3.12	0.9937	-0.0063	-0.02	0.06	-0.41	1.30
CEDAL	0.15	0.9937	-0.0063	0.00	0.00	-0.02	0.06
ITCNXCOL	0.00	1.0000	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
GRAIMAN	1.94	0.9831	-0.0169	-0.03	0.04	-0.69	0.81
PROVEFRUT	0.45	0.9937	-0.0063	0.00	0.01	-0.06	0.19
EMPESEC	0.93	1.0034	0.0034	0.00	0.02	0.07	0.39
MOLINERA	0.13	1.0019	0.0019	0.00	0.00	0.01	0.05
CEM.CHIMB	3.96	0.9773	-0.0227	-0.09	0.08	-1.88	1.65
TEXTILES RB	1.44	0.9937	-0.0063	-0.01	0.03	-0.19	0.60
EL CAFÉ	1.77	1.0019	0.0019	0.00	0.04	0.07	0.74
FABRIL GUAY	1.08	1.0019	0.0019	0.00	0.02	0.04	0.45
FAM. SANC.	1.54	0.9937	-0.0063	-0.01	0.03	-0.20	0.64
ECUACERAMICA	0.53	0.9773	-0.0227	-0.01	0.01	-0.25	0.22
ITALPISOS	0.79	0.9831	-0.0169	-0.01	0.02	-0.28	0.33
PRONACA	0.64	1.0371	0.0371	0.02	0.01	0.50	0.27
INCASA	0.00	1.0330	0.0330	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	1,055.87	---	---	34.55	20.95	725.83	440.03

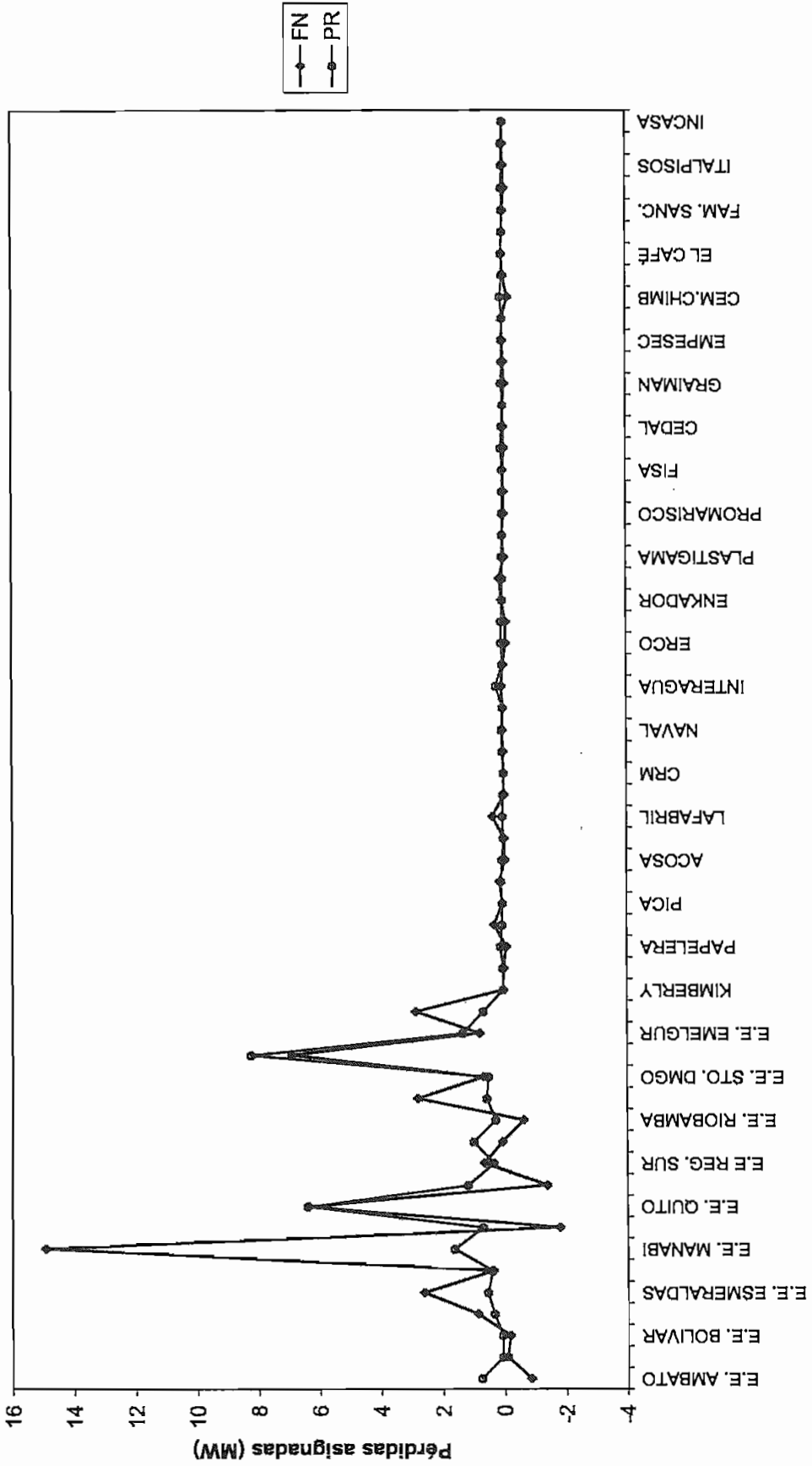
Pérdidas asignadas (MW) Escenario lluvioso Demanda Base



ESCENARIO LLUVIOSO – DEMANDA MEDIA

BARRA	DEMANDA (MW)	FACTOR NODO	∂PL	PERD. ASIGNADAS		PERD. ASIGNADAS	
				FN (MW)	PR (MW)	FN (\$)	PR (\$)
NODOS DE DEMANDA							
E.E. AMBATO	44.36	0.9811	-0.0189	-0.84	0.75	-31.23	27.94
E.E. AZOGUES	4.41	0.9804	-0.0196	-0.09	0.07	-3.23	2.78
E.E. BOLIVAR	4.47	0.9633	-0.0367	-0.16	0.08	-6.12	2.81
E.E. COTOPAXI	20.10	1.0434	0.0434	0.87	0.34	32.55	12.66
E.E. ESMERALDAS	32.50	1.0805	0.0805	2.62	0.55	97.54	20.47
E.E. LOS RIOS	23.62	1.0162	0.0162	0.38	0.40	14.30	14.88
E.E. MANABI	96.46	1.1548	0.1548	14.94	1.63	557.03	60.75
E.E. MILAGRO	41.49	0.9571	-0.0429	-1.78	0.70	-66.39	26.13
E.E. QUITO	379.62	1.0168	0.0168	6.37	6.41	237.69	239.09
E.E. CENT. SUR	70.05	0.9804	-0.0196	-1.38	1.18	-51.28	44.11
E.E. REG. SUR	20.34	1.0321	0.0321	0.65	0.34	24.33	12.81
E.E. EL ORO	58.86	1.0011	0.0011	0.06	0.99	2.35	37.07
E.E. RIOBAMBA	16.78	0.9633	-0.0367	-0.62	0.28	-22.97	10.57
E.E. STA. ELENA	33.54	1.0837	0.0837	2.81	0.57	104.70	21.12
E.E. STO. DMGO	30.48	1.0219	0.0219	0.67	0.51	24.88	19.20
E.E. EMELEC	487.99	1.0142	0.0142	6.92	8.24	258.10	307.34
E.E. EMELGUR	79.82	1.0100	0.0100	0.80	1.35	29.84	50.27
E.E. EMELNORTE	40.38	1.0712	0.0712	2.87	0.68	107.22	25.43
KIMBERLY	1.47	1.0162	0.0162	0.02	0.02	0.89	0.92
AGA	2.29	1.0047	0.0047	0.01	0.04	0.40	1.44
PAPELERA	6.55	0.9878	-0.0122	-0.08	0.11	-2.98	4.12
NIRSA	3.24	1.0973	0.0973	0.32	0.05	11.76	2.04
PICA	2.89	1.0158	0.0158	0.05	0.05	1.71	1.82
ADELCA	5.17	1.0267	0.0267	0.14	0.09	5.16	3.26
ACOSA	3.25	0.9896	-0.0104	-0.03	0.05	-1.26	2.05
GUAPAN	0.82	0.9804	-0.0196	-0.02	0.01	-0.60	0.51
LAFABRIL	2.15	1.1697	0.1697	0.36	0.04	13.59	1.35
EXPALSA	1.32	0.9878	-0.0122	-0.02	0.02	-0.60	0.83
CRM	0.00	1.0539	0.0539	0.00	0.00	0.00	0.00
CRIDESA	2.44	1.0047	0.0047	0.01	0.04	0.43	1.54
NAVAL	3.31	1.0103	0.0103	0.03	0.06	1.27	2.08
CARTONERA	1.79	1.0103	0.0103	0.02	0.03	0.69	1.12
INTERAGUA	14.39	1.0047	0.0047	0.07	0.24	2.51	9.06
UNILEVER	2.20	1.0047	0.0047	0.01	0.04	0.38	1.39
ERCO	3.98	0.9804	-0.0196	-0.08	0.07	-2.91	2.51
CARTOPEL	3.88	0.9804	-0.0196	-0.08	0.07	-2.84	2.45
ENKADOR	1.99	1.0267	0.0267	0.05	0.03	1.99	1.25
PLASTICAUCHO	1.55	1.0831	0.0831	0.13	0.03	4.81	0.98
PLASTIGAMA	2.23	0.9878	-0.0122	-0.03	0.04	-1.01	1.40
PLASTICOS	1.81	1.0158	0.0158	0.03	0.03	1.07	1.14
PROMARISCO	1.18	0.9878	-0.0122	-0.01	0.02	-0.54	0.74
PLASTIEMPAQUES	1.29	0.9878	-0.0122	-0.02	0.02	-0.59	0.81
FISA	1.30	1.0047	0.0047	0.01	0.02	0.23	0.82
ROCACEM LAT	3.58	0.9896	-0.0104	-0.04	0.06	-1.39	2.25
CEDAL	1.49	0.9896	-0.0104	-0.02	0.03	-0.58	0.94
ITCNXCOL	0.00	1.0000	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
GRAIMAN	2.66	0.9804	-0.0196	-0.05	0.04	-1.95	1.68
PROVEFRUT	1.25	0.9896	-0.0104	-0.01	0.02	-0.49	0.79
EMPESEC	1.56	1.0047	0.0047	0.01	0.03	0.27	0.98
MOLINERA	1.02	1.0158	0.0158	0.02	0.02	0.60	0.64
CEM.CHIMB	4.23	0.9633	-0.0367	-0.16	0.07	-5.79	2.66
TEXTILES RB	1.38	0.9896	-0.0104	-0.01	0.02	-0.54	0.87
EL CAFE	1.97	1.0158	0.0158	0.03	0.03	1.17	1.24
FABRIL GUAY	1.13	1.0158	0.0158	0.02	0.02	0.67	0.71
FAM. SANC.	0.83	0.9896	-0.0104	-0.01	0.01	-0.32	0.52
ECUACERAMICA	1.47	0.9633	-0.0367	-0.05	0.02	-2.01	0.92
ITALPISOS	0.94	0.9804	-0.0196	-0.02	0.02	-0.69	0.59
PRONACA	1.44	1.0038	0.0038	0.01	0.02	0.21	0.91
INCASA	0.00	1.0267	0.0267	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	1582.68	---	---	35.71	26.73	1332.02	996.77

Pérdidas asignadas (MW) Escenario lluvioso Demanda Media

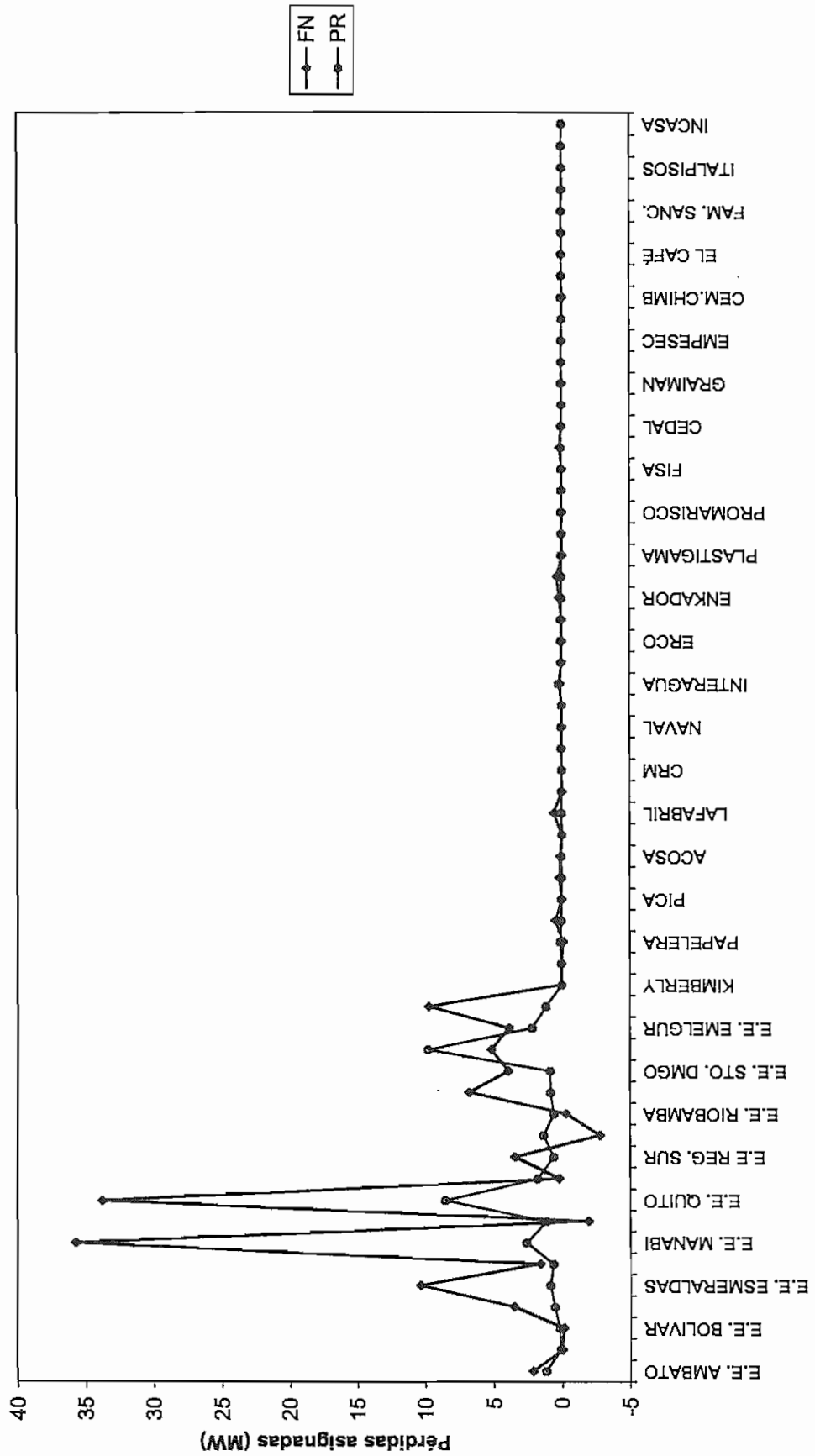


Nodos de Demanda

ESCENARIO LLUVIOSO – DEMANDA PUNTA

BARRA	DEMANDA (MW)	FACTOR NODO	∂PL	PERD. ASIGNADAS		PERD. ASIGNADAS	
				FN (MW)	PR (MW)	FN (\$)	PR (\$)
NODOS DE DEMANDA							
E.E. AMBATO	67.66	1.0318	0.0318	2.148	1.194	97.29	54.07
E.E. AZOGUES	8.59	1.0024	0.0024	0.021	0.152	0.94	6.86
E.E. BOLIVAR	11.37	0.9923	-0.0077	-0.088	0.201	-3.97	9.08
E.E. COTOPAXI	31.86	1.1116	0.1116	3.554	0.562	160.97	25.46
E.E. ESMERALDAS	50.08	1.2072	0.2072	10.376	0.884	469.91	40.02
E.E. LOS RIOS	38.14	1.0427	0.0427	1.628	0.673	73.71	30.48
E.E. MANABI	148.21	1.2413	0.2413	35.768	2.615	1619.82	118.44
E.E. MILAGRO	66.20	0.9714	-0.0286	-1.895	1.168	-85.84	52.90
E.E. QUITO	484.28	1.0698	0.0698	33.814	8.546	1531.31	387.01
E.E. CENT. SUR	102.54	1.0024	0.0024	0.249	1.809	11.26	81.95
E.E. REG. SUR	36.83	1.0940	0.0940	3.462	0.650	156.76	29.43
E.E. EL ORO	78.48	0.9649	-0.0351	-2.756	1.385	-124.80	62.72
E.E. RIOBAMBA	35.94	0.9923	-0.0077	-0.277	0.634	-12.56	28.72
E.E. STA. ELENA	49.31	1.1379	0.1379	6.800	0.870	307.93	39.41
E.E. STO. DMGO	50.28	1.0783	0.0783	3.935	0.887	178.20	40.18
E.E. EMELEC	555.08	1.0093	0.0093	5.175	9.795	234.35	443.60
E.E. EMELGUR	124.57	1.0311	0.0311	3.875	2.198	175.48	99.55
E.E. EMELNORTE	66.55	1.1466	0.1466	9.758	1.174	441.91	53.19
KIMBERLY	1.34	1.0427	0.0427	0.057	0.024	2.59	1.07
AGA	2.19	1.0105	0.0105	0.023	0.039	1.05	1.75
PAPELERA	6.98	0.9889	-0.0111	-0.078	0.123	-3.51	5.58
NIRSA	3.05	1.1618	0.1618	0.493	0.054	22.32	2.43
PICA	3.12	1.0055	0.0055	0.017	0.055	0.78	2.50
ADELCA	2.11	1.0921	0.0921	0.194	0.037	8.80	1.69
ACOSA	2.88	1.0415	0.0415	0.120	0.051	5.41	2.30
GUAPAN	0.64	1.0024	0.0024	0.002	0.011	0.07	0.51
LAFABRIL	2.18	1.2796	0.2796	0.610	0.039	27.64	1.74
EXPALSA	1.36	0.9889	-0.0111	-0.015	0.024	-0.68	1.08
CRM	0.00	1.0635	0.0635	0.000	0.000	0.00	0.00
CRIDESA	2.41	1.0105	0.0105	0.025	0.043	1.15	1.93
NAVAL	2.25	1.0004	0.0004	0.001	0.040	0.04	1.80
CARTONERA	1.60	1.0004	0.0004	0.001	0.028	0.03	1.27
INTERAGUA	13.60	1.0105	0.0105	0.143	0.240	6.49	10.87
UNILEVER	2.44	1.0105	0.0105	0.026	0.043	1.16	1.95
ERCO	4.32	1.0024	0.0024	0.010	0.076	0.47	3.45
CARTOPEL	3.84	1.0024	0.0024	0.009	0.068	0.42	3.07
ENKADOR	2.02	1.0921	0.0921	0.186	0.036	8.43	1.61
PLASTICAUCHO	1.76	1.1985	0.1985	0.349	0.031	15.79	1.40
PLASTIGAMA	1.99	0.9889	-0.0111	-0.022	0.035	-1.00	1.59
PLASTICOS	1.56	1.0055	0.0055	0.009	0.027	0.39	1.25
PROMARISCO	1.08	0.9889	-0.0111	-0.012	0.019	-0.54	0.86
PLASTIEMPAQUES	1.17	0.9889	-0.0111	-0.013	0.021	-0.59	0.94
FISA	1.55	1.0105	0.0105	0.016	0.027	0.74	1.24
ROCACEM LAT	3.42	1.0415	0.0415	0.142	0.060	6.44	2.74
CEDAL	1.35	1.0415	0.0415	0.056	0.024	2.54	1.08
ITCNXCOL	0.00	1.0000	0.0000	0.000	0.000	0.00	0.00
GRAIMAN	2.80	1.0024	0.0024	0.007	0.049	0.31	2.24
PROVEFRUT	1.31	1.0415	0.0415	0.054	0.023	2.46	1.05
EMPESEC	1.49	1.0105	0.0105	0.016	0.026	0.71	1.19
MOLINERA	0.62	1.0055	0.0055	0.003	0.011	0.15	0.49
CEM.CHIMB	2.93	0.9923	-0.0077	-0.023	0.052	-1.02	2.34
TEXTILES RB	1.40	1.0415	0.0415	0.058	0.025	2.63	1.12
EL CAFE	1.86	1.0055	0.0055	0.010	0.033	0.46	1.48
FABRIL GUAY	1.09	1.0055	0.0055	0.006	0.019	0.27	0.87
FAM. SANC.	1.14	1.0415	0.0415	0.047	0.020	2.14	0.91
ECUACERAMICA	1.72	0.9923	-0.0077	-0.013	0.030	-0.60	1.37
ITALPISOS	0.88	1.0024	0.0024	0.002	0.015	0.10	0.70
PRONACA	1.38	1.0231	0.0231	0.032	0.024	1.44	1.10
INCASA	0.00	1.0921	0.0921	0.000	0.000	0.00	0.00
TOTAL	2096.77	---	---	118.10	37.00	5348.17	1675.64

Pérdidas asignadas (MW) Escenario lluvioso Demanda Punta

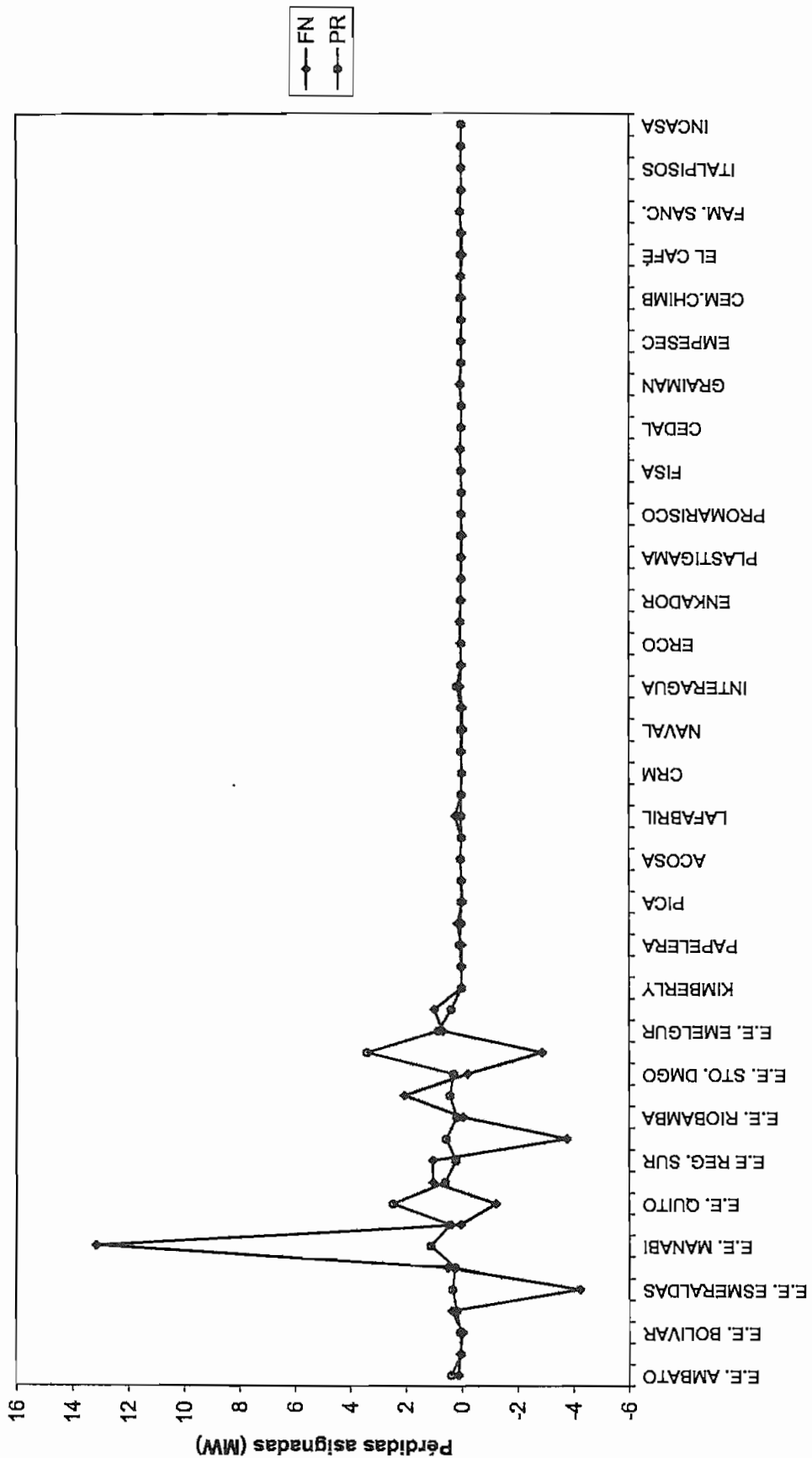


Nodos de Demanda

ESCENARIO SECO – DEMANDA BASE

BARRA	DEMANDA (MW)	FACTOR NODO	∂PL	PERD. ASIGNADAS		PERD. ASIGNADAS	
				FN (MW)	PR (MW)	FN (\$)	PR (\$)
NODOS DE DEMANDA							
E.E. AMBATO	30.85	1.0043	0.0043	0.13	0.39	6.71	19.53
E.E. AZOGUES	3.46	1.0218	0.0218	0.08	0.04	3.78	2.19
E.E. BOLIVAR	4.75	0.9975	-0.0025	-0.01	0.06	-0.61	3.01
E.E. COTOPAXI	15.44	1.0235	0.0235	0.36	0.19	18.26	9.78
E.E. ESMERALDAS	26.81	0.8424	-0.1576	-4.23	0.34	-212.23	16.98
E.E. LOS RIOS	19.70	1.0263	0.0263	0.52	0.25	26.03	12.47
E.E. MANABI	88.24	1.1490	0.1490	13.15	1.11	660.35	55.88
E.E. MILAGRO	33.32	1.0013	0.0013	0.04	0.42	2.12	21.10
E.E. QUITO	195.43	0.9938	-0.0062	-1.21	2.46	-60.96	123.75
E.E. CENT. SUR	47.58	1.0218	0.0218	1.04	0.60	52.04	30.13
E.E. REG. SUR	16.55	1.0630	0.0630	1.04	0.21	52.39	10.48
E.E. EL ORO	43.97	0.9148	-0.0852	-3.75	0.55	-188.16	27.84
E.E. RIOBAMBA	14.32	0.9975	-0.0025	-0.04	0.18	-1.83	9.07
E.E. STA. ELENA	33.59	1.0613	0.0613	2.06	0.42	103.35	21.27
E.E. STO. DMGO	23.67	0.9915	-0.0085	-0.20	0.30	-10.09	14.99
E.E. EMELEC	269.51	0.9894	-0.0106	-2.87	3.40	-143.94	170.67
E.E. EMELGUR	66.54	1.0103	0.0103	0.69	0.84	34.50	42.13
E.E. EMELNORTE	30.77	1.0320	0.0320	0.99	0.39	49.47	19.49
KIMBERLY	0.71	1.0263	0.0263	0.02	0.01	0.94	0.45
AGA	2.27	1.0044	0.0044	0.01	0.03	0.50	1.44
PAPELERA	6.26	1.0018	0.0018	0.01	0.08	0.57	3.96
NIRSA	1.73	1.0876	0.0876	0.15	0.02	7.62	1.10
PICA	1.22	0.9812	-0.0188	-0.02	0.02	-1.15	0.77
ADELCA	0.92	1.0053	0.0053	0.00	0.01	0.24	0.58
ACOSA	2.86	1.0162	0.0162	0.05	0.04	2.33	1.81
GUAPAN	0.19	1.0218	0.0218	0.00	0.00	0.21	0.12
LAFABRIL	1.36	1.1654	0.1654	0.23	0.02	11.31	0.86
EXPALSA	1.03	1.0018	0.0018	0.00	0.01	0.09	0.65
CRM	0.00	1.0443	0.0443	0.00	0.00	0.00	0.00
CRIDESA	2.23	1.0044	0.0044	0.01	0.03	0.49	1.41
NAVAL	1.54	0.9779	-0.0221	-0.03	0.02	-1.71	0.98
CARTONERA	0.88	0.9779	-0.0221	-0.02	0.01	-0.98	0.56
INTERAGUA	13.79	1.0044	0.0044	0.06	0.17	3.02	8.73
UNILEVER	1.84	1.0044	0.0044	0.01	0.02	0.40	1.16
ERCO	1.44	1.0218	0.0218	0.03	0.02	1.58	0.91
CARTOPEL	3.12	1.0218	0.0218	0.07	0.04	3.41	1.98
ENKADOR	2.05	1.0053	0.0053	0.01	0.03	0.54	1.30
PLASTICAUCHO	0.54	1.0314	0.0314	0.02	0.01	0.85	0.34
PLASTIGAMA	1.51	1.0018	0.0018	0.00	0.02	0.14	0.95
PLASTICOS	1.45	0.9812	-0.0188	-0.03	0.02	-1.36	0.92
PROMARISCO	0.77	1.0018	0.0018	0.00	0.01	0.07	0.49
PLASTIEMPAQUES	0.02	1.0018	0.0018	0.00	0.00	0.00	0.01
FISA	0.97	1.0044	0.0044	0.00	0.01	0.21	0.62
ROCACEM LAT	3.05	1.0162	0.0162	0.05	0.04	2.48	1.93
CEDAL	0.12	1.0162	0.0162	0.00	0.00	0.09	0.07
ITCNXCOL	0.00	1.0000	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
GRAIMAN	2.40	1.0218	0.0218	0.05	0.03	2.62	1.52
PROVEFRUT	0.44	1.0162	0.0162	0.01	0.01	0.36	0.28
EMPESEC	0.83	1.0044	0.0044	0.00	0.01	0.18	0.52
MOLINERA	0.14	0.9812	-0.0188	0.00	0.00	-0.13	0.09
CEM.CHIMB	2.60	0.9975	-0.0025	-0.01	0.03	-0.33	1.64
TEXTILES RB	1.38	1.0162	0.0162	0.02	0.02	1.12	0.87
EL CAFE	1.82	0.9812	-0.0188	-0.03	0.02	-1.72	1.15
FABRIL GUAY	0.81	0.9812	-0.0188	-0.02	0.01	-0.77	0.51
FAM. SANC.	3.62	1.0162	0.0162	0.06	0.05	2.95	2.29
ECUACERAMICA	0.29	0.9975	-0.0025	0.00	0.00	-0.04	0.19
ITALPISOS	0.80	1.0218	0.0218	0.02	0.01	0.87	0.50
PRONACA	0.56	1.0216	0.0216	0.01	0.01	0.61	0.36
INCASA	0.00	1.0053	0.0053	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	1,034.02	---	---	8.54	13.04	428.80	654.79

Pérdidas asignadas (MW) Escenario seco Demanda Base

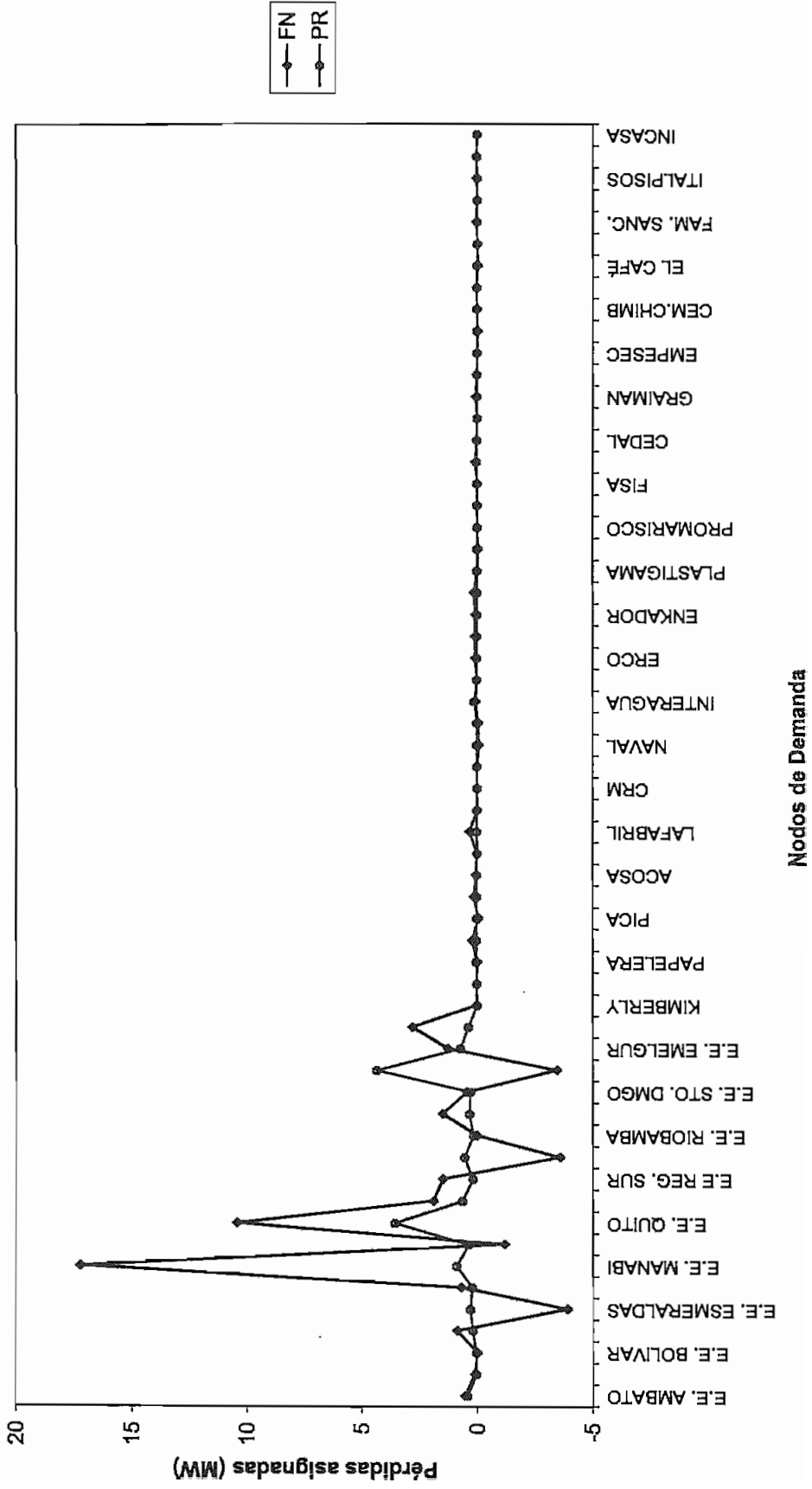


Notos de Demanda

ESCENARIO SECO – DEMANDA MEDIA

BARRA	DEMANDA (MW)	FACTOR NODO	∂PL	PERD. ASIGNADAS		PERD. ASIGNADAS	
				FN (MW)	PR (MW)	FN (\$)	PR (\$)
NODOS DE DEMANDA							
E.E. AMBATO	45.09	1.0120	0.0120	0.54	0.43	52.53	41.63
E.E. AZOGUES	4.21	1.0279	0.0279	0.12	0.04	11.42	3.88
E.E. BOLIVAR	4.57	1.0010	0.0010	0.00	0.04	0.43	4.22
E.E. COTOPAXI	21.09	1.0421	0.0421	0.89	0.20	86.30	19.47
E.E. ESMERALDAS	31.80	0.8772	-0.1228	-3.91	0.30	-379.67	29.36
E.E. LOS RIOS	23.24	1.0309	0.0309	0.72	0.22	69.80	21.46
E.E. MANABI	94.97	1.1814	0.1814	17.23	0.90	1675.16	87.69
E.E. MILAGRO	38.93	0.9696	-0.0304	-1.18	0.37	-115.01	35.95
E.E. QUITO	375.57	1.0278	0.0278	10.45	3.57	1015.42	346.79
E.E. CENT. SUR	68.05	1.0279	0.0279	1.90	0.65	184.79	62.83
E.E. REG. SUR	19.83	1.0753	0.0753	1.49	0.19	145.22	18.31
E.E. EL ORO	57.98	0.9384	-0.0616	-3.57	0.55	-347.31	53.53
E.E. RIOBAMBA	17.15	1.0010	0.0010	0.02	0.16	1.62	15.83
E.E. STA. ELENA	34.90	1.0431	0.0431	1.50	0.33	146.25	32.22
E.E. STO. DMGO	29.47	1.0151	0.0151	0.44	0.28	43.13	27.21
E.E. EMELEC	457.29	0.9925	-0.0075	-3.45	4.34	-335.00	422.25
E.E. EMELGUR	76.90	1.0166	0.0166	1.28	0.73	124.09	71.00
E.E. EMELNORTE	39.36	1.0715	0.0715	2.82	0.37	273.66	36.34
KIMBERLY	1.06	1.0309	0.0309	0.03	0.01	3.19	0.98
AGA	2.33	1.0057	0.0057	0.01	0.02	1.29	2.15
PAPELERA	4.27	1.0016	0.0016	0.01	0.04	0.65	3.94
NIRSA	2.75	1.0847	0.0847	0.23	0.03	22.67	2.54
PICA	3.18	1.09830	-0.0170	-0.05	0.03	-5.25	2.93
ADELCA	3.59	1.0400	0.0400	0.14	0.03	13.96	3.31
ACOSA	2.78	1.0229	0.0229	0.06	0.03	6.20	2.57
GUAPAN	0.50	1.0279	0.0279	0.01	0.00	1.35	0.46
LAFABRIL	1.71	1.1975	0.1975	0.34	0.02	32.86	1.58
EXPALSA	2.05	1.0016	0.0016	0.00	0.02	0.31	1.89
CRM	0.00	1.0623	0.0623	0.00	0.00	0.00	0.00
CRIDESA	2.23	1.0057	0.0057	0.01	0.02	1.23	2.06
NAVAL	3.55	0.9800	-0.0200	-0.07	0.03	-6.89	3.28
CARTONERA	2.15	0.9800	-0.0200	-0.04	0.02	-4.16	1.98
INTERAGUA	14.51	1.0057	0.0057	0.08	0.14	8.02	13.40
UNILEVER	2.64	1.0057	0.0057	0.02	0.03	1.46	2.44
ERCO	3.16	1.0279	0.0279	0.09	0.03	8.57	2.92
CARTOPEL	3.56	1.0279	0.0279	0.10	0.03	9.66	3.28
ENKADOR	2.11	1.0400	0.0400	0.08	0.02	8.20	1.95
PLASTICAUCHO	1.93	1.0750	0.0750	0.14	0.02	14.06	1.78
PLASTIGAMA	2.00	1.0016	0.0016	0.00	0.02	0.30	1.84
PLASTICOS	1.50	0.9830	-0.0170	-0.03	0.01	-2.48	1.39
PROMARISCO	1.11	1.0016	0.0016	0.00	0.01	0.17	1.02
PLASTIEMPAQUES	1.24	1.0016	0.0016	0.00	0.01	0.19	1.15
FISA	1.46	1.0057	0.0057	0.01	0.01	0.81	1.35
ROCACEM LAT	3.81	1.0229	0.0229	0.09	0.04	8.48	3.51
CEDAL	1.36	1.0229	0.0229	0.03	0.01	3.04	1.26
ITCNXCOL	0.00	1.0000	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
GRAIMAN	2.14	1.0279	0.0279	0.06	0.02	5.80	1.97
PROVEFRUT	1.43	1.0229	0.0229	0.03	0.01	3.19	1.32
EMPESEC	1.58	1.0057	0.0057	0.01	0.02	0.87	1.46
MOLINERA	1.17	0.9830	-0.0170	-0.02	0.01	-1.93	1.08
CEM.CHIMB	1.60	1.0010	0.0010	0.00	0.02	0.15	1.48
TEXTILES RB	1.40	1.0229	0.0229	0.03	0.01	3.12	1.29
EL CAFE	1.94	0.9830	-0.0170	-0.03	0.02	-3.22	1.80
FABRIL GUAY	0.99	0.9830	-0.0170	-0.02	0.01	-1.64	0.91
FAM. SANC.	2.31	1.0229	0.0229	0.05	0.02	5.15	2.13
ECUACERAMICA	0.98	1.0010	0.0010	0.00	0.01	0.09	0.90
ITALPISOS	0.93	1.0279	0.0279	0.03	0.01	2.52	0.86
PRONACA	1.50	1.0212	0.0212	0.03	0.01	3.09	1.39
INCASA	0.00	1.0400	0.0400	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	1530.87	---	---	28.78	14.54	2797.93	1413.56

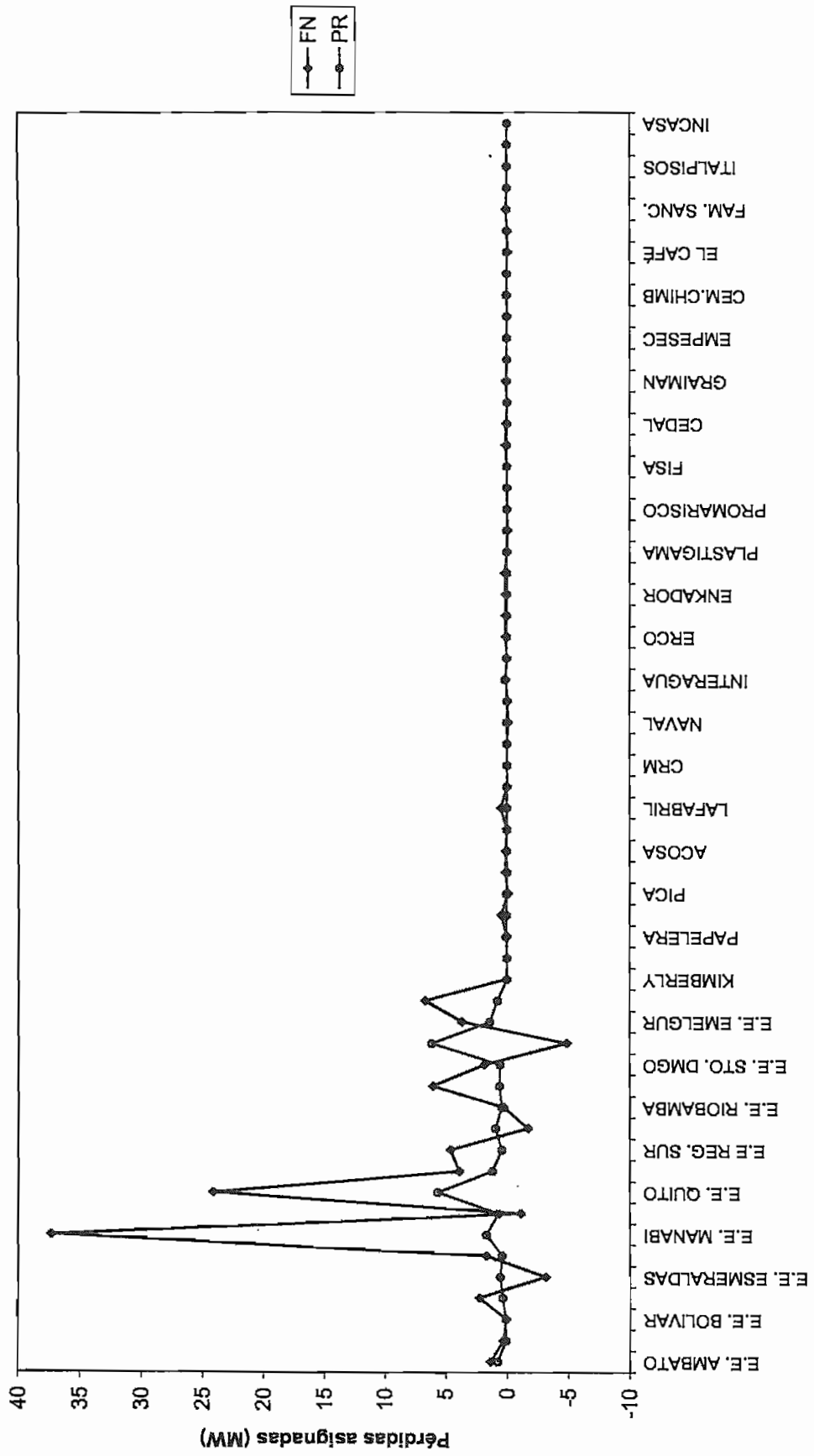
Pérdidas asignadas (MW) Escenario seco Demanda Media



ESCENARIO SECO – DEMANDA PUNTA

BARRA	DEMANDA (MW)	FACTOR NODO	∂PL	PERD. ASIGNADAS		PERD. ASIGNADAS	
				FN (MW)	PR (MW)	FN (\$)	PR (\$)
NODOS DE DEMANDA							
E.E. AMBATO	67.18	1.0206	0.0206	1.38	0.79	131.65	75.22
E.E. AZOGUES	8.31	1.0385	0.0385	0.32	0.10	30.46	9.31
E.E. BOLIVAR	11.29	1.0079	0.0079	0.09	0.13	8.43	12.64
E.E. COTOPAXI	32.33	1.0709	0.0709	2.29	0.38	218.08	36.20
E.E. ESMERALDAS	47.73	0.9348	-0.0652	-3.11	0.56	-296.18	53.45
E.E. LOS RIOS	34.75	1.0493	0.0493	1.71	0.41	162.98	38.91
E.E. MANABI	144.04	1.2590	0.2590	37.31	1.70	3549.78	161.29
E.E. MILAGRO	61.96	0.9827	-0.0173	-1.08	0.73	-102.30	69.39
E.E. QUITO	480.72	1.0502	0.0502	24.14	5.66	2297.37	538.31
E.E. CENT. SUR	102.02	1.0385	0.0385	3.93	1.20	373.87	114.24
E.E. REG. SUR	36.98	1.1253	0.1253	4.64	0.44	441.06	41.41
E.E. EL ORO	79.34	0.9789	-0.0211	-1.67	0.93	-159.03	88.84
E.E. RIOBAMBA	36.87	1.0079	0.0079	0.29	0.43	27.55	41.28
E.E. STA. ELENA	52.68	1.1149	0.1149	6.05	0.62	576.08	58.99
E.E. STO. DMGO	48.14	1.0388	0.0388	1.87	0.57	177.81	53.91
E.E. EMELEC	521.96	0.9907	-0.0093	-4.84	6.14	-460.58	584.49
E.E. EMELGUR	119.36	1.0309	0.0309	3.69	1.40	351.36	133.66
E.E. EMELNORTE	66.99	1.1000	0.1000	6.70	0.79	637.17	75.02
KIMBERLY	0.66	1.0493	0.0493	0.03	0.01	3.11	0.74
AGA	2.31	1.0095	0.0095	0.02	0.03	2.09	2.59
PAPELERA	6.82	1.0026	0.0026	0.02	0.08	1.65	7.63
NIRSA	2.78	1.1725	0.1725	0.48	0.03	45.57	3.11
PICA	3.15	0.9791	-0.0209	-0.07	0.04	-6.29	3.53
ADELCA	2.06	1.0658	0.0658	0.14	0.02	12.91	2.31
ACOSA	2.67	1.0364	0.0364	0.10	0.03	9.23	2.99
GUAPAN	0.31	1.0385	0.0385	0.01	0.00	1.13	0.35
LAFABRIL	1.77	1.2929	0.2929	0.52	0.02	49.47	1.99
EXPALSA	2.16	1.0026	0.0026	0.01	0.03	0.52	2.42
CRM	0.00	1.0662	0.0662	0.00	0.00	0.00	0.00
CRIDESA	2.30	1.0095	0.0095	0.02	0.03	2.08	2.58
NAVAL	2.59	0.9754	-0.0246	-0.06	0.03	-6.06	2.90
CARTONERA	1.85	0.9754	-0.0246	-0.05	0.02	-4.33	2.07
INTERAGUA	13.71	1.0095	0.0095	0.13	0.16	12.38	15.35
UNILEVER	2.59	1.0095	0.0095	0.02	0.03	2.34	2.90
ERCO	3.15	1.0385	0.0385	0.12	0.04	11.53	3.52
CARTOPEL	3.33	1.0385	0.0385	0.13	0.04	12.22	3.73
ENKADOR	2.04	1.0658	0.0658	0.13	0.02	12.77	2.28
PLASTICAUCHO	1.65	1.1140	0.1140	0.19	0.02	17.87	1.85
PLASTIGAMA	2.09	1.0026	0.0026	0.01	0.02	0.51	2.34
PLASTICOS	1.38	0.9791	-0.0209	-0.03	0.02	-2.75	1.55
PROMARISCO	1.04	1.0026	0.0026	0.00	0.01	0.25	1.17
PLASTIEMPAQUES	1.23	1.0026	0.0026	0.00	0.01	0.30	1.38
FISA	1.49	1.0095	0.0095	0.01	0.02	1.35	1.67
ROCACEM LAT	3.78	1.0364	0.0364	0.14	0.04	13.06	4.23
CEDAL	1.40	1.0364	0.0364	0.05	0.02	4.86	1.57
ITCNXCOL	0.00	1.0000	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
GRAIMAN	2.49	1.0385	0.0385	0.10	0.03	9.13	2.79
PROVEFRUT	1.32	1.0364	0.0364	0.05	0.02	4.57	1.48
EMPESEC	1.45	1.0095	0.0095	0.01	0.02	1.31	1.62
MOLINERA	0.67	0.9791	-0.0209	-0.01	0.01	-1.34	0.75
CEM.CHIMB	2.85	1.0079	0.0079	0.02	0.03	2.13	3.19
TEXTILES RB	1.39	1.0364	0.0364	0.05	0.02	4.80	1.55
EL CAFE	1.88	0.9791	-0.0209	-0.04	0.02	-3.74	2.10
FABRIL GUAY	0.91	0.9791	-0.0209	-0.02	0.01	-1.81	1.01
FAM. SANC.	2.90	1.0364	0.0364	0.11	0.03	10.03	3.25
ECUACERAMICA	1.30	1.0079	0.0079	0.01	0.02	0.97	1.46
ITALPISOS	0.81	1.0385	0.0385	0.03	0.01	2.98	0.91
PRONACA	1.10	1.0291	0.0291	0.03	0.01	3.04	1.23
INCASA	0.00	1.0658	0.0658	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	2042.03	---	---	86.13	24.03	8195.40	2286.63

Pérdidas asignadas (MW) Escenario seco Demanda Punta



Notos de Demanda