

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**DESARROLLO DE UN MODELO PARA EL CÁLCULO Y EL PAGO
DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN
APLICABLE AL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL
ECUADOR.**

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

EDGAR RUBÉN MUELA VELASCO

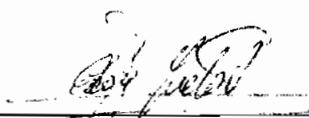
DIRECTOR: ING. EDUARDO CAZCO

Quito, Julio de 2001

DECLARACIÓN

Yo Edgar Rubén Muela Velasco, declaro 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.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley, Reglamento de Propiedad Intelectual y por la normatividad institucional vigente.



Edgar Rubén Muela Velasco

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Edgar Rubén Muela Velasco, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Eduardo Cazco". The signature is written in a cursive style with a large, prominent loop at the top.

Ing. Eduardo Cazco
DIRECTOR DE PROYECTO

DEDICATORIA

El presente trabajo esta dedicado a las personas más importantes de mi vida, mi madre Maria Mercedes †, que aunque ausente, siempre esta conmigo, y a mi hermana Angélica, a quien agradeceré eternamente por el esfuerzo, la comprensión, el cariño y el apoyo brindado.

AGRADECIMIENTO

AL Ing. Eduardo Cazco por su valiosa colaboración para la realización del presente trabajo, a los compañeros y amigos del CENACE por su apoyo y cooperación.

CONTENIDO

CAPITULO 1

1.	INTRODUCCIÓN	1
1.1.	El mercado eléctrico mayorista	1
1.2.	Situación actual	4
1.3.	Alcance	7
1.4.	Meta	9
1.5.	Objetivos	9

CAPITULO 2

2.	ANÁLISIS DE LA TEORÍA MARGINALISTA DE MERCADO	10
2.1.	Teoría de la producción y costos	10
2.1.1.	La oferta y la demanda	10
2.1.2.	Elasticidad	13
2.1.2.1.	Elasticidad de la demanda.	14
2.1.2.2.	Elasticidad de la oferta	16
2.1.3.	Factores de producción y horizonte temporal de las empresas	17
2.2.	Principios que regulan la actividad económica	20
2.2.1.	Principio de la escasez	20
2.2.2.	Ley de los rendimientos decrecientes	22
2.2.3.	Principio de eficacia económica	26
2.3.	Funciones de costo con horizonte temporal	29
2.3.1.	El corto y el largo plazo	29
2.3.2.	Costos de producción	31
2.3.3.	Componentes del costo	31
2.3.3.1.	Costos fijos	31
2.3.3.2.	Costos variables	32
2.3.3.3.	Otros conceptos adicionales	32
2.4.	Presentación gráfica de los costos	34
2.4.1.	Costos en el corto plazo	34
2.4.2.	La producción y los costos a largo plazo	37
2.4.2.1.	Costo medio a largo plazo	37
2.4.2.2.	Costo marginal a largo plazo	40

2.5.	Economías de escala	41
2.6.	Precio y producción bajo competencia perfecta	42
2.6.1.	Mercados de competencia perfecta	42
2.6.2.	El sistema de precios y la microeconomía	44
2.6.2.1.	Precio igual a costo marginal	45
2.6.2.2.	El sistema de precios y la eficiencia	47
2.7.	Breve análisis de los mercados reales	48

CAPITULO 3

3.	REMUNERACIÓN POR ENERGÍA A LOS AGENTES GENERADORES DEL MEM	55
3.1.	Precios a costo marginal en la industria eléctrica	55
3.1.1.	Dificultades derivadas de la aplicación	55
3.1.1.1.	Hipótesis sobre el resto del sistema económico	56
3.1.1.2.	La dificultad de la puesta en practica	57
3.1.1.3.	La dificultad del financiamiento de las inversiones	62
3.1.2.	Determinación del costo de la energía en el MEM	64
3.2.	Situación actual del pago por concepto de energía a los principales agentes generadores del MEM	66
3.2.1.	Beneficios a costos marginales	66
3.2.2.	Estacionalidad y despacho económico en el MEM	67
3.2.3.	Producción e ingresos de los principales agentes	74

CAPITULO 4

4.	REMUNERACIÓN POR POTENCIA A LOS AGENTES GENERADORES DEL MEM	79
4.1.	Origen de la remuneración por potencia	79
4.1.1.	Confiabilidad de los sistemas de potencia	80
4.1.2.	Volatilidad de los precios	81
4.1.3.	Financiamiento de la inversión	81
4.2.	Tratamiento de algunos mercados eléctricos sobre el tema de la potencia o capacidad	82
4.2.1.	Pagos por potencia	83

4.2.2. Requerimientos de capacidad	90
4.2.3. Fuerzas de mercado	93
4.3. Análisis de la regulación No CONELEC 001-00 “calculo de la potencia remunerable puesta a disposición”	96
4.3.1. Metodología para calcular la potencia remunerable puesta a disposición	96
4.3.2. Comentarios sobre la regulación No CONELEC 001/00	100

CAPITULO 5

5. PROPUESTA DE MÉTODO DE CÁLCULO DE LA POTENCIA REMUNERABLE Y EL VALOR DEL PRECIO UNITARIO DE POTENCIA	107
5.1. Análisis de la remuneración recibida por los principales agentes generadores del MEM	107
5.1.1. Estudio de la operación del año 2000.	107
5.1.2. Simulación de la operación del MEM con horizonte de un año	119
5.1.2.1. Metodología aplicada por el CENACE para el cálculo de precios referenciales	120
5.1.2.2. Análisis de los resultados de la simulación	135
5.2. Cálculo de la potencia remunerable asignada a los agentes generadores del MEM	144
5.3. Cálculo del valor unitario de potencia.	149
5.3.1. Precio de equilibrio de mercado	151
5.3.2. Costo de la energía no suministrada	151
5.3.3. Costo de capital de una planta de punta	153

CAPITULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	164
6.1. Conclusiones	164
6.2. Recomendaciones	168

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1

PREDESPACHO DE ESTACIÓN LLUVIOSA

ANEXO 2

PREDESPACHO DE ESTACIÓN SECA

ANEXO 3

PRODUCCIÓN E INGRESOS DEL HIDRO PAUTE Y EL MEM POR VENTA DE ENERGÍA DURANTE EL AÑO 2000.

ANEXO 4

PRODUCCIÓN E INGRESOS DE LOS PRINCIPALES AGENTES DEL MEM POR VENTA DE ENERGÍA DURANTE EL AÑO 2000.

ANEXO 5

LISTA DE UNIDADES GENERADORAS HIDRÁULICAS Y TÉRMICAS DEL MEM

ANEXO 7

LISTA DE UNIDADES DEL MEM QUE RECIBEN POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION PERIODO ENERO-SEPTIEMBRE 2000

ANEXO 8

INGRESOS OBTENIDOS POR LOS AGENTES DEL MEM POR LIQUIDACIÓN DE POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN

ANEXO 9

REGULACIÓN N^o CONELEC 001-00

RESUMEN

El presente trabajo realiza un análisis de los principios que sustentan la aplicación de un sistema de tarificación, del uso de bienes y servicios, en base a los costos marginales de producción, sus bondades y limitaciones en el momento de aplicar este sistema en los mercados reales, y en especial en la industria de la producción de energía eléctrica, con el objeto de determinar la conveniencia o no de la aplicación del pago por Potencia Remunerable Puesta a Disposición a los agentes generadores participantes en el Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador.

Se analiza los argumentos que sustentan la existencia de este mecanismo exógeno, a la formación de precios de la electricidad en base a los costos marginales; y cual es el tratamiento que se da en otros mercados de energía eléctrica al tema de la capacidad o potencia.

Finalmente, se realiza un estudio de los resultados económicos, obtenidos de la aplicación del nuevo esquema, a la operación del mercado eléctrico del Ecuador durante el año 2000 y a la simulación de la operación del mismo mercado para distintas hidrologías, con el fin de determinar cuales son las condiciones económicas en las que se desenvuelven los principales generadores del mercado. Se presentan criterios de cuales deberían ser los parámetros a considerar para definir la potencia que se debe asignar a cada generador, tanto hidráulico como térmico, y cual es el valor del precio unitario de potencia con el que se debería realizar la liquidación del servicio de potencia.

PRESENTACIÓN

En el presente trabajo se realiza un análisis de la situación de los mecanismos de remuneración para los agentes generadores participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, se pone especial énfasis en la Potencia Remunerable Puesta a Disposición.

El capítulo 1 es una introducción en la cual se describe brevemente el propósito del nuevo esquema para la determinación de precios de la electricidad a nivel mayorista, y que se ha llevado a efecto en Ecuador.

En el capítulo 2 se estudia los principios básicos para la determinación de precios del uso de bienes y servicios en base a los costos marginales de producción.

En el capítulo 3 se examina los resultados de la aplicación del sistema de determinación de precios, estudiado en el capítulo anterior, a la industria de la producción de la energía eléctrica, las limitaciones y bondades que este sistema ofrece.

En el Capítulo 4 se realiza un análisis de la Regulación CONELEC No 001-00 "CALCULO DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN", además del procedimiento seguido por el CENACE para la aplicación de esta regulación.

En el capítulo 5 se realiza una comparación entre los ingresos que facturan los agentes generadores en un esquema fundamentado en costos marginales, y el diseño basado en costos contables.

En el capítulo 6 se detallan las conclusiones obtenidas de la investigación, además se puntualizan las recomendaciones que contribuirían para un mejor desenvolvimiento del nuevo esquema.

CAPITULO 1

1. INTRODUCCIÓN.

1.1. EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.

A partir de la promulgación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico-LRSE-, en octubre de 1996, se inició una profunda reforma y reorganización del sector eléctrico ecuatoriano, basándose en principios de tarifación sustentados en la racionalidad económica¹, procura de eficiente asignación en el uso de los recursos, la introducción de competencia² en los segmentos posibles y regulación tarifaria en los segmentos constituidos en monopolio natural³.

La base legal del ordenamiento actual del sector eléctrico se sustenta en la referida Ley de Régimen del Sector Eléctrico, y en las normas, tales como Reglamentos o Regulaciones emanadas del CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), organismo que se encarga de elaborar planes para el desarrollo de la energía eléctrica, ejerce además, todas las actividades de regulación y control.

En el esquema que se ha adoptado, se plantean los siguientes objetivos, relacionados con la competencia introducida en el sector eléctrico:

- a) Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo;

¹ Racionalidad económica.- Es el óptimo aprovechamiento de los recursos humanos, materiales y financieros de que dispone la sociedad.

² Competencia.- Término empleado para indicar rivalidad entre un agente económico (productor, comerciante o comprador) contra los demás, donde cada uno busca asegurar las condiciones más ventajosas para sí. Es el ejercicio de las libertades económicas.

³ Monopolio Natural._ Se denominan monopolios naturales aquellos casos en los que las economías de escala son tan significativas que es más eficiente tener una sola empresa que controle todo el mercado que muchas empresas compitiendo.

- b) Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema, así como garantizar el libre acceso de los actores del servicio a las instalaciones de transmisión y distribución;
- c) Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor;
- d) Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso racional de la energía;
- e) Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión y distribución de electricidad velando por la competitividad de los mercados;
- f) Promover la realización de inversiones públicas en transmisión;
- g) Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.

El principio general orientador del nuevo esquema, en el campo de la producción de electricidad, es el de racionalidad económica, y dentro de ella procurar la eficiencia en la asignación de los recursos a partir del concepto de asignación de precios, a costo marginal de corto plazo, para definir el precio de la energía eléctrica, lo que tiende a optimizar la utilización de los recursos de energía y el capital volcado al sector.

Se establece el criterio de competencia como factor del desarrollo de la actividad productiva en el sector. Pieza clave en ello es la desintegración vertical de las empresas energéticas del Estado previamente existentes, y el establecimiento de un mercado de generación, calificado como de interés general y definido como

una actividad productiva de iniciativa privada con múltiples actores que compiten entre sí.

En tal sentido se constituye un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), conformado por los siguientes integrantes:

- a. Agentes Generadores.
- b. Agentes Distribuidores.
- c. Grandes Consumidores.
- d. El Transmisor.
- e. CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad)
- f. CENACE (Centro Nacional de Control de Energía)

Este mercado sanciona precios horarios de la energía basándose en el costo marginal de la oferta, utilizando una lista de mérito configurada con el costo variable de producción de corto plazo de cada unidad generadora. Dado que la demanda de electricidad representa la valoración de la utilidad que le adjudica la sociedad, el precio de mercado que emerge de la igualación de la oferta y la demanda constituye una señal válida tanto de la escasez como de la utilidad del recurso. Este mecanismo de determinación del precio de mercado propugna entonces, implícitamente, el uso racional del recurso, aseveración que será demostrada posteriormente.

Como se afirma en la Ley 24.065, conocida como "El Marco Regulatorio" del sector eléctrico argentino y que es aplicable al mercado ecuatoriano: " Se establece como principio el procurar la mayor transparencia de precios posible entre las distintas etapas del proceso eléctrico, así como el mayor acceso directo de los usuarios al mercado. Por un lado se tiende a que las tarifas del suministro eléctrico de las distribuidoras ante sus usuarios finales, reflejen las señales de abundancia o escasez que surgen de los precios del mercado mayorista. Por otra parte, se propicia establecer el vínculo directo con el mercado mayorista de aquellos usuarios que por la cuantía de su demanda, resulte económica y administrativamente racional encarar las obligaciones de medición y

comportamiento propio de dicho vínculo. Y finalmente, se promueve la formación de un mercado a término, mediante contratos libremente pactados entre la oferta y la demanda. Se establecen salvaguardas de calidad y seguridad compatibles con el interés general y el criterio del servicio público. Al respecto, se fijan regímenes de sanciones que pueden llegar a la caducidad de las concesiones para el caso de incumplimientos. Se previenen eventuales distorsiones monopólicas o prácticas colusivas que impidan la competencia o impliquen un abuso de posición dominante en el mercado”.

1.2. SITUACIÓN ACTUAL

A nivel mayorista, el sector eléctrico ha sufrido una transformación fundamental en lo que hace a su organización institucional y reglas de funcionamiento. Esta transformación, en la que se desintegra verticalmente la industria e introduce competencia donde es posible, constituye un aspecto del proceso de reestructuración del sector eléctrico, tanto o más importante que las privatizaciones en sí.

Debe destacarse el carácter institucional y económico del cambio ya que no hubo necesidad de transformar las instalaciones, para instrumentar este proceso, sino establecer nuevas reglas de juego para estimular renovados criterios en la ingeniería del proceso productivo, en la gestión empresarial y en las mayores exigencias planteadas por la competitividad introducida. ¿Cuál es el efecto que tiene entonces esta transformación sobre el funcionamiento del sector eléctrico?. La respuesta es simple: la posibilidad de competencia. Competencia directa en generación, donde el despacho se basa en los costos y son los generadores más eficientes los que producen. Competencia en el suministro para los grandes usuarios, quienes pueden contratar libremente sus compras de energía. La realidad tecnológica de la industria eléctrica, sin embargo, impone ciertas restricciones a la posibilidad de extender la competencia al conjunto del sistema eléctrico. La necesidad de igualar oferta con demanda en forma instantánea y la imposibilidad de almacenamiento del fluido eléctrico, junto con el carácter de

monopolio natural que revisten las actividades del transporte y distribución, se tomaron en cuenta al diseñar el nuevo ordenamiento.

Si se analiza la industria eléctrica desde la producción hasta el consumo, se ve que la primera de las etapas, la generación, se desenvuelve en condiciones de competencia y a fin de que pueda desarrollarse plenamente, la Ley prevé expresamente la entrada de nuevos participantes, sin condicionamientos especiales tanto para los generadores térmicos, como para los de origen hidroeléctrico los cuales están sujetos a una concesión de generación en los términos establecidos por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y el Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la prestación del Servicio de Energía Eléctrica.

Dadas las peculiaridades tecnológicas de la industria, comentadas anteriormente, la operación de las distintas unidades generadoras debe ser coordinada en forma centralizada en base a un conjunto conocido y acordado de reglas: dónde, quién y cuánto se generará en cada momento del tiempo, entre otras razones, para asegurarse en cada instante que se está haciendo el uso más conveniente del conjunto de medios de producción disponibles. En el nuevo ordenamiento del sistema eléctrico, esta tarea está a cargo del CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) que, como administrador técnico y financiero de las transacciones que se realicen en el MEM, es el encargado de aplicar la Ley, Reglamentos, Regulaciones y normas que con respecto al despacho económico de generación son dictadas por el CONELEC. Este conjunto de normas se basan fundamentalmente en un despacho ordenado de la generación en función del costo variable de producción para las centrales térmicas o por el valor de sustitución del agua⁴ para las centrales hidráulicas de embalse de regulación mensual o mayor según consta en el artículo 13 del Reglamento de Funcionamiento del MEM.

⁴ El “valor del agua” es un valor económico imputado a la misma debido a su escasez como recurso de producción.

Como resultado de la operación del sistema por el CENACE se obtienen precios horarios de la electricidad, de la siguiente manera, para cada generador se calcula su precio en el mercado, en base a su costo variable de producción y el costo de transporte entre su ubicación y un punto de referencia denominado la barra de mercado⁵. Ordenando estos precios en el mercado en forma creciente, se despachan las máquinas necesarias a fin de cubrir la totalidad de la demanda en cada hora. El precio de la última máquina que entra en producción para atender un incremento de la demanda horaria, y por lo tanto la más económica para este fin, determina el costo marginal de corto plazo de la producción de energía eléctrica de esa hora. Todos los generadores en servicio reciben este valor como pago por la energía generada en esa hora.

Los generadores son también remunerados por el capital fijo utilizado para producir energía eléctrica según consta en la LRSE. Este pago por potencia reconocería dos hechos: primero como la demanda no se distribuye uniformemente en el tiempo sino que presenta picos diarios y estacionales, es necesario tener una reserva en condiciones de entrar en servicio, al menos suficiente para cubrir el mayor de los picos y segundo, existe la necesidad, por razones de seguridad y confiabilidad, de tener una capacidad de generación mayor a la que se utiliza en cada momento del tiempo.

La potencia de las máquinas térmicas de base puesta a disposición, también es remunerada. Estas representan una clara señal para disponer equipamientos térmicos de base (turbo vapor) capaz de cubrir el déficit de generación en años de baja hidraulicidad. Esta potencia se calcula como la media correspondiente a la energía anual con la que resultaría despachada la máquina, en un año seco de probabilidad de excedencia del 90% mensual. Esta componente de la remuneración total que perciben los generadores se denomina Potencia Remunerable Puesta a Disposición.

⁵ Según el artículo 11 del Reglamento de Funcionamiento del MEM, barra de mercado es una barra eléctrica de una subestación específica designada por el CONELEC, que sirve de referencia para la determinación del precio de la energía.

La industria de la producción de energía eléctrica es uno de los pilares fundamentales sobre los cuales se basa la economía de todo país, por lo cual el buen o mal funcionamiento de este sector afectará directamente su crecimiento. En la parte que corresponde al sector de la generación es necesario dar al MEM las señales mas adecuadas que permitan su desarrollo armónico. Para esto, es necesario tener una legislación clara y estable que permita este objetivo.

De estos antecedentes nace la necesidad del análisis de uno de los conceptos que se ha introducido a partir de la implementación del nuevo esquema del sector eléctrico, este es el de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición, cuya aplicación en el MEM, dada a través de distintas regulaciones ha sido continuamente revisada y modificada, en lo que tiene que ver con:

- I. La necesidad o no de una remuneración adicional diferente a la que por concepto de venta de energía reciben los generadores.
- II. El método aplicado para la determinación del valor asignado de potencia a remunerar a cada agente generador.
- III. El valor en unidades monetarias que se reconoce por unidad de potencia puesta a disposición en el MEM.
- IV. Las señales que se pretende dar al MEM, con el fin de viabilizar el éxito del nuevo esquema del sector eléctrico.

1.3. ALCANCE

En los últimos años se han estado produciendo importantes cambios en la economía de nuestro país. Uno de los cambios tiene relación con la modernización del sector público, mediante la promoción de la participación del sector privado en actividades que tradicionalmente se consideraron reservadas al Estado, entre las cuales se incluye el sector eléctrico a través de la formación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Con el fin de permitir la realización de estos cambios, es necesario que se desarrollen marcos legales adecuados, por medio

de leyes, normas, regulaciones, etc., orientados a crear condiciones óptimas para el desarrollo del MEM.

En este trabajo se pretende realizar un análisis del concepto denominado "POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION", describiendo los marcos teóricos conceptuales en el cual se basa el nuevo esquema de sector eléctrico del Ecuador. El análisis incluye una integración de las experiencias obtenidas en la aplicación de la normativa relacionada con este concepto. En el estudio se tratará de identificar las principales razones para la existencia de este concepto, además de los cuestionamientos que se realizan a la normatividad vigente.

El análisis considera separadamente la remuneración por energía y la remuneración por potencia que reciben los agentes generadores del MEM. Para cada una de ellas se describen los aspectos normativos más importantes. Se hará un especial énfasis en el análisis de la aplicación de la base teórica económica de precios en base a costos marginales aplicados al sector eléctrico, para determinar la oportunidad o no del pago a los agentes generadores por concepto de potencia.

Al final se pretende obtener un criterio metodológico y una pauta general que permita la elaboración del procedimiento destinado a enviar las señales económicas más adecuadas que permitan el desarrollo de la infraestructura de generación del país, posibilitando de este modo el mejor funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador, relevando las componentes social y económica en la formulación de este procedimiento a través de la comprensión de los fundamentos teóricos de la tarificación a costos marginales de la energía eléctrica, la participación privada en la gestación del nuevo esquema y la evaluación de proyectos como mecanismo de análisis de las inversiones realizadas por el sector privado.

1.4. META

Se realizará una introducción a la teoría que sustenta la determinación de precios en base a costos marginales el cual permitirá conocer tanto las ventajas como desventajas del nuevo esquema de tarifación y las consecuencias para los Agentes que conforman el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Se estima conveniente, además, analizar por separado la remuneración por concepto de venta de energía en el MEM y la remuneración por potencia que perciben los generadores y determinar si estas se complementan dando las señales adecuadas al mercado o por el contrario introducen distorsiones que afectan el funcionamiento del MEM.

Se analizará la metodología empleada en la determinación de la Potencia remunerable según la REGULACIÓN No. CONELEC – 001/00 “CALCULO DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN” y se realizará las observaciones pertinentes que permitan un mejor desenvolvimiento del mercado.

1.5. OBJETIVOS

Los objetivos que se plantean en la presente tesis de acuerdo con el alcance planteado y la meta son:

- Realizar un análisis técnico de los elementos que intervienen en la determinación de la POTENCIA REMUNERABLE.
- Conocer las señales económicas que la actual reglamentación esta provocando en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Desarrollar un modelo para el calculo y pago de la POTENCIA REMUNERABLE.

CAPITULO 2

2. ANÁLISIS DE LA TEORÍA MARGINALISTA DE MERCADO¹

A continuación se realizará un análisis de los conceptos en los cuales se basa el sistema de determinación de precios sobre la base de costos marginales.

2.1. TEORÍA DE LA PRODUCCIÓN Y COSTOS

Se describirá la forma en la cual los costos de producción de una empresa dependen de la cantidad que produzca y de lo que tarde en ajustar su planta y equipo a los cambios del entorno; y como para maximizar el beneficio, debe elegir los factores de producción de tal manera que se minimice el costo de producir la cantidad que decida ofrecer. Se describirá la relación que existe entre los costos y la producción tanto a corto como a largo plazo, y como las decisiones de oferta de las empresas están determinadas a partir de las funciones de costo de corto y largo plazo.

Conviene realizar una advertencia sobre el termino "costo", el cual es utilizado diariamente sin definirlo con exactitud; a continuación se definirán algunos conceptos importantes dentro de la literatura económica.

2.1.1. LA OFERTA Y LA DEMANDA.

En la economía de muchas naciones la mayoría de las decisiones relacionadas con la asignación de recursos se toman a través del sistema de precios, estos se determinan en los mercados, cuyo funcionamiento, aunque puede adoptar muy distintas formas, puede resumirse con el modelo básico de demanda y oferta.

¹ Fischer, Stanley y Rudiger Dornbusch. Economía. McGraw Hill México, 1990. capítulos 6,7 y 8

La cantidad demandada de un bien es aquella que los compradores están dispuestos a adquirir por periodo, por ejemplo, un día o un año en un mercado dado. Depende del precio del bien y otros factores, de los cuales los más importantes son: los precios de otros bienes, las rentas de los compradores, sus preferencias y los precios futuros esperados. La función de demanda es la relación entre la cantidad demandada de un bien y su precio, manteniéndose todos los demás factores constantes. La curva de demanda es la representación gráfica de la función de demanda. Normalmente tiene pendiente descendente, mostrando que la cantidad demandada aumenta cuando baja el precio.

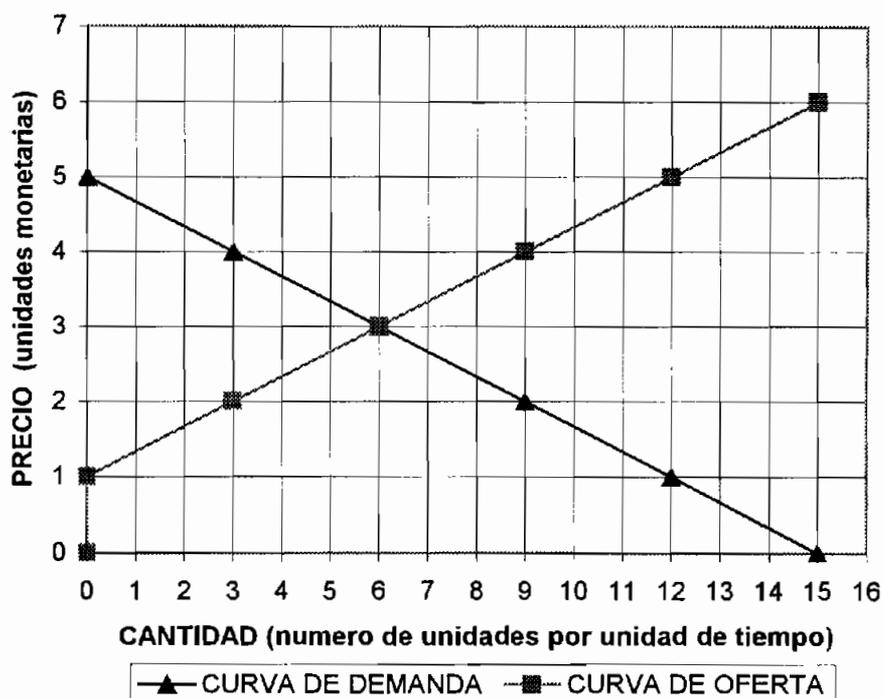
La cantidad ofrecida de un bien (oferta) es aquella que los vendedores desean vender por periodo en un mercado dado. Depende del precio del bien y de otros factores de los cuales los más importantes son: los activos productivos duraderos (capital físico), la tecnología de que disponen los oferentes y los precios de los factores de producción, que determinan todos ellos los costos de los vendedores.

La función de oferta es la relación entre la cantidad ofrecida de un bien y su precio, manteniéndose constantes todos los demás factores de producción. La curva de oferta es la representación de la función de oferta. Normalmente tiene pendiente ascendente, mostrando que la cantidad ofrecida aumenta cuando sube el precio.

Cuadro 2.1 Representación de la curva de oferta y la curva de demanda.		
PRECIO	CANTIDAD DEMANDADA	CANTIDAD OFRECIDA
Unidades monetarias por unidad de producto	Cantidad de producto por unidad de tiempo	Cantidad de producto por unidad de tiempo
0	15	0
1	12	0
2	9	3
3	6	6
4	3	9
5	0	12
6	0	15

CUADRO 2.1

CURVA DE OFERTA Y DEMANDA



GRÁFICA 2.1

El mercado se encuentra en equilibrio² cuando el precio se halla en el nivel en el cual la cantidad demandada es igual a la ofrecida. A cualquier precio inferior al de equilibrio hay un exceso de demanda es decir la cantidad demandada es superior a la ofrecida. A cualquier precio superior al de equilibrio, hay un exceso de oferta y por lo tanto la cantidad ofrecida es superior a la demandada.

El precio siempre tiende hacia el punto o nivel de equilibrio, cuando hay un exceso de demanda, las oferentes pueden elevar el precio y, aún así, vender tanto como deseen a ese precio más alto. Cuando hay un exceso de oferta, la presión de la producción no vendida lleva a las empresas a bajar el precio.

Las variaciones de los demás factores que, a parte del precio del bien determinan la cantidad demandada desplazan la curva de demanda, alterando el precio y la cantidad de equilibrio. Por ejemplo una subida del precio de un bien sustitutivo

² Situación que persistirá por que nadie tiene incentivo para cambiar su comportamiento.

desplaza la curva de demanda hacia la derecha, elevando tanto el precio como la cantidad. Del mismo modo, un aumento del número de consumidores, un cambio de los gustos por este bien o la creencia de que el precio subirá en el siguiente periodo desplaza la curva de demanda hacia la derecha. Una subida del precio de un bien complementario desplaza la curva de demanda hacia la izquierda, reduciendo el precio y la cantidad. La posición y la pendiente de la curva de oferta y demanda dependen principalmente de los costos de producción, los cuales dependen, a su vez, de la tecnología y de los costos de los factores.

Una mejora de la tecnología que reduzca los costos de producción, normalmente desplazará la curva de oferta hacia la derecha, provocando una disminución del precio de equilibrio y un aumento de la producción. Y lo mismo ocurrirá con una reducción del costo de un factor.

El sistema de precios ayuda a resolver los problemas del “qué”, el “cómo” y el “para quién” en una economía de libre mercado³. El “qué” es determinado por la oferta y la demanda en los mercados de los diferentes bienes, el “cómo” es determinado por las decisiones de las empresas sobre la mejor manera de producir. El “para quién” es determinado por la capacidad y la disposición de los consumidores a pagar los diferentes bienes, los cuales son determinados, a su vez, por los precios a los que puedan vender su trabajo y el valor de su riqueza.

2.1.2. ELASTICIDAD.

Relación que existe entre la variación relativa de la cantidad de un bien y la variación relativa de su precio. El concepto de elasticidad se aplica a la demanda y a la oferta, con el objeto de determinar su sensibilidad ante un cambio en el precio. Cabe recordar que en el ámbito científico suele ser muy importante medir hasta qué punto una variable es sensible a la alteración o cambio de otras variables

³ Aquella en la que el estado no interviene en la asignación de los recursos

2.1.2.1. La elasticidad de la demanda.

Hay algunos bienes cuya demanda es muy sensible al precio, pequeñas variaciones en su precio provocan grandes variaciones en la cantidad demandada. Se dice de ellos, que tienen demanda elástica. Los bienes que, por el contrario, son poco sensibles al precio son los de demanda inelástica. En éstos pueden producirse grandes variaciones en los precios sin que los consumidores varíen las cantidades que demandan. El caso intermedio se llama de elasticidad unitaria.

La elasticidad de la demanda se mide calculando el porcentaje en que varía la cantidad demandada de un bien cuando su precio varía en un uno por ciento. Si el resultado de la operación es mayor que uno, la demanda de ese bien es elástica; si el resultado está entre cero y uno, su demanda es inelástica.

Los factores que influyen en que la demanda de un bien sea más o menos elástica son:

1. Tipo de necesidades que satisface el bien.- Si el bien es de primera necesidad la demanda es inelástica, se adquiere sea cual sea el precio; en cambio si el bien es de lujo la demanda será elástica ya que si el precio aumenta, muchos consumidores podrán prescindir de él.
2. Existencia de bienes sustitutos.- Si existe buenos sustitutos la demanda del bien será muy elástica. Por ejemplo, un pequeño aumento en el precio del aceite de oliva puede provocar que un gran número de amas de casa se decida por usar el de girasol.
3. Importancia del bien en términos de costo.- Si el gasto en ese bien supone un porcentaje muy pequeño de la renta de los individuos, su demanda será inelástica. Por ejemplo, el lápiz. Las variaciones en su precio influyen muy poco en las decisiones de los consumidores que desean adquirirlos.
4. El paso del tiempo.- Para casi todos los bienes, cuanto mayor sea el período de tiempo considerado mayor será la elasticidad de la demanda. Puede ser que al aumentar el precio de la gasolina, su consumo no varíe mucho, pero al

pasar el tiempo podrá ser substituida en algunos de sus usos por el carbón, en otros usos por el alcohol, de forma que la disminución en la demanda sólo se nota cuando pasa el tiempo.

5. El precio.- Finalmente hay que tener en cuenta que la elasticidad de la demanda no es la misma a lo largo de toda la curva. Es posible que para precios altos la demanda sea menos elástica que cuando los precios son más bajos o al revés, dependiendo del producto de que se trate.

Hay diferentes clases de elasticidad. El fenómeno que se ha analizado bajo el nombre de "elasticidad", se podría haber llamado con mayor propiedad elasticidad-precio, ya que se trataba de medir la sensibilidad de la demanda a las variaciones en los precios. Pero la demanda puede ser también más o menos sensible a otros factores.

Se define además como elasticidad-renta a la medida de la sensibilidad de la demanda de un bien a las variaciones en la renta del consumidor; y elasticidad cruzada a la medida de la sensibilidad de la demanda de un bien a las variaciones en el precio de otros bienes. Cuando la renta⁴ de un individuo aumenta, su consumo de todos los bienes aumentará también. Sin embargo eso no es siempre cierto. Hay algunos bienes, los llamados inferiores⁵, que se caracterizan por el hecho de que al aumentar la renta de los individuos disminuye el consumo de ellos. El ejemplo clásico: las patatas, o en general los alimentos ricos en féculas. Conforme aumenta la renta de los individuos y de las sociedades, estos alimentos son substituidos por otros más ricos en proteínas, la carne por ejemplo. Hay otros bienes, por el contrario, cuyo consumo aumenta más que proporcionalmente al aumentar las rentas, son los bienes de lujo.

En el caso de los bienes inferiores, la elasticidad-renta es negativa ya que el aumento de ésta provoca la contracción de la demanda de aquellos. La elasticidad-renta de los bienes de lujo es muy alta ya que las variaciones en la

⁴ Cantidad que percibe un factor de producción por encima de la mínima que habría que pagarle para que ofreciera esa cantidad para un uso concreto.

⁵ Son aquellos bienes para los cuales hay alternativas de mejor calidad o conveniencia.

renta provocan grandes variaciones en la cantidad demandada. Los bienes de primera necesidad, a diferencia de los bienes inferiores, tienen la elasticidad-renta positiva pero muy pequeña, en otras palabras, su demanda es inelástica con respecto a la renta.

Las relaciones que existan entre bienes permiten otra forma de clasificación. Se llaman bienes complementarios a los que son consumidos conjuntamente: los coches y la gasolina, los canarios y las jaulas. La peculiaridad de estos bienes es que cuando aumenta el precio de uno disminuye la cantidad demandada del otro. El fenómeno opuesto puede observarse en el caso de los bienes sustitutivos o sustituibles, es decir, los que pueden utilizarse de forma alternativa: el aceite de oliva y el de girasol. En este caso el aumento del precio de uno provoca el aumento de la cantidad demandada del otro.

Para medir la sensibilidad de la demanda de un bien a las variaciones en el precio de otro se utiliza la elasticidad cruzada: porcentaje en que varía la cantidad demandada de un bien cuando el precio de otro varía en un uno por ciento. La elasticidad cruzada será positiva si las variaciones en el precio y en la cantidad demandada van en el mismo sentido, es decir, en el caso de los bienes sustitutivos. Como el sentido del cambio es diferente entre el precio y la demanda de los bienes complementarios, su elasticidad cruzada será negativa.

2.1.2.2. La elasticidad de la oferta.

Al igual que se hizo con la demanda se debe también considerar la elasticidad de la oferta, su sensibilidad ante las variaciones en el precio. La oferta será elástica o inelástica según que las variaciones en la cantidad ofrecida sean mayores o menores proporcionalmente a las variaciones en los precios. Definida con más precisión, la elasticidad de la oferta es el porcentaje en que varía la cantidad ofrecida cuando el precio varía en uno por ciento. Lo que se trata de medir, de hecho, es la capacidad de reacción de las empresas a las variaciones en los precios.

La elasticidad de la oferta depende, por tanto, de las peculiaridades tecnológicas del proceso productivo, de la disponibilidad de factores necesarios para la producción, pero sobre todo, del tiempo. Como a corto plazo las instalaciones no pueden variar, la oferta es muy rígida, y grandes variaciones en los precios no modificarán sensiblemente la cantidad ofrecida. Sin embargo, a largo plazo la oferta resulta muy elástica, no sólo porque las empresas existentes pueden adaptarse a los nuevos precios sino porque puede que entren nuevas empresas, si el precio ha subido, o que cierren algunas, si el precio ha bajado.

2.1.3. FACTORES DE PRODUCCIÓN Y HORIZONTE TEMPORAL DE LAS EMPRESAS

Las empresas utilizan muchos factores de producción⁶ diferentes para producir bienes y servicios. Algunos son materias primas, otros son bienes producidos por otras empresas, otros son diferentes tipos de trabajo con distintas calificaciones y capacidades y otros bienes de capital, recuérdese que el capital es un factor de producción fabricado, por ejemplo, una maquina, un edificio.

Los factores de producción pueden combinarse de muchas formas para producir una determinada cantidad. Por ejemplo, un fabricante de automóviles puede utilizar una gran cantidad de trabajo en una sencilla cadena de montaje o muy pocas personas y un grupo de caros robots sumamente complejos. Para maximizar los beneficios, las empresas deben elegir el método de producción que minimice el costo del nivel de producción.

Eficiencia técnica y económica⁷.

Toda empresa que se establezca para producir un bien o servicio tiene que informarse de las diferentes formas de producirlo. Incluso aunque realicen algo

⁶ Elementos básicos que intervienen en el proceso de producción y son la causa o condición del cambio o transformación de los recursos productivos

⁷ Eficiencia.- Capacidad de alcanzar los objetivos y metas programadas con el mínimo de recursos disponibles y tiempo, logrando su optimización.

sencillo. Todas aspiran a ser productores eficientes. Para cumplir este objetivo, deben utilizar métodos de producción que sean eficientes tanto desde el punto de vista técnico como desde el punto de vista económico.

Un método de producción es técnicamente eficiente, si no existe ningún otro que utilice una cantidad menor, al menos de un factor, y una no mayor de otro para producir una determinada cantidad. En otras palabras, un método de producción es técnicamente eficiente si la producción que se obtiene es la máxima posible con las cantidades de factores especificadas.

El cuadro 2.2 muestra cuatro formas distintas de producir una cantidad dada de un producto agrícola X. El método D es técnicamente ineficiente porque necesita más tierra y tractores que C. Las empresas solo querrían utilizar el D si tanto la tierra como los tractores fueran gratuitos, y ni siquiera en ese caso tendría ninguna ventaja hacerlo. Ninguna empresa debería utilizar nunca un método de producción técnicamente ineficiente.

Cuadro 2.2 DISTINTOS MÉTODOS PARA PRODUCIR EL PRODUCTO AGRÍCOLA X				
REQUISITOS DE FACTORES				
Método	Días de trabajo	Número de tractores	acres de tierra	toneladas de fertilizantes
A	10	3	5	14
B	20	1	3	19
C	10	3	3	25
D	10	4	5	25

Los métodos A, B y C son técnicamente eficientes. Por ejemplo, el A necesita más tierra pero menos fertilizante que el C, mientras que el B necesita más trabajo que el C pero menos tractores y menos fertilizantes.

Una vez que la empresa ha examinado los métodos de producción técnicamente eficientes, debe seleccionar el método económicamente eficiente para minimizar los costos, ya que estos, deben ser los más bajos posibles para maximizar los beneficios. El método de producción económicamente eficiente es aquel que

minimiza los costos de oportunidad⁸ de los factores utilizados en la producción. Para lograr la eficiencia económica, una empresa debe tener en cuenta los costos de todos los factores que se podría utilizar.

En el ejemplo del cuadro 2.2, se debe averiguar, si dados los costos de la tierra, el trabajo, el fertilizante y los tractores, es más barato producir el producto utilizando el proceso A, el B o el C. Por ejemplo si el trabajo es muy caro, es improbable que el método B sea el más barato; si el fertilizante es muy caro, el agricultor no elegirá nunca el método C.

La función de producción

Correspondiendo a la distinción entre eficiencia técnica y eficiencia económica, la elección del proceso de producción óptimo suele describirse como una decisión técnica seguida de una decisión económica. El ingeniero u otro técnico experto selecciona los procesos que exigen la cantidad mínima de factores y descarta todos los que son técnicamente ineficientes. A continuación entra el experto en negocios que toma la decisión económica, es decir, selecciona el proceso técnicamente eficiente que tiene el menor costo, y por tanto, es económicamente eficiente.

Los economistas utilizan la función de producción de la empresa para resumir la información técnica sobre los métodos de producción técnicamente eficientes de que dispone esa empresa. La función de producción de una empresa muestra la cantidad máxima de producción que puede obtener con una cantidad dada de factores. Dado que muestra la producción máxima que puede obtenerse, muestra los resultados de los distintos métodos de producción técnicamente eficientes.

Ninguna empresa toma sus decisiones técnicas o económicas de una vez para siempre. Las empresas continuamente están tratando de encontrar métodos de producción técnicamente eficientes, es decir de menor costo. Cuando lo hacen,

⁸ Costo de oportunidad.- El beneficio que se sacrifica al no seguir en un curso alternativo de acción. Sacrificio de las alternativas abandonadas al producir una mercancía o servicio.

varían los métodos de producción y desplazan las curvas de oferta. Del mismo modo cuando varían los precios de los factores, también deben decidir si cambian o no de método de producción.

2.2. PRINCIPIOS QUE REGULAN LA ACTIVIDAD ECONÓMICA

La teoría de la producción analiza la forma en que el productor, dado "el estado del arte o la tecnología, combina varios insumos para producir una cantidad estipulada en una forma económicamente eficiente".

Toda sociedad tiene que organizar, de algún modo, el proceso productivo para resolver adecuadamente los problemas económicos fundamentales. Pero, independientemente de la organización que se adopte, hay ciertos principios económicos universales que rigen el proceso productivo. La producción de bienes y servicios puede estar en manos del Estado, como en el sistema comunista; o en manos de la empresa privada, como en el sistema capitalista. Pero en ambos casos la actividad productiva está condicionada por ciertas leyes o principios generales que tiene que tomar en consideración el empresario si desea lograr el uso más eficaz de los recursos económicos a su disposición, es decir, lograr la máxima producción con el máximo de economía; bajo cualquier tipo de organización socioeconómica estas leyes son:

- Principio de la Escasez
- Ley de los Rendimientos Decrecientes.
- Principio de Eficacia Económica.

2.2.1. PRINCIPIO DE LA ESCASEZ

El concepto escasez es aplicable a aquellas cosas que son útiles. El economista considera útiles a todas aquellas cosas que tienen la capacidad de satisfacer necesidades humanas; este principio analiza por un lado la cantidad de cosas útiles a disposición de la sociedad y que se definirán como recursos o medios; y

por otro lado, las necesidades que estas cosas están dispuestas a satisfacer, es decir, el concepto escasez se refiere a una determinada relación entre los medios (recursos económicos) y los fines (las necesidades).

Dados los medios a nuestra disposición y los fines a conseguirse, habrá un problema de escasez, y por ende un problema económico cuando se reúnan las siguientes condiciones:

1. Los medios o recursos económicos son susceptibles de diferentes usos y aplicaciones. Por ejemplo, el carbón de piedra sirve puesto que puede utilizarse para diferentes fines: transportación, calefacción y otros fines industriales.
2. Los fines son múltiples y de importancia variada para el hombre. La diversidad de fines, con diferentes grados de importancia, plantea inmediatamente el problema de decidir que fines lograr primero.
3. Y, finalmente, dados los medios, la consecución de ciertos fines implica siempre la renuncia de otros.

Si por ejemplo, con determinados recursos el hombre puede conseguir tres fines distintos, sean, A, B, C; y si estos fines son de importancia variada para el hombre, es decir, el grado de satisfacción obtenido varía con cada fin. En el supuesto que se pueda medir cuantitativamente estos grados de satisfacción de suerte de ordenarlos de acuerdo con su importancia y que los grados de satisfacción de A, B, y C, equivalen a 50, 40 y 30 grados respectivamente, de conformidad con el supuesto 3 no es posible conseguir todos estos fines con los recursos a disposición, viéndose el hombre por lo tanto, obligado a renunciar a algunos de estos. Se debe considerar el problema de "que fin seleccionar" a la luz de los supuestos expresados. Aquí, existe la obligación de introducir otro supuesto básico de la ciencia económica:

La racionalidad del hombre. La ciencia económica presupone que el hombre actúa racionalmente, al hacer sus decisiones económicas tratará en todo momento, de llevar al máximo su satisfacción material. Bajo las condiciones

establecidas, y de conformidad con el supuesto de racionalidad, el hombre tratará de alcanzar el fin A que le provee el grado más alto de satisfacción y luego B, y finalmente C. La diversidad de fines con ciertos grados de importancia y la escasez de los recursos es lo que obliga al hombre a considerar racionalmente las posibles alternativas, con miras a lograr, de acuerdo con el principio de racionalidad, la máxima satisfacción con los recursos disponibles.

2.2.2. LEY DE LOS RENDIMIENTOS DECRECIENTES.

La ley de rendimientos decrecientes describe las limitaciones al crecimiento de la producción, cuando bajo determinadas técnicas de producción, se aplica cantidades variables de un factor y una cantidad fija de los demás factores de la producción. Este principio puede expresarse en los siguientes términos:

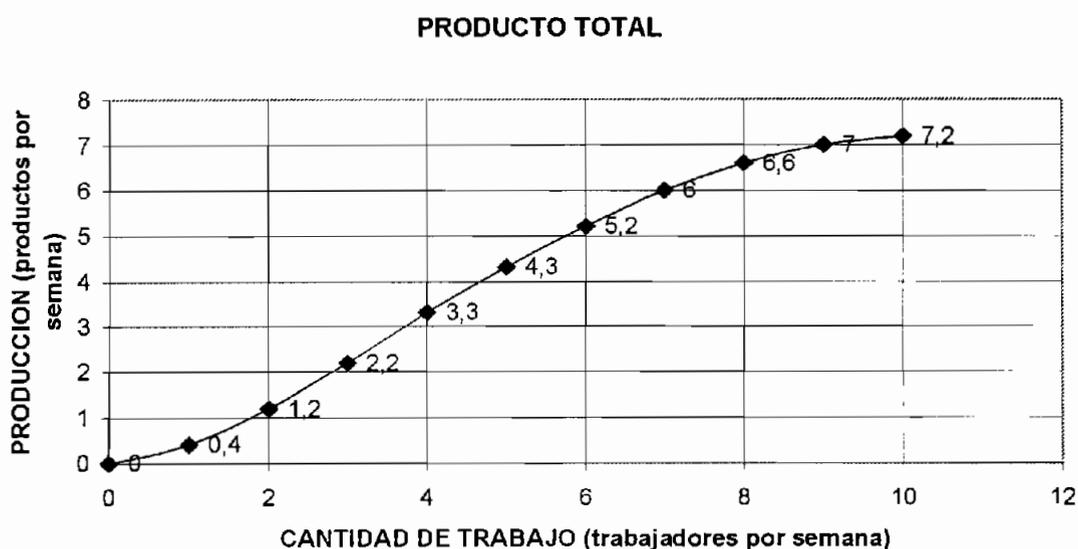
“Dadas las técnicas de producción, si a una unidad fija de un factor de producción se añade unidades adicionales del factor variable, la producción total tenderá a aumentar a un ritmo acelerado en una primera fase, a un ritmo más lento después hasta llegar a un punto de máxima producción, y, de ahí en adelante la producción tenderá a reducirse.”

En primer término, la ley de rendimientos decrecientes presupone técnicas de producción constantes; y en segundo término que se mantengan fijas las unidades de cierto factores de la producción, y que sólo varíen las unidades utilizadas de uno de los factores.

Para ampliar la exposición de la ley de los rendimientos decrecientes, es necesario definir algunos conceptos en base al ejemplo que se presenta en el cuadro 2.3, en el, se presenta la función de producción a corto plazo que muestra que el nivel de producción depende de los niveles de los factores variables de la empresa, manteniéndose todo lo demás constante, para el ejemplo, el trabajo es el único factor de producción variable.

CUADRO 2.3 PRODUCTO TOTAL, MARGINAL Y MEDIO DEL TRABAJO EN LA PRODUCCIÓN			
Cantidad de trabajo	Producción producto total	Producto marginal	Producto medio del trabajo
Trabajadores por semana	Productos por semana	Productos por trabajador	Productos por trabajador
0	0	-	-
1	0,4	0,4	0,40
2	1,2	0,8	0,60
3	2,2	1	0,73
4	3,3	1,1	0,83
5	4,3	1	0,86
6	5,2	0,9	0,87
7	6	0,8	0,86
8	6,6	0,6	0,83
9	7	0,4	0,78
10	7,2	0,2	0,72

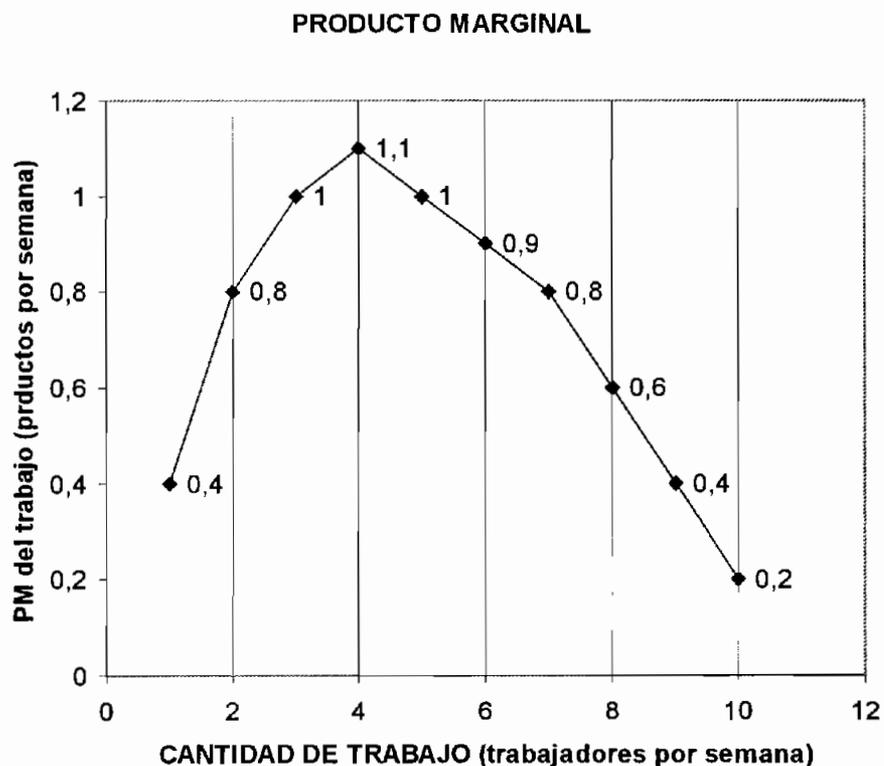
El producto total se refiere al número de unidades producidas de un artículo con una combinación determinada de factores productivos. La primera columna del cuadro 2.3 muestra el factor trabajo medido en trabajadores a tiempo completo a la semana, y la segunda el nivel de producción correspondiente en productos a la semana. La gráfica 2.2 representa gráficamente la relación entre el trabajo y la producción total. La curva del producto total (PT) muestra la relación entre la cantidad de un factor variable (como el trabajo) y el nivel resultante de producción.



GRÁFICA 2.2

El producto marginal se define como el incremento del producto total a cada nivel de producción, como consecuencia de utilizar una unidad adicional de factor variable. La tercera columna del cuadro 2.3 muestra la producción adicional de artículos que se obtiene en cada nivel del factor de trabajo añadiendo un trabajador más. Esta producción adicional es el producto marginal del trabajo. El producto marginal (PM) de un factor de producción variable (como el trabajo) es la producción adicional que se obtiene utilizando una unidad adicional de ese factor.

El cuadro 2.3 y la gráfica 2.3 indican que la producción adicional de artículos que se obtiene aumentando el trabajo varía con la cantidad de trabajo utilizada. En este ejemplo y en general existen dos importantes fases en la conducta del producto marginal del trabajo.



GRÁFICA 2.3

En la primera, en los niveles bajos del trabajo el producto marginal es positivo y creciente. En esta fase un trabajador adicional no solo aumenta la producción sino

que la aumenta aún más que el anterior. Una plantilla pequeña puede no ser capaz de manejar todo el equipo que se utiliza en un proceso de producción; pero un equipo mayor puede ser capaz de trabajar más eficientemente.

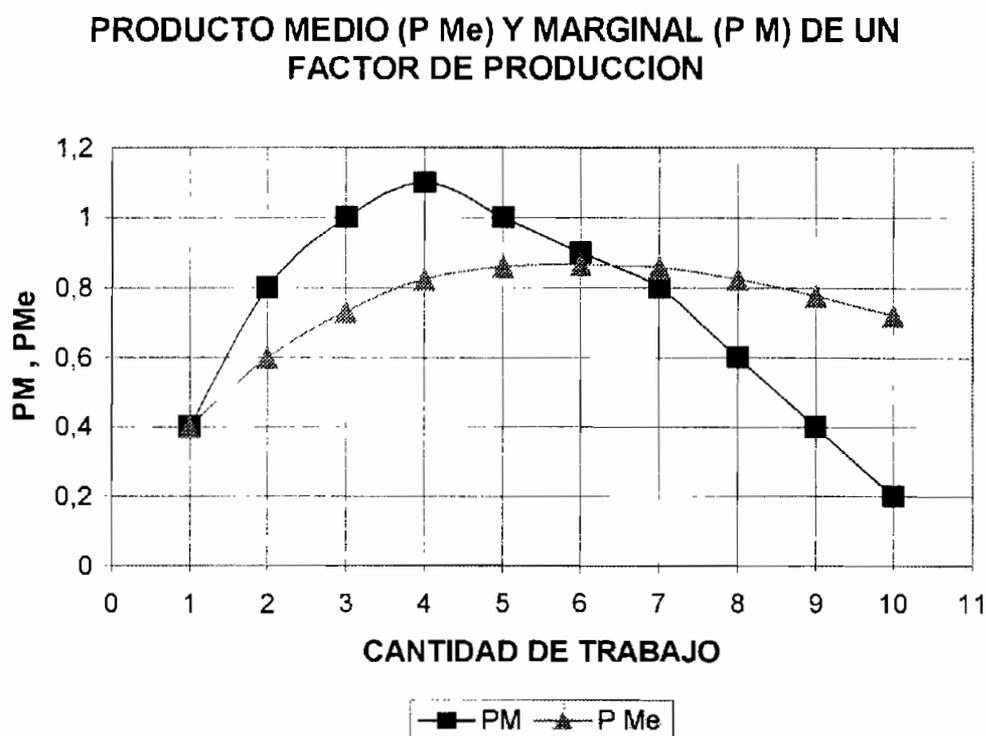
En la segunda fase, en los niveles más altos del trabajo, la producción adicional que se obtiene contratando un trabajador más, sigue siendo positiva pero decreciente. Es decir en esta fase el producto marginal de un trabajador adicional es menor cuanto mayor es el número de trabajadores que emplea la empresa; cada trabajador adicional aumenta menos la producción que el anterior.

El concepto de producto marginal de un factor es una de las ideas claves de la teoría de la conducta de la oferta de las empresas. Cuando una empresa debe decidir si aumenta la producción a corto plazo, debe decidir si contratar un trabajador más. Su decisión dependerá de que la contratación de este trabajador aumente o no los beneficios. Tendrá sentido contratar este trabajador más, si las ventas adicionales generan más ingresos, que el costo adicional de la contratación de este trabajador.

El producto medio (PMe) de un factor como el trabajo es el cociente entre el nivel de producción obtenida y la cantidad de factor empleada. Suele denominarse *productividad del trabajo*. Cuanto mayor es esta, mayor es el nivel de producción que obtiene la empresa por unidad de trabajo empleada. La productividad del trabajo no depende únicamente de la intensidad del trabajo de la plantilla de una empresa sino además de los factores fijos que utilice en la producción. El producto medio se obtiene dividiendo el producto total entre el número de unidades de factor variable que se emplearon para obtener ese nivel de producción.

El concepto producto medio se refiere, no a la producción de una unidad en particular del factor variable, sino a una unidad promedio. Es por decirlo así, un concepto estadístico, y en ese sentido, tiene el mismo significado que le adjudicamos al concepto "promedio" en el lenguaje común.

A partir del cuadro 2.3 se obtiene la gráfica 2.4, en la cual se observa la relación existente entre el producto medio (PMe) y el producto marginal (PM) del trabajo. Obsérvese que PMe es creciente cuando PM es mayor que PMe y decreciente cuando PM es menor que PMe.



GRAFICA 2.4

En la gráfica 2.4 se muestra una importante relación entre las cantidades marginales y las cantidades medias, esta es, si la cantidad que el uso de una unidad adicional de un factor aumenta la producción, es superior a la producción media por unidad de un factor antes de ser utilizado, el producto medio debe aumentar cuando se utilice la unidad adicional, del mismo modo cuando la unidad adicional aumenta menos la producción que la media, su utilización debe reducir el producto medio de este factor de producción. Se observa que las curvas PM y PMe se cortan en el punto de trabajo que maximiza P Me.

2.2.3. PRINCIPIO DE EFICACIA ECONÓMICA

Un empresario tratará siempre de combinar los factores de producción en aquella forma que le permita producir con el máximo de eficacia económica. La

combinación más eficaz de los factores de producción será siempre aquella que le permita producir al más bajo costo posible por unidad. Existen dos situaciones bajo las cuales el empresario tiene necesariamente que desenvolverse teniendo en mente este concepto de eficacia económica

- Cuando el empresario varía uno de los factores de producción (mientras mantiene fijas los demás) para lograr el nivel de producción que más le convenga.
- Cuando, estando obligado a un monto fijo en la producción varía todos los factores para lograr ese determinado nivel de producción.

En el primer caso, el nivel de producción de máxima eficacia se conoce como el nivel de producción óptima. En el segundo caso la combinación más eficaz de los factores se conoce como la combinación de costo mínimo.

Nivel Óptimo de Producción.

Un empresario ha logrado el nivel óptimo de producción cuando combina los factores de producción en tal forma que el costo de producir una unidad del producto resulta ser, el más bajo posible. Cuando un empresario varía las unidades de uno de los factores de producción mientras mantiene constantes las unidades de los demás factores, logrará el nivel de producción más eficaz (nivel óptimo de producción) cuando el costo de producir una unidad sea lo más bajo posible.

Combinación de Costo Mínimo.

Otra situación que puede enfrentar un empresario es aquella en la que sólo está interesado en producir una cantidad fija del producto, y desea conocer cuál es la combinación más eficaz que puede lograr con los factores de producción a su disposición. Hay siempre una determinada combinación de factores que resulta la más productiva o eficaz. Aquella combinación que permita la producción de una

determinada cantidad del producto al más bajo costo posible es la combinación más eficaz. Esta es la combinación de costo mínimo.

Por ejemplo sea un proceso de producción en el que se requieren dos factores: X y Y, cuando un empresario combina los factores de producción en varias proporciones para lograr un nivel de producción fijo se confrontara con el problema de la sustitución de los factores. Es decir, por cada unidad adicional del factor X que emplee, el empresario tendrá que abandonar el empleo de algunas unidades del factor Y.

Las unidades de un factor que un empresario se ve obligado a abandonar para emplear unidades adicionales de otro, es lo que se conoce como el **Costo Marginal de Sustitución** de los factores. Por ejemplo: si para poder emplear una unidad adicional del factor X se ve obligado a abandonar el empleo de 100 unidades del factor Y, el costo marginal de sustitución de los factores es 100 a 1, el cual expresa el número de unidades de un factor que se da a cambio de una unidad del otro factor.

Tasa de Rendimiento y Combinación Óptima.

La tasa de rendimiento de los factores se refiere al número de unidades del producto que puede lograrse por cada unidad monetaria que se invierte en un factor. La tasa de rendimiento se calcula dividiendo el producto marginal del factor a un nivel determinado de producción, entre el precio por unidad del factor.

La tasa de rendimiento de los factores de producción es un factor importante en la determinación de como disponer de los recursos económicos en la forma más eficaz, puesto que en todo momento tratamos de lograr la máxima productividad con el más bajo costo posible y esto se logra cuando se invierte cada unidad monetaria en aquel factor que provea el máximo rendimiento. El punto en donde la tasa de rendimiento es exactamente igual para todos los factores, da la combinación óptima o más eficaz de los factores de producción, o el nivel de producción de costo mínimo.

Nivel de Producción y Capacidad Productiva.

La capacidad productiva se refiere al potencial máximo de producción de una empresa cuando utiliza las técnicas de producción más avanzadas y utiliza al máximo su espacio físico y equipo. El concepto nivel de producción se refiere a la magnitud de la producción cuando ésta ha sido reducida a menos de su máxima "capacidad productiva".

Dentro de los límites de la capacidad productiva, una empresa puede variar el nivel de producción para ajustarse a las condiciones del mercado, podrá limitar su producción, utilizando menos espacio físico, reduciendo el tiempo de operaciones, el número de unidades de trabajo, etc. con la finalidad de ajustarse a las condiciones del mercado.

2.3.FUNCIONES DE COSTO CON HORIZONTE TEMPORAL.

2.3.1. EL CORTO Y EL LARGO PLAZO.

Los procesos de producción requieren usualmente una gran variedad de insumos, los mismos, no son simplemente: trabajo, capital, materias primas, sino que generalmente se requieren muchos tipos cualitativamente diferentes de cada uno de ellos para la producción.

Al analizar el proceso de producción física y los costos de producción correspondientes, es conveniente introducir una clasificación analítica de los insumos o factores de producción en: fijos y variables. Se define como fijo a un insumo cuya cantidad no se puede cambiar de inmediato cuando las condiciones del mercado indican que tal cambio sería conveniente. En realidad ningún insumo es absolutamente fijo por más corto que sea el período que se considere. Pero frecuentemente, en aras de la sencillez analítica se mantiene fijos algunos insumos, pensando que aunque en realidad son variables el costo de su variación inmediata es tan grande que su variabilidad carece de importancia práctica. Los

edificios, las grandes máquinas y el personal de gerencia, constituyen ejemplos de insumos que no se pueden aumentar ni disminuir rápidamente.

En cambio, un insumo variable es aquel cuya cantidad se puede variar casi al instante cuando se desea variar el nivel de producción. En esta categoría se encuentran muchas clases de trabajo, de materias primas y de bienes intermedios. En relación con la clasificación de los insumos en fijos y variables, los economistas utilizan otra: la del corto y el largo plazo.

El corto plazo se refiere al lapso en que el insumo de uno o más agentes productivos está fijo. En este caso, los cambios en el nivel de producción se deben obtener cambiando exclusivamente el empleo de los insumos variables. Cuando un productor desea aumentar la producción en el corto plazo, usualmente tendrá que hacerlo utilizando más horas de trabajo con las instalaciones y el equipo existentes. De igual modo, cuando desea disminuir la producción en el corto plazo podrá desocupar a ciertas clases de trabajadores, pero no podrá deshacerse de inmediato de un edificio o una locomotora, aún cuando puede reducir su empleo a cero. Las decisiones de la empresa respecto a la producción son limitadas a corto plazo y no pueden ajustarse rápidamente incluso aunque varíen sus costos.

En el largo plazo muchas cosas son posibles, porque el mismo se define como el lapso (un horizonte de planeación) en el que todos los insumos son variables. En otras palabras, el largo plazo, se refiere al momento en lo futuro en el que se podrán hacer cualesquier cambios en la producción para obtener las mayores ventajas para el empresario.

Por ejemplo, en el corto plazo un productor sólo puede aumentar su producción haciendo funcionar su equipo existente por un mayor número de horas al día, lo que implica el pago de horas extras a los trabajadores. En largo plazo le puede resultar más conveniente el establecimiento de nuevas instalaciones, volviendo a la jornada normal de trabajo.

2.3.2. COSTOS DE PRODUCCIÓN.

En adelante se pretende analizar las decisiones fundamentales que tiene que hacer una empresa bajo condiciones de competencia perfecta, para lograr el objetivo de producir con la máxima eficacia económica posible, para lograr el nivel de producción de máxima eficacia económica y máxima ganancia.

Hay que tomar en consideración que la ganancia total de una empresa depende de la relación entre los costos de producción y el ingreso total alcanzado. El precio de venta del producto determinará los ingresos de la empresa. Por lo tanto, los costos e ingresos resultan ser dos elementos fundamentales para decidir el nivel de producción de máxima ganancia.

Por otra parte, la organización de una empresa para lograr producir tiene necesariamente que incurrir en una serie de gastos, directa o indirectamente, relacionados con el proceso productivo, en cuanto a la movilización de los factores de producción tierra, capital y trabajo. La planta, el equipo de producción, la materia prima y los empleados de todos los tipos (asalariados y ejecutivos), los cuales componen los elementos fundamentales del costo de producción de una empresa.

De esta manera, el nivel de producción de máxima eficacia económica que es, en última instancia, el fin que persigue todo empresario, dependerá del uso de los factores de producción dentro de los límites de la capacidad productiva de la empresa.

2.3.3. COMPONENTES DEL COSTO

2.3.3.1. Costos fijos.

Los costos fijos son aquellos en que necesariamente tiene que incurrir la empresa al iniciar sus operaciones. Se definen como fijos porque en el *plazo corto e intermedio* se mantienen constantes a los diferentes niveles de producción. Como

ejemplo de estos costos fijos se identifican los salarios de ejecutivos, los alquileres, los intereses, las primas de seguro, la depreciación de la maquinaria y el equipo y las contribuciones sobre la propiedad.

El costo fijo total se mantendrá constante a los diferentes niveles de producción mientras la empresa se desenvuelva dentro de los límites de su capacidad productiva inicial. La empresa comienza las operaciones con una capacidad productiva que estará determinada por la planta, el equipo, la maquinaria inicial y el factor gerencial. Estos son los elementos esenciales de los costos fijos al comienzo de las operaciones. Hay que dejar claro, que los costos fijos pueden llegar a aumentar, obviamente si la empresa decide aumentar su capacidad productiva, cosa que normalmente se logra a largo plazo, por esta razón, el concepto costo fijo debe entenderse en términos de aquellos costos que se mantienen constantes dentro de un período de tiempo relativamente corto.

2.3.3.2. Costos variables.

Los costos variables son aquellos que cambian al variar el volumen de producción. El costo variable total se mueve en la misma dirección del nivel de producción. El costo de la materia prima y el costo de la mano de obra son los elementos más importantes del costo variable. La decisión de aumentar el nivel de producción significa el uso de unidades adicionales de algunos factores de producción como por ejemplo: más materia prima y más obreros, por lo que el costo variable total tiende a aumentar la producción.

2.3.3.3. Otros conceptos adicionales.

El vocabulario económico maneja cuatro conceptos de costos, derivados del concepto costo total, de gran importancia para el estudio de la teoría de los precios. Estos conceptos son el costo medio total (CTMe), el costo variable promedio (CVP), el costo fijo promedio (CFP) y el costo marginal (CMg).

El costo marginal (CMg) se define como el costo adicional incurrido como consecuencia de producir una unidad adicional del producto. Permite al empresario observar los cambios ocurridos en el costo total de producción al emplear unidades adicionales de los factores variables de producción. Es por tanto una medida del costo adicional incurrido como consecuencia de un aumento en el volumen de producción, si al aumentar el volumen de producción en una unidad el costo total aumenta, el aumento absoluto en el costo total se toma como resultado del aumento absoluto en la producción. De ahí que aritméticamente, el costo marginal sea el resultado de dividir el cambio absoluto en costo total entre el cambio absoluto en producción.

$$\text{CMg} = \Delta \text{CT} / \Delta \text{PT}$$

El costo medio total le indica al empresario el costo de producir una unidad del producto para cada nivel de producción, obteniendo la combinación más eficaz de los factores de producción, se obtiene matemáticamente dividiendo el costo total entre el número de unidades producidas a cada nivel de producción y se expresa de la siguiente forma:

$$\text{CPT} = \text{CT} / \text{PT}$$

El costo fijo medio indica que el costo fijo por unidad se reduce a medida que se aumenta la producción, al distribuir un valor fijo entre un número mayor de unidades producidas el costo fijo por unidad tiene que reducirse.

El costo variable medio indica que en el punto más bajo de la curva el productor alcanza el nivel de producción de máxima eficacia productiva de los factores variables y cuando esta asciende señala la reducción de eficacia productiva que tiene lugar al aumentar la producción mediante el empleo de unidades adicionales de los factores variables, mientras se mantiene fija la capacidad productiva de la empresa.

2.4. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LOS COSTOS

2.4.1. COSTOS EN EL CORTO PLAZO.

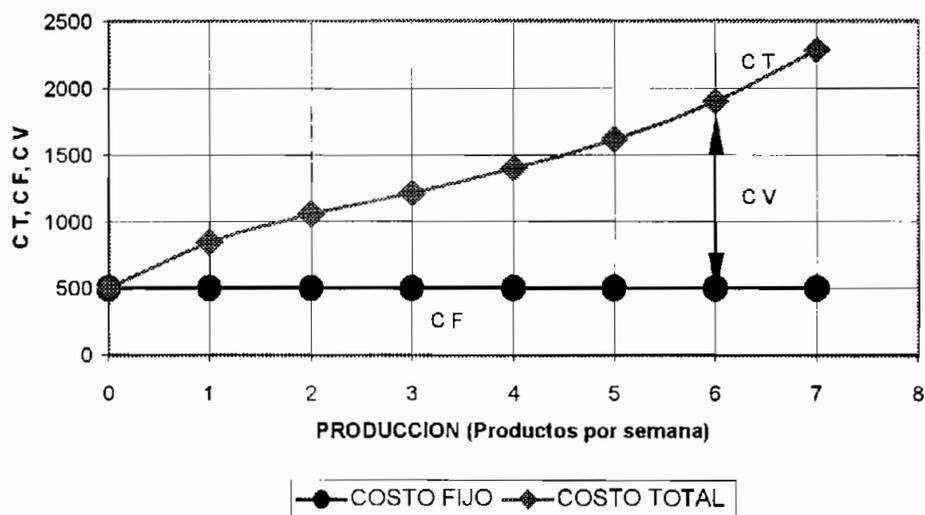
El análisis del costo total en el corto plazo depende de dos proposiciones: primero, las condiciones físicas de la producción y los precios unitarios de los insumos determinan el costo de producción correspondiente a cada nivel de producción posible y; segundo el costo total se puede dividir en dos componentes: el costo fijo y el costo variable.

Para una mejor apreciación se tomará el siguiente ejemplo, con los costos de acuerdo al cuadro 2.4⁹

CUADRO 2.4 PRODUCCIÓN Y COSTOS							
Producción	Cantidad de trabajo	Costo fijo CF	Costo variable CV	Costo variable medio CVMe	Costo total CT	Costo total medio CTMe	Costo marginal CMg
Productos por semana	Trabajadores por producto	U.M. por producto	U.M. por producto	U.M. por producto	U.M. por producto	U.M. por producto	U.M. por producto
0	0	500	0	-	500	840	-
1	1,7	500	340	340	840	840	340
2	2,8	500	560	280	1060	530	220
3	3,6	500	720	240	1220	407	160
4	4,5	500	900	225	1400	350	180
5	5,6	500	1120	224	1620	324	220
6	7	500	1400	233	1900	317	280
7	8,9	500	1780	254	2280	326	380

⁹ U.M. representa unidades monetarias.

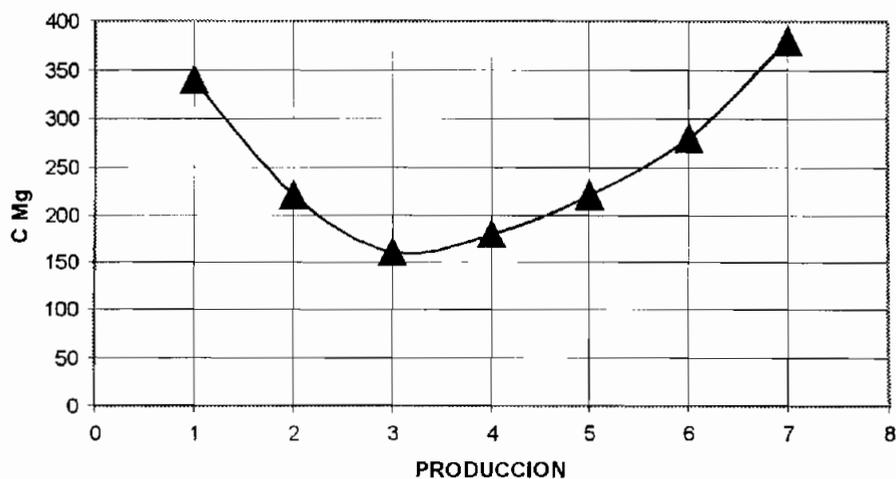
CURVA DE COSTOS



GRÁFICA 2.5

La gráfica 2.5 muestra información sobre los costos del ejemplo presentado en el cuadro 2.4, se presentan el costo total (C T) y sus componentes: el costo fijo (C F) y el costo variable (C V). La curva de costo fijo es horizontal debido a que los costos fijos no varían con la producción. La distancia vertical entre los costos fijos y los costos totales representa los costos variables que cambian según el nivel de producción.

CURVA DE COSTO MARGINAL C Mg



GRÁFICA 2.6

La gráfica 2.6 muestra el costo marginal de la producción del ejemplo, se observa que en los niveles bajos de producción el costo marginal disminuye al aumentar la producción, mientras que en los niveles más altos de producción experimenta rendimientos decrecientes provocando que llegando a cierto valor de producción la curva de costo marginal tome una pendiente positiva tal como se observa en la gráfica respectiva.

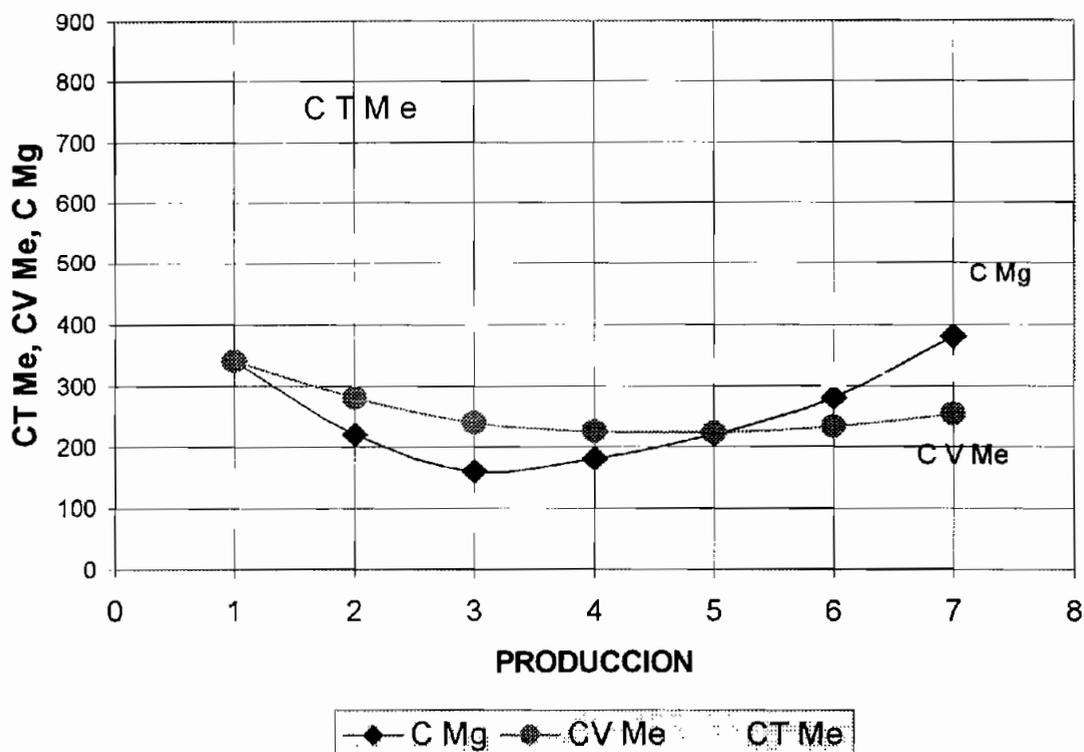
Cabe mencionar que las empresas utilizan el costo marginal para decidir si deben aumentar o reducir la producción. En cambio los costos medios se utilizan para averiguar si se debe producir o no, En concreto si el precio que es el ingreso medio por unidad de producción es menor que el costo variable medio la empresa reduce sus pérdidas cerrando a corto plazo, si es menor que el costo total medio la empresa esta recibiendo un beneficio económico negativo.

La gráfica 2.7 muestra la pauta habitual en los procesos de producción, inicialmente el costo marginal es inferior tanto al costo total medio como al costo variable medio, pero debido a la ley de los rendimientos decrecientes, aumenta por encima de ambos cuando aumenta la producción por lo cual se observa que resulta más caro producir más aumentando solamente el factor de producción en este caso el trabajo, recuérdese el supuesto que todos los demás factores sean fijos a corto plazo.

Como muestra la gráfica, la curva de costo marginal corta a las curvas de costo medio (CTMe y CVMe) en sus puntos mínimos. A la izquierda de la intersección la curva de costo marginal es menor que el costo medio por lo cual el costo medio es decreciente. A la derecha de la intersección el costo marginal es mayor que el costo medio por lo que el costo medio es creciente. De ello se deduce que la intersección se debe producir en el valor más bajo del costo medio.

Tal y como se observa en al gráfica a continuación.

CURVA DE COSTOS MEDIOS Y MARGINAL



GRÁFICA 2.7

2.4.2. LA PRODUCCIÓN Y LOS COSTOS A LARGO PLAZO.

El largo plazo se distingue del corto plazo por la capacidad de la empresa de alterar todos los factores de producción libremente. En este apartado se mostrara la relación entre el costo medio y el marginal a largo plazo y su correspondiente a corto plazo.

2.4.2.1. Costo medio a largo plazo

La curva de costo medio de largo plazo indica el costo unitario mínimo de generar cualquier nivel de producción. Partiendo de una situación muy sencilla, supóngase que la tecnología es tal que las plantas de una cierta industria¹⁰ sólo pueden ser

¹⁰ En términos económicos una *industria* es un grupo de empresas que produce un bien homogéneo.

de tres tamaños diferentes o sea que el equipo de capital fijo que corresponde la "planta" sólo existe en tres tamaños: pequeño, mediano y grande.

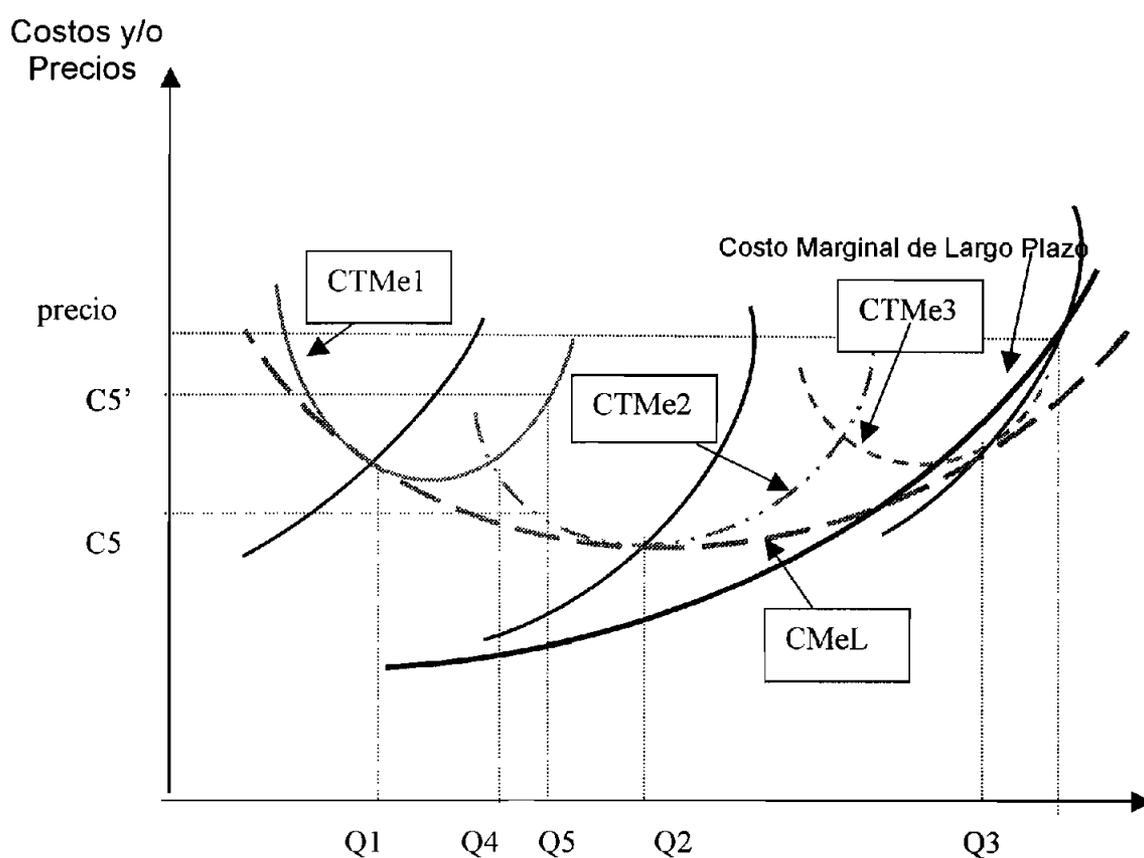
La planta más pequeña origina la curva de costo medio a corto plazo que llamaremos CTMe1 en la gráfica 2.8, la de tamaño medio tiene un costo medio de corto plazo igual a CTMe2, y la más grande tiene un costo medio dado por CTMe3; cada una representa como se menciono el costo total medio de diferentes niveles de producción correspondiente a plantas de distinta capacidad. Las plantas mayores necesitan de una mayor cantidad de los factores fijos a corto plazo, como el espacio y la maquinaria.

En el largo plazo, el empresario tiene que escoger entre las tres alternativas de inversión representadas, por las tres curvas de costo medio de corto plazo. Si espera que su producción de máximo beneficio sea Q_1 , escogerá la planta más pequeña. Si espera que sea Q_2 , escogerá la planta de tamaño mediano, y así sucesivamente. Se tomarán tales decisiones porque el empresario selecciona la planta capaz de producir la producción esperada al más bajo costo unitario posible.

Si espera producir Q_4 , su decisión será un poco más difícil. En este punto, dos plantas incurren en el mismo costo medio. Un empresario puede seleccionar la planta más pequeña porque requiere una inversión menor, o bien, la más grande, para hacer frente a una posible expansión de la demanda, la decisión del empresario, se basará en consideraciones diferentes a la de costo mínimo de la producción. En todos los demás casos su decisión la determina el costo unitario. Si espera producir Q_1 , construirá la planta representada por CTMe1. Si luego el empresario encontrara conveniente producir Q_5 unidades, podrá hacerlo con la misma planta a un costo unitario de C_5' . En el corto plazo es todo lo que puede hacer, pues no tiene alternativa. Pero puede planear hacia lo futuro. Cuando su planta se acabe, la puede reemplazar por otra nueva de tamaño mediano, porque la producción Q_2 se puede generar a un costo medio de C_5 , que es sustancialmente menor que el de la planta pequeña.

En el corto plazo el empresario debe operar con CTMe1, CTMe2 o CTMe3. Pero en el largo plazo puede planear la construcción de una planta cuyo tamaño asegure el menor costo medio de la cantidad que espere producir. De esta manera que en términos de planeación considera la curva llena como su curva de costo medio de largo plazo, porque la misma indica el costo medio mínimo de cualquier producción posible. A esta curva se le suele llamar frecuentemente la curva envolvente.

Curvas de Costo Medio de Corto Plazo para plantas de diferente tamaño.



GRÁFICA 2.8

PRODUCCIÓN

En el largo plazo un empresario debe seleccionar normalmente entre una amplia variedad de plantas representadas en la gráfica 2.8 a través de las tres curvas de costo medio de corto plazo, que todavía son insuficientes, se podrían trazar muchas curvas entre las que allí aparecen. Estas tres plantas son sólo

representativas de la amplia variedad que se podría imaginar. Todas estas curvas, como las tres de la gráfica 2.8 generan la curva de costo medio a largo plazo como un instrumento de planeación.

La curva de planeación de largo plazo CMeL, es un conjunto de puntos que representan el costo medio mínimo de generar la producción correspondiente. El empresario determina el tamaño de su planta con referencia a esta curva. Seleccionará la planta de corto plazo que represente el menor costo medio de producción del volumen que espere generar. En resumen se afirmará que la curva de costo medio a largo plazo muestra el costo mínimo de un nivel dado de producción, permitiendo que todos los factores de producción varíen eficientemente para optimizar el costo.

2.4.2.2.Costo marginal a largo plazo

A cada curva de costo medio a largo plazo (CMeL) le corresponde una curva de costo marginal de largo plazo (CML). La curva de costo marginal a largo plazo muestra el aumento del costo provocado por una unidad adicional de producción cuando la empresa tiene la libertad de modificar todos los factores con el fin de minimizar los costos.

Existe una diferencia fundamental entre el costo marginal a corto plazo y a largo plazo: a corto plazo, la curva de costo marginal de corto plazo (CM) solo refleja el costo variable adicional de una unidad más de producción. Dado que a corto plazo el tamaño de la planta es fijo, el costo marginal a corto plazo acaba aumentando debido a la ley de los rendimientos decrecientes.

En cambio en la curva de largo plazo (CML), el costo marginal incluye el aumento del costo de oportunidad de la planta adicional elegida óptimamente que es necesaria para producir una unidad adicional al menor costo posible. Dado que a largo plazo todo es variable, los rendimientos decrecientes son menos importantes, pero el costo de oportunidad del capital invertido para aumentar el

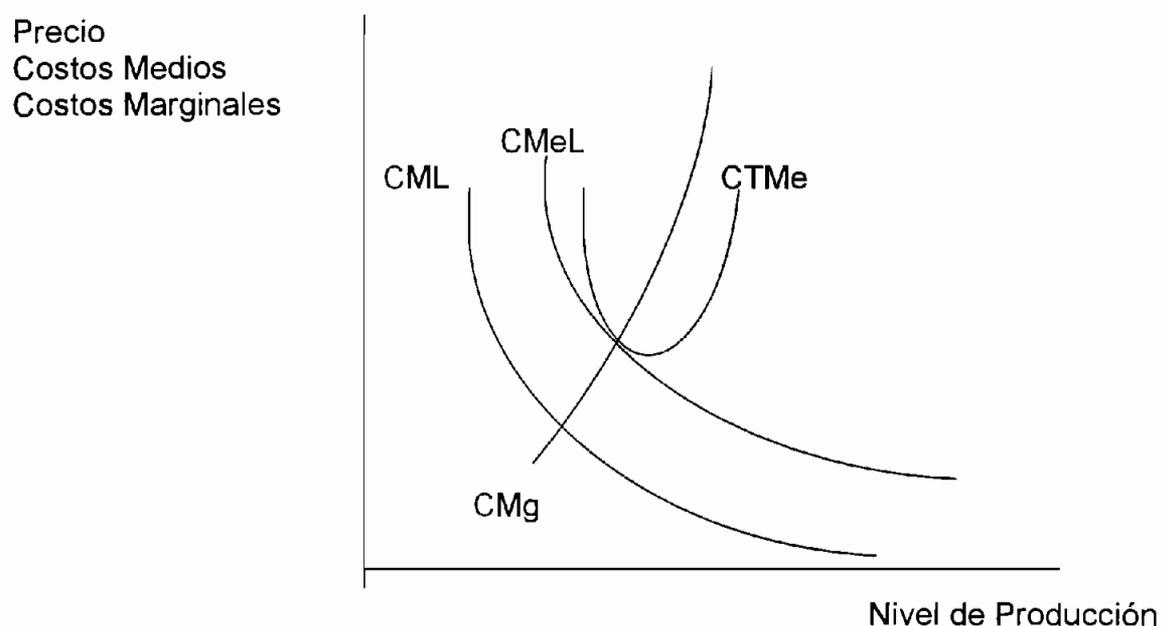
tamaño de la planta debe considerarse entre los costos de una unidad adicional de producción.

2.5. ECONOMÍAS DE ESCALA.

La curva de costo total medio a corto plazo, siempre tiene la forma de U, pero la curva de costo medio de largo plazo no tiene por que tener necesariamente esa forma. La forma de la curva de costos medios de largo plazo refleja las economías y deseconomías de escala, donde escala se refiere al tamaño de la empresa medido por su nivel de producción.

Existen economías de escala o rendimientos crecientes de escala cuando el costo medio a largo plazo de la empresa disminuye al aumentar la producción tal como se observa en la gráfica 2.9; existen rendimientos constantes de escala cuando el costo medio a largo plazo no depende del nivel de producción. Existen deseconomías de escala o rendimientos decrecientes de escala cuando el costo medio a largo plazo aumenta al incrementarse la producción.

Costos medios a largo plazo decrecientes



GRAFICA 2.9

Cabe mencionar que la definición más común de economías de escala es la que hace referencia a la función de producción. Al considerar a la función de producción, se dice que existen economías de escala si un incremento porcentual igual en el uso de todos los factores de producción resulta en una expansión porcentual mayor del producto. Mientras el costo marginal está por debajo del costo medio, el costo medio está decreciendo y por lo tanto existen economías de escala.

2.6. PRECIO Y PRODUCCIÓN BAJO COMPETENCIA PERFECTA.

2.6.1. MERCADOS DE COMPETENCIA PERFECTA

En economía se lo define como un mercado sencillo e "ideal", que es manejado por la mano invisible de la libre competencia, en la realidad no existe ningún mercado con características como éste, a continuación se describirán las cualidades que lo caracterizan y más adelante se revisaran las diferencias que hay entre la realidad y este modelo.

La competencia perfecta es una representación idealizada de los mercados de bienes y de servicios en la que la interacción recíproca de la oferta y de la demanda determina el precio. Para que este proceso opere correctamente, el planeamiento formal de los mercados competitivos requiere que se cumplan las cuatro condiciones siguientes:

- Existencia de un elevado número de compradores y vendedores en el mercado. Esto significa que la cantidad que cada uno de ellos demanda u ofrece resulta tan pequeña respecto a la demanda u oferta de mercado que su comportamiento individual no puede tener efectos perceptibles sobre los precios de las mercancías. Por ello, los productores y los compradores aceptarán los precios del mercado como datos. En este caso, la competencia

entre los compradores conducirá a que nadie pueda comprar a un precio inferior al que compra el resto. Asimismo, la competencia entre los vendedores llevará a que ninguno de ellos pueda vender a un precio más alto del que lo hacen los demás, pues si lo intentara la competencia del resto de los productores lo expulsaría en forma natural del mercado.

Dado que la empresa puede alterar su volumen de producción y ventas sin que ello tenga efectos significativos sobre el precio del producto que vende, ha de aceptar el precio de mercado como un dato, esto es, tiene un comportamiento que se denomina como de precio aceptante. El precio se toma como un parámetro y las decisiones de las empresas no dependen de las reacciones que estiman que las demás empresas llevarán a cabo como consecuencias de modificaciones en las políticas productivas. En los mercados competitivos no hay rivalidad entre las empresas, sino competencia impersonal.

- Tanto compradores como vendedores deberán ser indiferentes respecto a quien comprar o vender. Este supuesto implica, en realidad, que el bien comprado o vendido sea homogéneo. Se presupone implícitamente, por tanto, que cada unidad de determinado bien deberá ser idéntica a cualquier otra del mismo; de lo contrario el productor de algún bien o servicio ligeramente diferente a los demás tendrá cierto control sobre el mercado y, por tanto, sobre el precio de su producto. En otras palabras, este supuesto implica que no hay marcas que diferencien a los productos.
- Que todos los compradores y los vendedores tengan un conocimiento pleno de las condiciones generales de mercado. De este supuesto se infiere que los vendedores generalmente conocen lo que los compradores están dispuestos a pagar por sus productos, mientras que los demandantes saben a que precio los oferentes desean vender. De esta manera, es posible predecir correctamente aquel precio que equilibra el mercado. Una vez que es conocido el precio de equilibrio, los compradores no aceptan comprar a un precio mayor y los oferentes rechazan vender a un precio inferior al de equilibrio. En tal

situación, no habrá compradores ni vendedores insatisfechos; todos aquellos los que quieran vender podrán hacerlo, y todos los que quieran comprar lo harán en la cantidad deseada, pero siempre al precio de equilibrio.

- La libre movilidad de los recursos productivos, de forma que las empresas tienen libertad de entrada y salida al mercado. La totalidad de los agentes que participan en la producción podrán, consecuentemente, entrar y salir del mercado de forma inmediata como respuesta a incentivos pecuniarios. De igual manera, quien desee dedicarse a la producción de un bien o servicio podrá hacerlo sin que se lo impida ninguna restricción.

Un aspecto que caracteriza a la competencia perfecta es la *impersonalidad y la ausencia absoluta de competencia entre las empresas*.

La esencia de la competencia no está referida a la rivalidad, sino a la dispersión de la capacidad de control que los agentes económicos pueden ejercer sobre la marcha del mercado. Ello lo debe a que cuanto más repartido esté el poder de influir en las condiciones del mercado, menos eficaces serán aquellas acciones discrecionales dirigidas a manipular la cantidad disponible de productos y los precios de mercado. Aunque las condiciones citadas son muy restrictivas y pocos son los productos cuyos mercados las reúnen, el modelo de competencia perfecta es útil y no sólo porque sea aplicable a la mayoría de los productos agropecuarios y a muchos títulos, valores, sino porque otros muchos mercados se aproximan al modelo de competencia perfecta, de forma que las predicciones derivadas de dicho modelo tienen una aplicación considerablemente amplia.

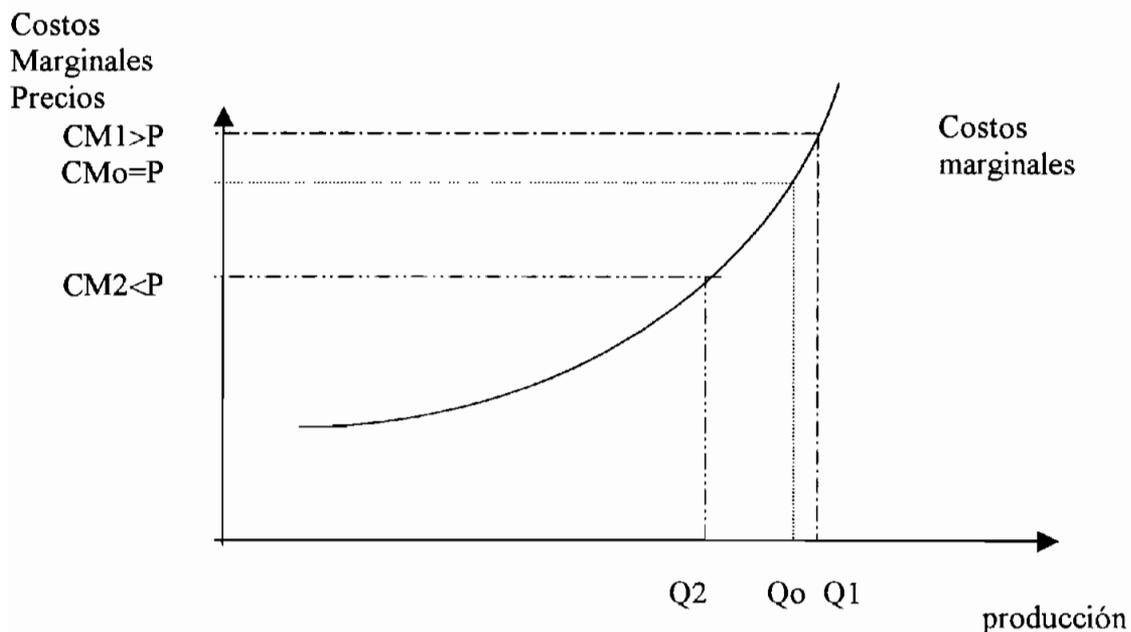
2.6.2. EL SISTEMA DE PRECIOS Y LA MICROECONOMÍA.

En un mercado libre el sistema de precios hace gran parte del trabajo indicando los deseos de los trabajadores y el valor relativo de los distintos tipos de materiales y servicios, así como los deseos de los consumidores.

Las fuerzas que actúan sobre las empresas para llevarlas a la toma de las decisiones más convenientes son los beneficios y las pérdidas. Desde el punto de vista económico se considera a la competencia como un mecanismo de organización de la producción y de la determinación de los precios y de la renta.

2.6.2.1. Precio igual a costo marginal

Una empresa elige el nivel de producción que maximiza su beneficio. Esto se realiza en dos fases: primero se encuentra el mejor nivel de producción positivo, de esa manera se encuentra la cantidad ofrecida por la empresa que maximizara sus beneficios, si la empresa va a ofrecer alguna producción. Y la segunda fase consiste en comparar los beneficios que genere ese nivel de producción con la decisión de cerrar y no producir nada; y elegir entonces la mejor opción.



GRAFICA 2.10

La empresa encuentra el nivel producción positivo, en el supuesto que no vaya a cerrar, aplicando un análisis marginal. Dado que los beneficios son la diferencia entre el ingreso y los costos, el aumento en una unidad de la producción en una unidad solo elevara los beneficios si el ingreso adicional generado por la venta de la unidad, que es el precio de mercado del bien, es superior al costo de producir esa unidad. ¿Pero como varían el ingreso y el costo?

Dado que en un mercado perfectamente competitivo la decisión de una empresa de producir más o menos no afecta el precio, y el costo adicional de producir una unidad más, es el costo marginal.

Por consiguiente, si el precio vigente es mayor que el costo marginal en un determinado nivel de producción la empresa podrá aumentar sus beneficios produciendo una unidad más, ya que el aumento del ingreso que es el precio del producto es mayor que el costo marginal de producirlo. Si por el contrario es inferior, basándose en el mismo razonamiento la empresa aumentara sus beneficios produciendo una unidad menos.

Supóngase que el precio es P_0 para el cual la empresa maximiza beneficios si produce Q_0 . Cualquier nivel de producción por debajo de Q_0 tendrá un precio que excede al costo marginal. Por lo tanto incrementando el nivel de producción se incrementarán los beneficios. Al revés, para un nivel de producción superior a Q_0 el costo marginal es superior al precio, por lo cual disminuyendo el nivel de producción se incrementará el beneficio. Por lo anterior es evidente que el beneficio es máximo cuando el precio es igual al costo marginal.

Matemáticamente

Si

- P = Precio del producto
- Q = Nivel de producción
- $C(Q)$ = Costo total $f(Q)$
- Beneficio = $P \cdot Q - C(Q) = L$

Para beneficio máximo
$$P - \frac{dC(Q)}{dQ} = 0 \Rightarrow P = \frac{dC(Q)}{dQ}$$

Una vez utilizada la condición marginal para ver como le ira a la empresa si produce una cantidad positiva, debe decidir si produce esta cantidad o nada. Así en general si el ingreso (precio del bien) es superior al costo variable medio en el nivel de producción optimo, la empresa debe producir ya que de esta manera

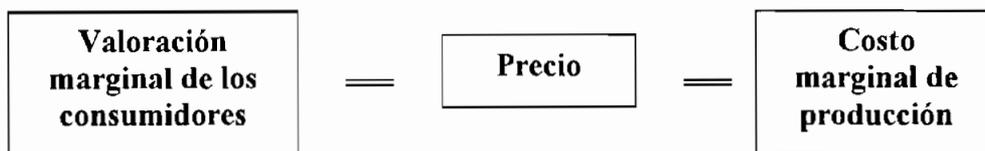
cubre al menos parte de sus costos fijos y sus pérdidas son menores que si deja de producir, si por el contrario el precio es inferior al costo variable medio debe cerrar ya que no cubre los costos de sus factores variables de producción.

2.6.2.2. El sistema de precios y la eficiencia.

En un mercado perfectamente competitivo la curva de oferta es la curva de costo marginal de la industria oferente, por lo tanto esta curva muestra en cada nivel de producción el costo que tiene para la industria y para el conjunto de la economía el aumento de la producción de la industria de una unidad.

En lo que se refiere al otro lado de la industria, la curva de demanda mide el valor marginal que dan los consumidores al producto. La curva de demanda muestra cuanto están dispuestos a pagar en cada nivel de producción por una unidad adicional del bien. Dado que el punto de equilibrio del mercado se alcanza en el punto que se cortan las curvas de oferta y demanda, se deduce que:

El precio de equilibrio de un mercado perfectamente competitivo es igual tanto al valor que le dan los consumidores a una unidad adicional del bien como el costo que tiene para la economía la producción de esa unidad.

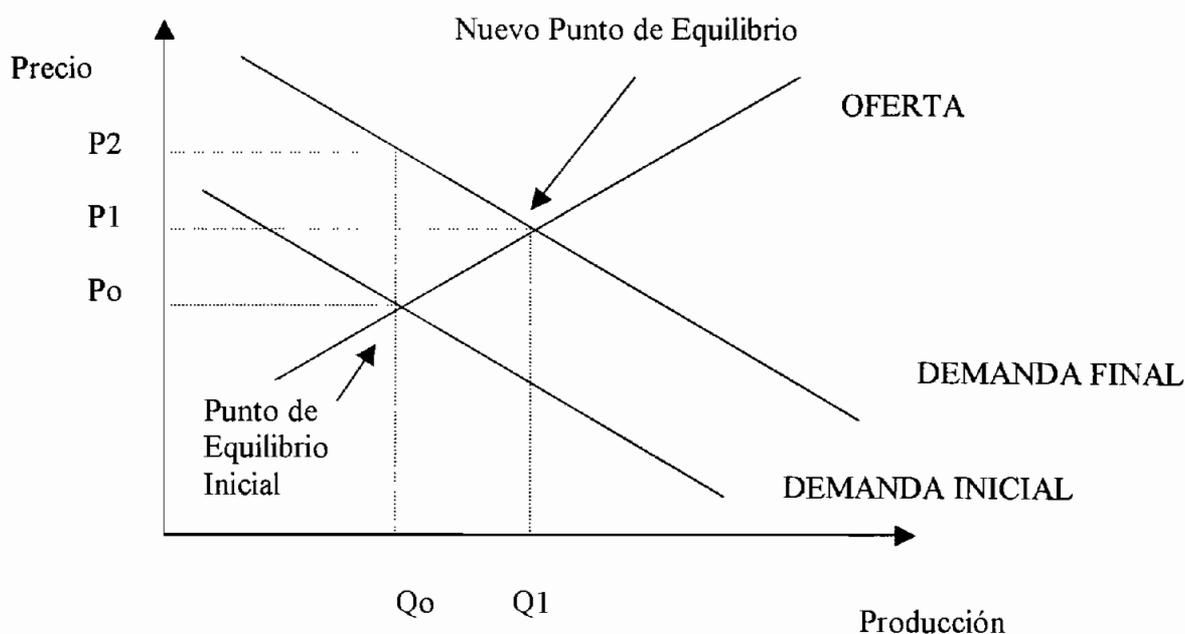


En la gráfica 2.11 se ilustra esta condición. En los niveles de producción por debajo de Q_0 los consumidores están dispuestos a pagar un precio superior al costo marginal.

Por tanto es posible mejorar el bienestar de los consumidores reduciendo la utilización de trabajo y otros recursos productivos en otras industrias y transfiriéndolos a este mercado para poder aumentar la producción, las empresas

elevaran el nivel de producción con el fin de maximizar el beneficio y los consumidores compraran esta mayor producción con el fin de maximizar su utilidad.

En cambio en los niveles de producción por encima de Q_0 el ahorro de costos que se consigue reduciéndola es superior a la pérdida que experimentan los consumidores. Por tanto la eficiencia exige reducir la producción de esta industria ya que hay otros usos más valiosos para los consumidores.



GRÁFICA 2.11

2.7. BREVE ANÁLISIS DE LOS MERCADOS REALES

La competencia es el verdadero motor de un gran número de actividades. La competencia se asocia con frecuencia, a la idea de rivalidad u oposición entre dos o más sujetos para el logro de un objetivo, como la utilidad personal o la ganancia económica privada. En economía, esta concepción se ha visto complementada por aquella otra que considera a la competencia como un mecanismo de la organización de la producción y de la determinación de precios y rentas. Así, para los economistas clásicos, la libre competencia era la fuerza ordenadora que impulsaba a una empresa individual a la reducción del precio de sus productos

con la finalidad de incrementar su participación en el mercado. Con posterioridad, han surgido teorías que identificaban la competencia con las distintas formas que adoptan los mercados. El criterio que hace referencia al número de participantes en el mercado ha sido más profundamente utilizado para clasificar las diferentes situaciones de competencia. En el cuadro siguiente se presentan las distintas estructuras de mercado simples o ideales que sirven de marco de referencia.

La competencia que se produzca entre un gran número de vendedores (competencia perfecta) será distinta de aquella que se genere en un mercado donde ocurra un número reducido de vendedores (oligopolio). Como caso extremo donde la competencia es inexistente, destaca aquel en que el mercado es controlado por un solo productor (monopolio). En cualquiera de estas situaciones, los productores compartirán el mercado con un elevado número de compradores. También cabe, sin embargo, las situaciones en que hay un reducido número de demandantes, como, por ejemplo, los casos de *monopsonio* y *oligopsonio*. En general, puede afirmarse que cuanto más alto resulte el número de participantes más competitivo será el mercado.

CUADRO 2.5

Estructura del mercado según el número de participantes

Oferta \ Demanda	Un solo Comprador	unos pocos compradores	muchos compradores
Un solo Vendedor	Monopolio Bilateral	Monopolio Parcial	Monopolio
Unos pocos vendedores	Monopolio Parcial	Oligopolio Bilateral	Oligopolio
Muchos Vendedores	Monopsonio	Oligopsonio	Competencia Perfecta

En la determinación de un mercado de competencia perfecta se parte de supuestos que no corresponden a la realidad, y por tanto, son entre otras razones el origen de las falencias del sistema; a continuación se describirán brevemente estas causas.

- En cuanto al supuesto que ningún participante del mercado influya en el precio, esto solo se pueda dar, en un mercado ideal de muchos compradores y muchos vendedores pero en la realidad esto no sucede de esta forma sino que se dan situaciones como las que se presenta en el cuadro 2.5 provocando que compradores o vendedores puedan influir en la determinación del precio de un bien.
- Además de la manipulación del precio por agentes con poder de mercado, hay otras razones que impiden el funcionamiento de la competencia perfecta. En ocasiones una empresa tiene capacidad para hacer recaer sobre otros, parte de los costos de su proceso productivo. Otras veces surgen dificultades para impedir que se beneficie de un bien el que no ha pagado por él. En ambas situaciones el Derecho tiene un papel destacado en la explicación del origen y en las posibles soluciones de este problema. Se llaman externalidades o efectos externos las consecuencias que tiene un proceso productivo sobre los individuos o empresas ajenos a su industria. La consecuencia económica de los efectos externos es la disminución de la eficiencia en la asignación de recursos: La producción de bienes con efectos externos negativos será superior a la socialmente deseable y la producción con efectos externos positivos serán insuficiente. Cuando se analizó el mercado de libre competencia se vio que en esas condiciones, las empresas producen la cantidad para la que se igualan el costo marginal y el precio con lo que el beneficio para la empresa y la utilidad para el consumidor se hacían máximas. Pero en las empresas, con efectos externos, se tiene en cuenta exclusivamente el costo marginal privado, ignorando el costo marginal externo o social. Para que siguiese siendo eficiente el sistema, el precio de los bienes con procesos productivos contaminantes tendría que igualarse al costo marginal total, a la suma del costo marginal externo y el costo marginal privado.
- Las empresas en el afán de vender más, han introducido al bien que producen ciertas características que podrían hacer al producto mejor que aquel elaborado por otros provocando que el bien puesto a disposición del

consumidor no sea homogéneo. En la realidad, las empresas tratan de diferenciar sus productos mediante campañas publicitarias, envases llamativos o pequeños cambios en el diseño o la composición, es más, lo que caracteriza a los mercados reales es precisamente el esfuerzo que obliga a todas las empresas por mejorar continuamente sus productos tratando de diferenciarse por su mayor calidad o menor precio. Además desde el punto de vista del consumidor, también se observa que las preferencias de este lo llevan a consumir aquel producto, que de entre aquellos de "semejantes" características, mejor satisfaga sus necesidades.

- En los mercados de competencia perfecta es imprescindible la libertad de entrada y salida en las industrias, es decir, que no haya barreras que impidan a una empresa dedicarse a producir cualquier cosa. (Cualquier empresario que lo desee puede destinar su capital a la producción de trigo por ejemplo). Esta característica no está presente en la realidad por ejemplo en las situaciones de monopolio (un único productor), duopolio (dos productores), oligopolio (pocos productores), monopsonio (un comprador) y otros mercados no competitivos. En realidad, para que haya verdadera "libertad de entrada y salida" sería necesario que no hubiera costos de transformación, es decir, que la maquinaria destinada a una producción pudiera "reconvertirse" sin costo alguno para producir cualquier otra cosa. La libre competencia en realidad es la excepción y no la regla. Algunos economistas británicos sugirieron que para estudiar el sistema económico habría que empezar analizando el monopolio, que es lo más habitual, y no la libre competencia.
- En los mercados de libre competencia los agentes económicos conocen los precios de todos los productos y factores, sus características y la existencia de posibles sustitutos. En el momento de decidir entre diferentes alternativas, los consumidores elegirán aquellas que maximicen su utilidad y los productores las que maximicen sus beneficios. Pero muchas veces la información puede ser un bien escaso y de alto costo. Por ejemplo: antes de adquirir un vehículo se necesita invertir tiempo y trabajo recorriendo los establecimientos de muchos concesionarios para conocer cuál de los diferentes modelos que se

ofrecen puede proporcionar mayor satisfacción. La decisión en cualquier caso será tomada siempre con información insuficiente porque si alguien se pregunta, ¿Quién sabe distinguir cuál es la biela más resistente al desgaste? Antes de pedir una ensaladilla en un bar ¿se analiza la mayonesa en varios establecimientos para poder elegir la que tenga menor cantidad de salmonelas? Debido al costo de adquirir más información, llega un momento en que se renuncia a seguir investigando aunque ello pueda tener como consecuencia una decisión de compra incorrecta. Pero para que la decisión sea la correcta, además de información se necesita racionalidad, es decir, capacidad para analizarla y valorarla.

- Dentro del proceso de funcionamiento de una mercado real existe ciertas distorsiones incluidas por entes reguladores pertenecientes al gobierno estos son: los impuestos y subsidios.

IMPUESTOS.- El sector público, para financiar sus gastos, se ve obligado a establecer impuestos. Aunque el objetivo primordial de los impuestos es el de cubrir los gastos públicos, también se pueden utilizar para otros propósitos, como desalentar la producción de determinados bienes, o para modificar la distribución de la renta.

La incidencia de un impuesto. _Supóngase que un productor debe pagar en concepto de impuesto una cantidad de dinero, por unidad de producto vendida. Esto significa que para poder vender una unidad determinada, el productor no se conformará con el mismo precio que anteriormente obtenía, de forma que su función de oferta se desplazará hacia arriba indicando que el precio que obtiene por cada unidad es el que le permite cubrir el impuesto. El desplazamiento de la curva de oferta tendrá exactamente la cuantía del impuesto. Según que la demanda sea más o menos rígida, el consumidor pagará una mayor o menor parte del impuesto. En cualquier caso, el efecto del impuesto ha sido disminuir la cantidad total producida.

SUBSIDIOS.- Son las asignaciones que el Gobierno otorga para el desarrollo de actividades prioritarias de interés general, a través de las dependencias y entidades a los diferentes sectores de la sociedad, con el propósito de apoyar sus operaciones; mantener los niveles en los precios; apoyar el consumo, la distribución y comercialización de los bienes; motivar la inversión; cubrir impactos financieros; así como para el fomento de las actividades agropecuarias, industriales o de servicios. Estos subsidios se otorgan mediante la asignación directa de recursos o a través de estímulos fiscales.

De acuerdo con la teoría clásica de las ventajas comparativas, el precio final de un producto debe estar compuesto por los costos reales de producción, de comercialización, internación y la ganancia del productor e intermediarios. En principio, el espacio para que los gobiernos asuman las cargas económicas de la producción efectuada por sujetos privados es muy reducido. Si el gobierno interviene se incurre en el riesgo de crear una "distorsión" al comercio. La carga emotiva contra algunas intervenciones es tan alta, que ciertos subsidios han sido catalogados universalmente como "prácticas desleales de comercio", en este sentido el subsidio es proteccionismo, con la diferencia de que reduce el precio del producto subsidiado en lugar de aumentarlo, siendo por ello más favorable al consumidor. Por otro lado, existen otras tendencias económicas que consideran legítima la intervención del Estado en la producción de bienes y servicios, apoyando y dirigiendo la labor del sector privado. Sobretudo, quienes abogan por una mayor intervención del Estado en el proceso productivo, lo hacen bajo la idea de que se pretenden introducir una "corrección" en el mercado, en oposición a la creación de distorsiones. Se argumenta que la necesidad de las correcciones deriva de la existencia de "externalidades", es decir, costos o beneficios soportados o aprovechados por agentes económicos que no son parte de una transacción y que, por ello, no son tomados en cuenta en un sistema de mercado.

- El sistema de economía de mercado se ha criticado, entre otras cosas, porque no distribuye la renta en forma equitativa. La ausencia de una distribución equitativa se debe en parte a las rentas que reciben los propietarios privados del capital físico (los capitalistas). Los críticos del sistema de economía de

mercado señalan, además, que el poder económico y político de los capitalistas limita los intentos del sector público por alcanzar una sociedad más igualitaria y justa.

Pero no solo se han criticado las implicaciones sobre la distribución de la renta, sino también aspectos relacionados con la formación de los precios y, en general, con la ausencia de una competencia real.

Otro tipo de críticas al sistema de economía de mercado se refiere a que las necesidades de los consumidores se pueden manipular y crear artificialmente mediante la publicidad. En este caso no tiene lugar la soberanía del consumidor (en el sentido de que con sus "votos" monetarios en el mercado, es quien impone sus condiciones), sino que éste se convierte en una marioneta manipulada por las campañas de publicidad de los productores, pasando a ser estos los soberanos.

Por último, las críticas del mercado señalan que un sistema no regulado por una autoridad que planifique quedará en manos de las iniciativas de las empresas privadas y tenderá a ser muy inestable. Las crisis y las recesiones económicas del sistema capitalista han sido un serio problema a lo largo de la historia, siendo los costos sociales ligados a ella de gran envergadura.

De los problemas relacionados con el funcionamiento del sistema de economía de mercado, quizás los señalados en primer lugar, esto es, los relacionados con la distribución de la renta y la desatención a los más necesitados, son los que tienen una mayor relevancia y también los que con más fuerza han aducido sus críticos para defender la conveniencia de acudir a un sistema económico alternativo. Sin embargo, la limitada eficiencia económica de estos sistemas alternativos se presenta como un serio problema, y explica el profundo proceso de revolución económica y de acercamiento al sistema de mercado que los países comunistas en fechas recientes han iniciado.

CAPITULO 3

3. REMUNERACIÓN POR ENERGÍA A LOS AGENTES GENERADORES DEL MEM.

A continuación se realizará un análisis de las consecuencias derivadas de la aplicación en el sector eléctrico de la teoría de precios sobre la base en costos marginales.

3.1.PRECIOS A COSTO MARGINAL EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA.

3.1.1. DIFICULTADES DERIVADAS DE LA APLICACIÓN.

El problema de tarifar el uso de las infraestructuras, como es el caso de la energía eléctrica, sugiere de modo natural usar como marco de análisis la teoría económica, la cual, ha provisto al hombre de algunas herramientas, tal como la implementación de sistemas tarifarios basados en la idea de costo marginal social.

Los economistas están de acuerdo que la determinación de precios sobre la base de costos marginales permite una asignación eficiente de los recursos. El usuario de una infraestructura, en un momento dado genera un costo a la sociedad, al utilizar la infraestructura y provocar externalidades (contaminación, etc.) Si a cada usuario se le hiciera exigible el pago de los costos que genera, entonces ajustaría su comportamiento de un modo óptimo para el interés social. Así, utilizaría una infraestructura si y solamente si el beneficio que pudiera obtener (y la sociedad junto con él) fuese igual o mayor al costo que el usuario provoca a la sociedad.

Lo óptimo de la solución se puede demostrar con facilidad. Un uso intensivo de la infraestructura tendría un costo social mucho mayor al beneficio que los usuarios

obtendrían, dando un costo neto para la sociedad. Un uso reducido de la infraestructura tendría un costo para el usuario (la utilidad de la que se priva) mayor que la ganancia lograda por la sociedad (el costo social marginal ahorrado), dando nuevamente un costo neto para el conjunto de la sociedad.

La tarifación de las infraestructuras con base en el costo social marginal es una generalización de la solución clásica propuesta para el mercado, la cual funciona correctamente, si es que no hay externalidades, ni bienes colectivos, ni monopolios, ni rendimientos crecientes ante el problema de la asignación de recursos.

Para el caso de la industria eléctrica, si bien durante muchos años los economistas han discutido las ventajas de relacionar los precios con los costos marginales, recién en los últimos tiempos el concepto ha ido ganando adeptos, debido a las recientes ideas de la optimización de los recursos que dispone la sociedad; en el caso de la electricidad los precios deben ser relacionados con los costos de los recursos usados o ahorrados debido a las decisiones del consumidor. Mientras los bienes y servicios sean vendidos a sus costos marginales de producción, la sociedad se encuentra en un funcionamiento óptimo y se tendría el mejor de los mundos posibles.

Sin embargo, hay que ir más allá de esta elegante construcción teórica, para buscar su aplicación. Y es ahí donde inician las dificultades, por tres razones principales: la primera es que la solución propuesta ofrece hipótesis insostenibles sobre el estado óptimo del resto del sistema económico; la segunda es que la solución no puede aplicarse en la práctica ya que requiere medir varios costos marginales; y la tercera es que la solución no aborda correctamente el problema de la inversión necesaria para construir las infraestructuras.

3.1.1.1. Hipótesis sobre el resto del sistema económico.

La primera dificultad mencionada es de orden teórico. El hecho de tener un ajuste marginalista en el subsector económico donde funciona la infraestructura, en este

caso el suministro de energía eléctrica, no es garantía que el resto del sistema económico también se encuentre en un punto óptimo. El uso de la energía eléctrica en particular, no funciona con independencia, por ejemplo, del mercado de transporte, encargado de proveer especialmente a las plantas térmicas del recurso indispensable para la producción de la energía: el combustible, cuyo mercado influye también directamente en la industria de la electricidad y que en ningún caso se halla involucrado en un proceso de ajuste de precios marginal. Además, al ser la demanda de energía eléctrica el resultado de lo que ocurre en diversos mercados de producción de bienes y servicios; y si las actividades estos mercados funcionan con imperfecciones, con distorsiones introducidas por el trato fiscal, por la presencia de subsidios o de reglamentaciones, entonces no puede decirse que una mejoría circunscrita exclusivamente al mercado de energía (mejoría derivada de la tarifación marginalista) provocará una mejoría del sistema económico en su conjunto. La hipótesis de que los mercados de producción de bienes y servicios son mercados de competencia perfecta, resulta entonces inaceptable. De esto se desprende la necesidad de desarrollar modelos que simulen no solo lo que ocurre en un sector específico de la economía, en este caso el sector eléctrico, sino, además su interrelación con el desarrollo de otros mercados.

3.1.1.2. La dificultad de la puesta en práctica.

La segunda dificultad referida, y que resulta notable, se produce al tratar de implementar un sistema de precios en base a costos marginales, en base a los siguientes argumentos:

- *La mayoría de los costos marginales de uso de las infraestructuras como la energía eléctrica no se conocen con precisión, y en algunos casos resulta imposible conocerlos.*

De entre los costos marginales, algunos tienen variaciones importantes, de un lugar a otro y de un momento a otro. Esto se da notoriamente en externalidades. Una externalidad se presenta cuando el productor de un bien o servicio en el

transcurso del proceso de producción afecta positiva o negativamente otra parte que no está involucrada con el proceso de producción. Por ejemplo: un productor puede minimizar los costos de producción al no incurrir en gastos relacionados con la reducción de la contaminación, sin embargo, es un daño causado, costos en el ambiente y la gente.

La determinación de los costos marginales derivados de externalidades, como la contaminación que puede tomar diversos valores desde cero hasta prácticamente infinito, es muy difícil. En la vida diaria se usan diferentes tipos de indicadores para diferentes propósitos. Así por ejemplo la presión, el pulso y la temperatura del cuerpo informan sobre el estado de salud general; el producto interno bruto (PIB), las tasas de desempleo y de inflación se utilizan para mostrar la evolución de la economía de un país o región y la presión del aire y la humedad relativa del ambiente sirven para conocer y prever el estado del clima.

No obstante, indicadores equivalentes que permitan observar y seguir la situación del medio ambiente, el impacto y consecuencias de los procesos de desarrollo sobre los recursos naturales y las funciones ecológicas y las interrelaciones entre los diferentes factores del desarrollo, no están aun disponibles o en uso. Esto implica un inadecuado conocimiento acerca del proceso de desarrollo puesto que el medio ambiente y los recursos naturales constituyen la base misma para el desarrollo y la supervivencia de la humanidad.

Ahora bien, la lógica de la tarifación marginalista espera que cada usuario pueda conocer el costo preciso que sus decisiones ocasionan a la sociedad, y para ello, el conocimiento de valores promedio vagos no producen el efecto deseado. Las dimensiones de estas variaciones pueden observarse en el caso del costo de incluir en un despacho programado de generación unidades térmicas muy contaminantes: entre una hora determinada y la hora siguiente, el costo marginal derivado de la contaminación varía, no entre más o menos 20%, sino que puede cambiar por un factor de 1 a 20 por decir un valor ante la falta de elementos para cuantificar los efectos derivados de la contaminación.

Actualmente, es técnicamente imposible conocer con precisión estas variaciones de los costos y aún más, modificar como consecuencia las tarifas de uso de la energía eléctrica para amoldarse a estos cambios. Quizá en el futuro la tecnología permita realizar tales ajustes. Esto ocurre en particular con los costos del efecto invernadero. Nadie ha hecho una medición única para el efecto invernadero. Semejante estimación es sumamente difícil, puesto que trata con daños inciertos que se observarán dentro de medio siglo, y por tanto, resulta muy complicado conocer y cuantificar. Los costos que se utilizan en referencia a esta contaminación son estimaciones hechas para lograr objetivos específicos de reducción de emisiones de gases que contribuyen al efecto invernadero, objetivos generalmente establecidos por exigencias de tipo político más que de análisis económico. Semejantes estimaciones no son de ninguna manera costos externos marginales del uso de la energía eléctrica.

Como complemento de lo expresado anteriormente, se debe acotar que existe una importante distinción de la industria eléctrica, es el hecho que la curva de costos marginales de corto plazo, presentada en el capítulo anterior (gráfica 2.9), en general representa el costo de operación adicional, por el uso de una planta ya existente, para producir un incremento de la producción. Para la industria eléctrica esta curva representa la suma de:

- a. Los costos de operación adicionales por el incremento de la producción y;
- b. El costo de reducir la confiabilidad del sistema causado por el incremento de producción.

Esta medida de la confiabilidad de un sistema representa el costo para la sociedad de tener una oferta inadecuada de energía eléctrica para abastecer su demanda. Esto último se lo puede aclarar de la siguiente manera:

Al incrementarse la producción la reserva decrece, como consecuencia de la disminución de la reserva, la probabilidad de desabastecimiento de energía eléctrica aumenta. Este incremento en la probabilidad de escasez del suministro

de energía eléctrica es un componente de los costos marginales de corto plazo. La solución al problema está en incorporar al proceso de solución los costos debidos a interrupciones. Así resulta que el precio óptimo es el *costo marginal social*, que incluye los costos de *raconamiento e interrupciones*.

La inclusión en la tarifa de estos costos sufridos por los consumidores es justificada por el hecho que la decisión de un consumidor de aumentar su consumo (llamada decisión marginal de consumo) implica costos para los demás consumidores que verán aumentar los riesgos de no ser atendidos. Una adecuada señal de precio debe transferir al consumidor el análisis beneficio-costos de la toma de sus decisiones marginales de consumo. Así los costos para la sociedad derivados del aumento de consumo incluyen: inversiones, gastos adicionales de operación y el incremento en los costos de no suministro. Así resulta que deben ser optimizados en forma conjunta el precio de la energía y el nivel de confiabilidad asociado.

En el Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador se utilizan como costos marginales de la producción de la energía los costos variables de operación de las unidades determinados como se especifica en la REGULACIÓN No. CONELEC – 003/00 “DECLARACIÓN DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN”.

- *Los costos marginales están en continuo cambio, provocando por lo tanto que también los precios cambien frecuentemente.*

Por otra parte, cabe preguntarse si la tarifación a costo marginal tiene realmente utilidad. La utilidad de un esquema de tarifación está en el mensaje que envía a los usuarios. Si las señales de la tarifa son numerosas, complicadas y confusas para el usuario, no tendrán ninguna utilidad. Salta a la vista entonces un dilema: o la tarifación marginalista está poco diferenciada y difícilmente logra sus objetivos, o la tarifa está sumamente diferenciada, y su dificultad de comprensión al usuario tampoco le permite lograr esos objetivos.

- *Un sistema de tarifas a costos marginales puede conducir a una situación en la cual los integrantes del mercado no recuperen sus costos totales.*

En el sector transmisión de la industria eléctrica, se presentan las economías de escala las cuales suelen ser importantes. El argumento de las economías de escala surge en situaciones donde el tamaño mínimo eficiente de la planta es muy grande respecto de la industria, por lo que el equilibrio de mercado sólo sustenta un número pequeño de firmas. En la literatura relacionada con sistemas eléctricos se plantea la existencia de las economías de escala, lo que a su vez genera los llamados " Monopolios Naturales". Esto se plantea por el hecho que el costo medio de transmitir un kW extra va disminuyendo a medida que la capacidad de la línea aumenta. Estas economías de escala se ven asociadas con el uso de la alta tensión y múltiples líneas, al nivel de líneas de transmisión de punto a punto.

Las economías de escala se distinguen fundamentalmente por que los costos medios y costos marginales de transmitir decrecen a medida que la capacidad de la línea aumenta, de esto se desprende que es más conveniente efectuar mayores inversiones en las líneas, para así obtener un menor costo por kW transmitido, esto se produce por una simple razón, la diferencia de inversión entre las distintas líneas, se ve más que compensada, por un aumento significativo en la capacidad de ésta. En sí la existencia de economías de escala tiene un buen efecto social, esto se debe a que los costos de transmitir disminuyen, permitiendo una baja en las tarifas finales. Sin embargo, esta situación trae algunos problemas, tales como, la existencia de un monopolio natural, razón por la cual debe existir una regulación del estado sobre el sector para evitar así excesos por parte del monopolio y por otra parte se tiene que los costos marginales de transmisión son más bajos que los costos medios, esto trae como consecuencia que los costos medios no sean solventados por los costos marginales, razón por la cual deben existir pagos especiales, para cubrir las diferencias entre estos costos. Estos pagos son realizados por los distribuidores a la transmisión, los cuales corresponden al uso que el distribuidor tenga del sistema de transmisión.

3.1.1.3. La dificultad del financiamiento de las inversiones.

Otro defecto mayor, tanto desde el punto de vista teórico como del práctico del sistema de tarifación marginalista es que ignora totalmente el problema del financiamiento de las inversiones en nuevas plantas de generación. La tarifación a costo marginal del uso de la energía eléctrica en el corto plazo es por definición completamente independiente tanto de los costos fijos incurridos en la construcción como de aquella parte de la operación que nada tiene que ver con la utilización de las unidades de generación (como ocurre con el deterioro por envejecimiento). La solución marginalista propuesta puede sin duda, al menos en teoría, favorecer un uso óptimo de las infraestructuras existentes. Por otra parte, este punto de vista poco aclara sobre el uso dado a las cuotas colectadas por la tarifa. Como consecuencia, la solución marginalista no contribuye en nada a la creación de las infraestructuras.

Una salida clásica y elegante al dilema consiste en separar la creación de infraestructura de su utilización, como dos problemas distintos. La solución al problema de la utilización queda entonces con la propuesta marginalista, y la solución al problema de la inversión para construir se enfoca con el análisis de costo-beneficio. El inconveniente de esta solución es doble. Desde el punto de vista práctico, se supone que el análisis costo-beneficio es una ciencia, que fácilmente se puede poner en marcha. Lamentablemente esta hipótesis es débil. Las dificultades asociadas a la puesta en práctica del análisis de costo-beneficio son casi tan grandes como las citadas para el uso eficaz de la tarifación a costo marginal. Como es sabido, los resultados de los análisis de costo-beneficio dependen tanto del analista (o grupo consultor) como del caso estudiado. Aunque esta no es una razón suficiente para desechar por completo el uso de este enfoque, al menos es una razón para tomar con cautela los resultados de estos análisis.

Por otra parte, desde el punto de vista teórico, el enfoque de costo-beneficio abiertamente ignora el problema del financiamiento para las inversiones requeridas. Tradicionalmente, en el esquema anterior del sector eléctrico del

Ecuador se ha tenido un sistema donde todas las inversiones para la construcción e instalación de centrales de generación se han financiado con fondos públicos. Si la infraestructura construida cubría sus costos, tanto mejor. Si la infraestructura no cubría los costos, tanto peor; la diferencia se llegaba a cubrir a través de los impuestos generales por ejemplo los subsidios. Este subsidio se veía como un gasto de interés público, del mismo tipo que son los gastos de seguridad o educación. Desafortunadamente para la implementación de nuevas unidades de generación, este esquema ha dejado de funcionar. Los erarios públicos estatales se encuentran en crisis. Se buscan entonces sistemas que hagan la liga entre el uso y el financiamiento, es decir, que hagan de las infraestructuras objetos autofinanciables y de este modo abran opciones para el financiamiento privado. En pocas palabras, las virtudes optimizantes sobre el uso de las infraestructuras no bastan para justificar la tarificación de éstas con el costo marginal propuesto.

Algunos economistas afirman, que los montos colectados por las tarifas marginalistas serán, sin más explicación, casi iguales o mayores al monto de las inversiones necesarias, mientras que otros afirman que no hay en absoluto razón teórica alguna, para que esto necesariamente suceda. Más bien, se requeriría un golpe de suerte extraordinario. Es bien sabido que los márgenes de incertidumbre que hay tanto sobre inversiones requeridas como de tarifas colectadas, y en consecuencia sobre los rendimientos generados son tan grandes, que sin duda se les puede manipular un poco para llegar a tener este pronóstico tan sorprendente.

De esto se concluye que deben existir estudios detallados de cada caso, es decir, se debe diferenciar unidades de generación hidráulicas de las térmicas y determinar si las ganancias obtenidas para cada caso, vía venta de energía a costo marginal es suficiente para incentivar la construcción de nuevas plantas de generación.

Para terminar, esta dicotomía entre inversión y tarificación del uso de infraestructuras, parte del supuesto de que se está en una situación de óptimo. Los costos marginales de uso de infraestructura dependen del stock de infraestructura que existe actualmente. Si se ha tenido, en el sector eléctrico, alta

inversión en grandes unidades hidráulicas de generación, los costos marginales asociados serán minúsculos o nulos, con lo cual las tarifas colectadas también lo serán. Se tendría entonces en este argumento una incitación a la subinversión en infraestructura hidráulica.

3.1.2. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE LA ENERGÍA EN EL MEM

En primer lugar se citará ciertas partes de ley y los reglamentos que servirán de antecedente para la determinación del costo de la energía en el MEM.

La Ley de Régimen de Sector Eléctrico establece en su artículo 24 las funciones del CENACE, en el literal d) se especifica lo siguiente: “ Ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal horario de corto plazo de todo el parque de generación”.

En el reglamento sustitutivo de la LRSE se define Despacho Económico como: Es la asignación específica de carga a las unidades de generación para lograr el suministro de energía de mayor economía en condiciones de confiabilidad, atendiendo a las variaciones de oferta y demanda.

En el reglamento para el funcionamiento del MEM se establece en los artículos:

Artículo 11.- Barra de Mercado y Fijación de precios.- Los precios de generación de energía en el MEM serán calculados en una barra eléctrica de una subestación específica denominada “Barra de Mercado” asignada por el 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.

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 CENACE en base a la metodología aprobada por el CONELEC.

Artículo 13.- De la energía.- La energía se valorará con el costo marginal instantáneo obtenido al final de la hora. El costo marginal instantáneo de la energía, en la barra de mercado estará dado por aquella unidad de generación que en condiciones de despacho económico, sea la que atienda un incremento de la carga, para este efecto el costo de generación estará determinado:

En operación normal, por el costo variable de producción de la unidad marginal, para el caso de unidades térmicas o hidráulicas de pasada, o por el valor del agua para las plantas hidráulicas con regulación mensual o superior, y en caso de desabastecimiento de energía eléctrica, por el costo de energía no suministrada, calculado por el CONELEC en función creciente de los déficit.

Con estos antecedentes se concluye que la normativa vigente determina que el cálculo de precios de la energía en el MEM se realiza mediante un despacho de simple orden de mérito en la barra de mercado, de la generación disponible para cubrir la demanda más las pérdidas a través de un sistema de "factores de nodo", el cual es muy adecuado para la fijación tanto temporal como espacial del precio de la energía. Se utiliza este sistema ya que 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 a dicho nodo. Se considera al mercado ubicado en el centro de carga (barra de mercado) del sistema. El despacho óptimo se realiza en este nodo, o sea, incluyendo no solo los costos marginales de operación de los generadores sino también las pérdidas marginales del transporte.

El precio de la energía llevado al centro de carga resulta entonces en un valor único llamado Precio Marginal del Sistema o Precio de Mercado, que representa al costo económico de generar el próximo kWh, valor determinado por el costo variable de producción de la unidad térmica más cara despachada en cada hora o el valor del agua de las centrales hidro de regulación mensual o superior.

3.2.SITUACIÓN ACTUAL DE LA FACTURACIÓN POR CONCEPTO DE VENTA DE ENERGÍA A LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES DEL MEM.

3.2.1. BENEFICIOS EN UN ESQUEMA DE COSTOS MARGINALES.

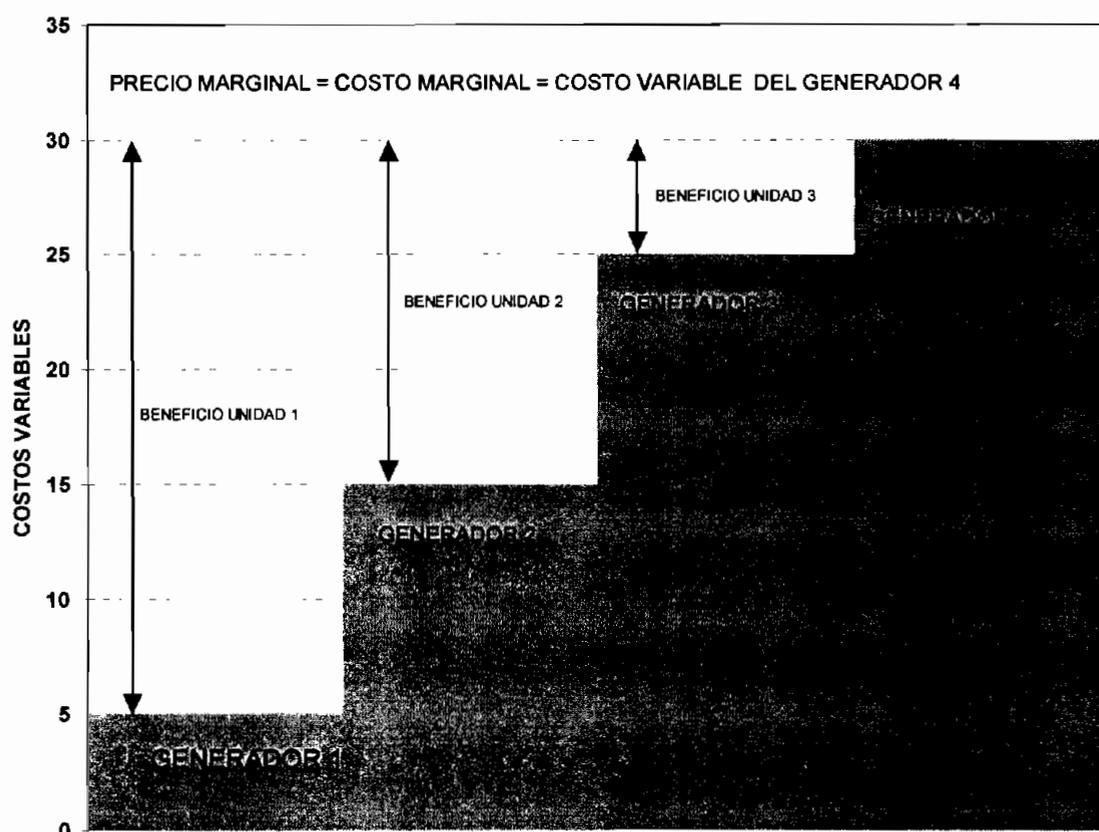
En el esquema de fijación de precios implantado en el Ecuador, el beneficio por venta de energía, en cada hora, de cada unidad generadora se obtiene de la diferencia entre el costo variable de producción propio de cada unidad y el precio marginal horario de la energía, determinado por el costo variable de la unidad marginal, mayor será el beneficio cuanto mayor sea la diferencia entre estos costos, tal como se indica en la figura 3.1. En la misma se observa que el generador 4 establece el precio marginal y que el beneficio de este es nulo, mientras que los generadores 1, 2 y 3 tienen costos variables menores que el precio marginal y por lo tanto obtiene un beneficio por MWh vendido igual a la diferencia entre el costo del generador 4 y su respectivo costo variable.

De esta observación se desprende el hecho que las unidades marginales no obtendrán un beneficio económico; en el Ecuador las unidades que cubren la demanda de punta y por lo tanto son las unidades marginales son las turbinas de gas, se concluye entonces que este tipo de unidades no obtendrá beneficios por concepto de venta de energía, señal que puede provocar falta de incentivo en los inversionistas para promover el ingreso de nuevas unidades de este tipo.

Ahora es necesario considerar el modo de generación implicado. La estructura de costos es distinta para los diversos modos. Hay clases, como la generación

hidráulica, donde el costo se compone de un elevado costo fijo y un bajo costo variable, que aumenta lentamente con el uso de la infraestructura y que, por tanto, genera costos marginales pequeños. Hay modos, como la generación térmica, donde el costo se compone de un costo fijo más modesto, y de costos variables muy importantes, y que crecen notablemente, generando costos marginales de consideración.

BENEFICIOS DE LOS GENERADORES EN UNA ECONOMIA DE PRECIOS A COSTOS MARGINALES



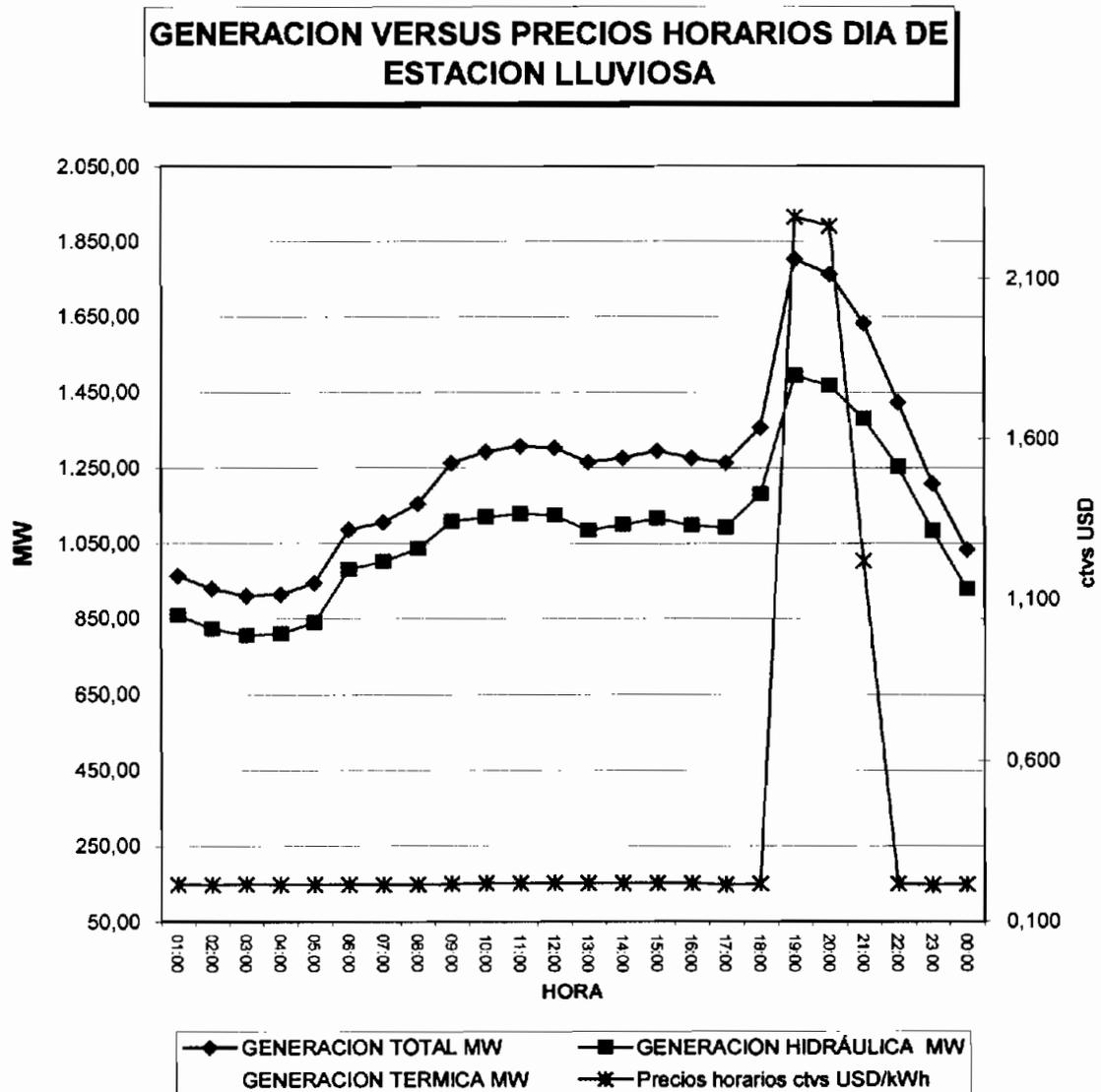
GRÁFICA 3.1

3.2.2. ESTACIONALIDAD Y DESPACHO ECONÓMICO EN EL MEM.

En el sistema eléctrico ecuatoriano se consideran dos épocas de estacionalidad, una de alta hidrología comprendida entre los meses de abril y septiembre; y una de baja hidrología que va octubre a marzo.

DESPACHO EN ALTA HIDROLOGÍA.

Para efecto de realizar el análisis correspondiente, se utilizará el despacho económico correspondiente al día 14 de junio de 2000. Para este día típico de la estación lluviosa, la variación de los precios en el mercado mayorista se encuentra ilustrada en el grafico 3.2 y son los siguientes:



En demanda base el costo de la energía se encuentra en un valor de S./ 50 o 0.002 US\$/kWh, afectado por supuesto por el factor de nodo correspondiente, valor que representa el costo variable de producción de energía de las centrales hidráulicas de pasada.

Para demanda media los precios continúan en el mismo rango del caso anterior, pese al aumento de la demanda, ya que la misma que puede ser cubierta por generación barata. Esto podría cambiar a causa de la indisponibilidad de unidades de las principales centrales hidráulicas, esto es debido a que, si bien estas plantas disponen del recurso necesario para la producción de energía, es decir, agua almacenada en centrales de embalse o altos caudales en centrales de pasada, estos podrían estar limitados en la capacidad de potencia que pueden ofrecer al sistema. Este último aspecto debe ser bastante analizado para buscar los correctivos (incentivos o penalizaciones) que impidan que ciertas acciones de los agentes generadores hidráulicos influya en la oferta y por lo tanto en el precio de la energía. Para la demanda de punta el precio es superior a los casos anteriores y varía entre el costo variable de unidades turbo vapor y unidades de térmicas a gas, tal como se observa en el despacho económico programado ubicado en el anexo 1. Aquí ocurre algo similar a lo analizado en demanda media con respecto a la oferta de los generadores hidráulicos.

En este despacho se observa ciertas particularidades que se analizan a continuación:

- ❖ Dentro de las principales centrales hidráulicas se encuentran indisponibles las 2 unidades HIDRO PUCARA con 73 MW en total, debido a un mantenimiento programado.
- ❖ Con respecto a las unidades térmicas de turbo vapor se encuentra indisponible la unidad 2 de Central Gonzalo Zevallos con 74 MW. Estas indisponibilidades provocan que el precio marginal en la demanda de punta sea determinado por una unidad térmica de gas.

- ❖ Hay unidades despachadas calificadas como generación por cobertura de demanda, las mismas que se encuentra en línea debido a restricciones o características, tanto técnicas como económicas, propias de las unidades de generación, esto ocurre especialmente con unidades turbo vapor.
- ❖ Se encuentran unidades despachadas por control de voltaje en ciertas zonas críticas.
- ❖ Además, se nota que hay unidades que se encuentran despachadas para levantar ciertas restricciones debidas al sistema de transmisión.

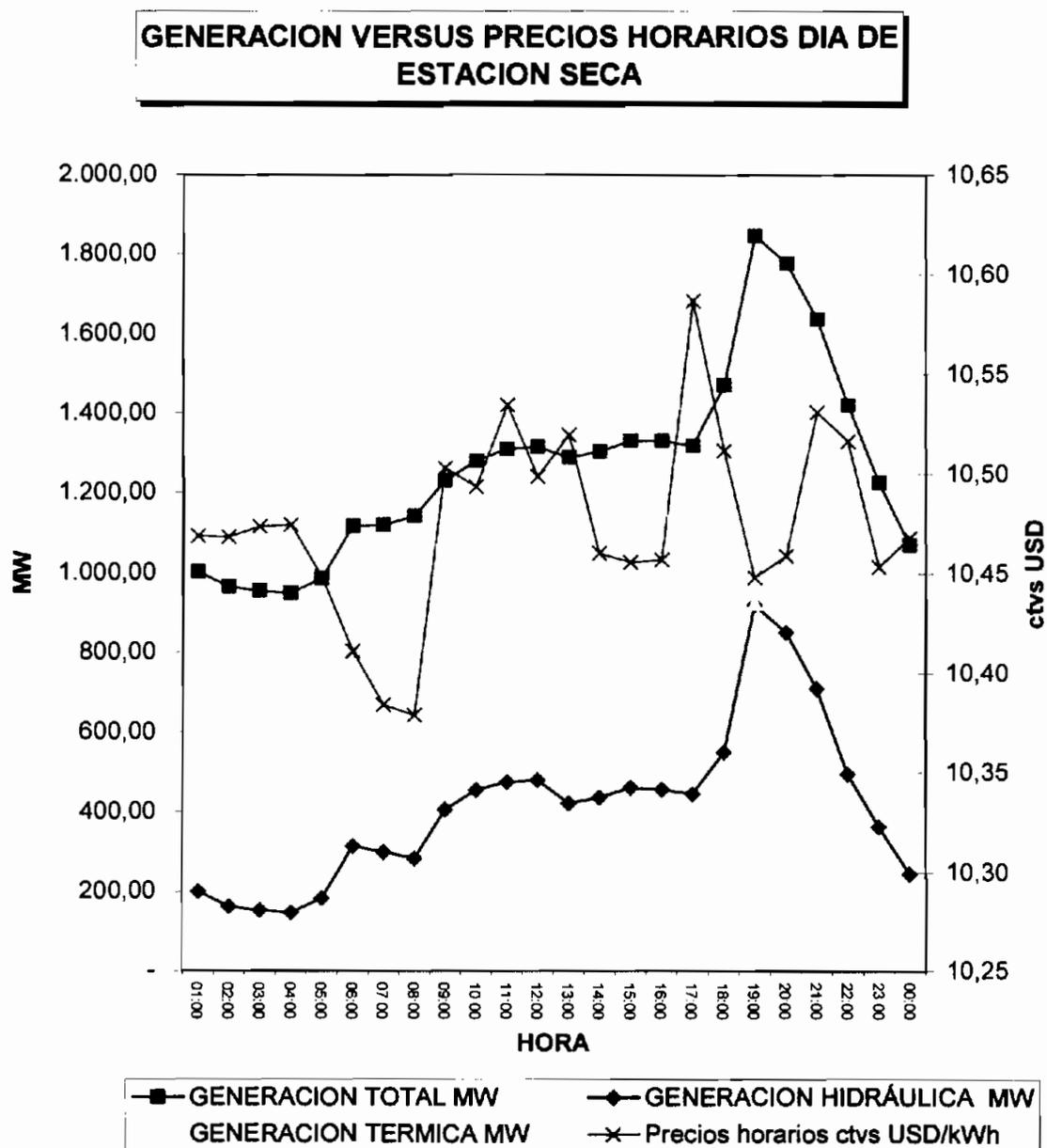
Toda esta generación considerada en el despacho no es tomada en cuenta para la determinación del precio horario de la energía, esta energía es valorada al costo variable de producción de cada unidad según se indica en la REGULACIÓN No. CONELEC – 002/00 “RESTRICCIONES E INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS”.

Al realizar la liquidación de un día perteneciente a una alta hidrología, los precios de mercado de la energía son bajos en demanda base y media; se encuentran en valores que tan solo cubren los costos variables de las unidades hidráulicas despachadas, mientras que el resto de unidades que se encuentran en línea debido a alguna restricción reciben, como se afirmo anteriormente, un pago equivalente a su costo variable de producción por cada kWh que generen.

Para el caso de demanda de punta, debido al aumento de la demanda, el precio de la energía es mayor y será determinado por el costo variable de la unidad que cubra el crecimiento de demanda, como consecuencia las unidades de generación hidráulicas obtengan un beneficio por concepto de venta de energía, mientras que el resto de las unidades térmicas recibirán un beneficio económico siempre y cuando su costo sea inferior al de la unidad marginal.

DESPACHO EN BAJA HIDROLOGÍA.

Para efecto de realizar el análisis correspondiente, se utilizará el despacho económico correspondiente al día 22 de noviembre de 2000. El mismo que se encuentra en el anexo 2. Para este día típico de la estación seca, la variación de los precios en el mercado mayorista se encuentra ilustrada en el grafico 3.3 y son los siguientes:



Para este día se observa que los precios se mantienen entre un mínimo de 10.379 ctvs US\$ y un máximo de 10.587 ctvs US\$ marginando la unidad 1 de Ecuapower Santo Domingo desde la 01:00 hasta las 16:00 y de 23.00 a 24:00 mientras que en el resto del tiempo margina la unidad 2 de Ecuapower Santo Domingo, la variación de los precios se debe a que están afectadas por un factor de nodo. Para observarlo de mejor manera se puede recurrir al cuadro 3.1

RESUMEN DE GENERACIÓN Y PRECIOS DESPACHO 22-11-2000				
HORA	GENERACIÓN TOTAL	GENERACIÓN HIDRÁULICA	GENERACIÓN TÉRMICA	PRECIOS HORARIOS
	MW	MW	MW	Ctvs US\$/kWh
01:00	1.002,90	200,64	802,35	10,469
02:00	965,00	162,71	802,35	10,468
03:00	954,90	152,56	802,35	10,473
04:00	948,80	146,52	802,35	10,474
05:00	986,20	183,93	802,35	10,448
06:00	1.116,80	314,52	802,35	10,411
07:00	1.119,80	300,2	819,67	10,384
08:00	1.141,50	283,73	857,79	10,379
09:00	1.231,40	405,74	825,68	10,502
10:00	1.280,90	455,26	825,68	10,493
11:00	1.311,30	475,49	835,87	10,535
12:00	1.315,50	479,72	835,87	10,499
13:00	1.290,20	421,62	868,67	10,519
14:00	1.305,30	436,71	868,67	10,460
15:00	1.331,80	461,17	870,73	10,456
16:00	1.331,90	457,26	874,65	10,457
17:00	1.319,60	445,7	873,96	10,587
18:00	1.471,10	550,17	921	10,511
19:00	1.846,80	920,77	926,1	10,448
20:00	1.777,90	851,82	926,1	10,459
21:00	1.636,70	710,65	926,1	10,531
22:00	1.422,70	496,63	926,1	10,516
23:00	1.227,40	364,52	862,89	10,453
00:00	1.071,60	246,84	824,77	10,468

CUADRO 3.1

Cabe anotar que para la estación que se estudia, entra en uso el concepto “valor del agua”, debido a la escasez del agua como recurso para la generación de energía. En este punto la disponibilidad de unidades en la Central Paute no influye en la determinación de precios horarios, mas no así con el resto de las unidades que participan como agentes en el MEM. Por lo que es necesario como

se afirmó anteriormente establecer sistemas de incentivos o penalizaciones para que los agentes no tomen decisiones que provoquen distorsiones en el mercado.

Para este día típico de la estación de baja hidrología, se deben analizar ciertas particularidades:

- ❖ En el despacho no existen unidades consideradas como generación obligatoria, forzada o inflexible¹.
- ❖ La generación térmica de turbo vapor se encuentra con sus unidades a la potencia efectiva descontando el porcentaje correspondiente a reserva para regulación primaria de frecuencia.
- ❖ Se tiene unidades térmicas de gas, de combustión interna generando durante largos periodos incluso de 24 horas.
- ❖ La generación de la Central Paute se ve bastante restringida debido a los bajos caudales esperados 37 m³/s y el bajo nivel de la presa de Amaluza² que fue de 1976,65 msnm.

Al analizar la liquidación de este día se observa que los precios del mercado ocasional de la energía son muy regulares a lo largo de todo el día; se encuentran en valores que permiten obtener a las centrales hidráulicas un beneficio considerable, si se toma en cuenta que el kWh generado les cuesta 0,002 US\$ y lo venden en el mercado ocasional a 0.10 US\$; con respecto al resto de las unidades de generación los beneficios por kWh vendido en el mercado será mayor mientras mayor sea la diferencia entre su costo variable y el precio de la energía determinado por la unidad marginal. Cabe anotar que esta última unidad, la marginal, no recibe beneficio como consecuencia de la venta de energía, ya que el precio que recibe por kWh es igual a su costo variable de producción.

¹ Definiciones en la Regulación No. CONELEC – 002/00 “Restricciones e inflexibilidades operativas”.

² Nivel obtenido de los registros del CENACE para el día 22-11-2000.

3.2.3. PRODUCCIÓN E INGRESOS DE LOS PRINCIPALES AGENTES.

Es necesario aclarar, antes de iniciar este inciso, que los valores que se mostraran a continuación son el resultado de la facturación realizada por el CENACE, y que el pago real, realizado por los distribuidores, es muy inferior con respecto al valor facturado, esto a causa de la gran diferencia que existe entre el precio de la energía en el mercado mayorista y la tarifa al consumidor final, provocando como consecuencia incapacidad de pago de los distribuidores. Al ser la Central Paute la principal fuente de generación eléctrica del Ecuador, se realizará una análisis especial de la misma. En el cuadro 3.2 se observa que durante el año 2000 esta central produjo el 46.58% de la energía generada en el MEM.

RESUMEN DE PRODUCCIÓN E INGRESOS POR GENERACIÓN DE HIDRO PAUTE Y EL MEM						
AÑO 2000	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA		PORCENTAJE DE PAUTE CON RESPECTO AL MEM	INGRESOS POR ENERGÍA VENDIDA EN EL MERCADO OCASIONAL ³		
	PAUTE	MEM		PAUTE	MEM	PORCENTAJE DE PAUTE RESPECTO AL MEM
	MWh	MWh		US\$	US\$	
ENERO	195.078	851.083	22,92%	3.943.869	17.708.579	22,27%
FEBRERO	287.304	824.718	34,84%	5.121.597	16.416.625	31,20%
MARZO	550.429	888.095	61,98%	2.229.216	3.924.505	56,80%
ABRIL	510.177	864.896	58,99%	1.932.497	3.643.261	53,04%
MAYO	528.074	890.820	59,28%	2.581.792	4.739.497	54,47%
JUNIO	522.375	834.236	62,62%	2.409.715	4.108.101	58,66%
JULIO	508.460	842.254	60,37%	4.319.489	7.802.848	55,36%
AGOSTO	459.679	848.205	54,19%	9.445.139	20.642.471	45,76%
SEPTIEMBRE	444.057	835.510	53,15%	13.621.470	28.921.822	47,10%
OCTUBRE	427.911	873.512	48,99%	9.906.249	26.808.543	36,95%
NOVIEMBRE	139.006	844.336	16,46%	5.423.454	55.020.929	9,86%
DICIEMBRE	220.297	891.250	24,72%	8.151.291	47.543.957	17,14%
TOTAL	4.792.847	10.288.914	46,58%	69.085.777	237.281.139	29,12%

CUADRO 3.2

³ A partir del mes de octubre se inician los contratos entre generadores y distribuidores por lo que los valores presentados como ingresos por energía vendida en el mercado ocasional se ven distorsionados.

Esto da un indicativo de su importancia y el posible manejo que esta central podría tener de los precios de la energía sobre todo en los meses de estacionalidad lluviosa en los cuales su generación puede alcanzar niveles de hasta el 60% del total. Se puede observar que durante los meses de baja hidrología, Paute recibe menores ingresos que en alta hidrología, la principal causa de esto es que mientras en el primer caso genera mucha energía a precios bajos esto es aproximadamente 0.002 US\$ durante la mayor parte del tiempo y a 0.02 US\$ en horas de demanda de punta, tal como se observa en el anexo 1.

En el segundo caso genera cantidades muy inferiores a la anterior, esto es 20% del total, a precios más altos con valores que puede llegar e incluso sobrepasar el 0.10 US\$/kWh durante todo el día, tal como se observa en el anexo 2.

Esto puede inducir a que los responsables del manejo de la central realicen acciones desleales hacia el mercado provocando la subida de los precios horarios de la energía con el fin de aumentar sus ingresos. La evolución de la producción e ingresos mensuales de Paute se puede observar en las gráficas ubicadas en el anexo 3.

En cuanto al resto de las principales empresas de generación, se puede observar en las gráficas del anexo 4, la evolución mensual de su producción y de sus ingresos del año 2000. En la página 12 del anexo 4 se encuentra graficada la participación de los agentes generadores tanto en la producción de energía como de los ingresos que obtuvieron cada uno de ellos por concepto de venta de energía en el MEM durante el año 2000.

La empresa Electro Guayas poseen principalmente unidades de tipo turbo vapor cuyos costos variables son bajos y como consecuencia tienen una mayor probabilidad de ser despachadas; su remuneración por venta de energía en estas unidades dependerá de las condiciones de central Paute, esto se aprecia en la página 1 del anexo 4. Esta empresa en el año 2000 aporta con el 14.38% del total generado convirtiéndose en la segunda empresa en importancia en el MEM. En

baja hidrología su producción es grande y sus beneficios son altos, por el contrario en alta hidrología su aporte al sistema es reducido y por lo tanto sus ingresos por concepto de energía también. Cabe aquí la pregunta, ¿Son suficientes los ingresos recibidos por esta empresa por concepto de venta de energía para cubrir sus costos totales además de una ganancia “razonable”?

Para el caso de la empresa Termo Esmeraldas se observa en la página 2 del anexo 4 que la unidad de esta empresa estuvo fuera de línea por 5 meses, cabe anotar que aunque esta unidad es de tipo turbo vapor por lo cual su costo variable de producción es bajo, debido a sus características técnicas resulta más económico para el mercado mantenerla fuera de operación en la estación lluviosa, al contrario en estación seca su aporte para el mercado es muy importante. Su aporte durante el año 2000 fue del 4.07 % de la producción total. Aquí cabe la pregunta ¿Con esta forma de operación y su consecuente ingreso por generación es suficiente para esta empresa?

La empresa Hidro Agoyán posee la mayor central hidráulica de pasada con 160 MW, por lo cual su generación es muy importante dentro del MEM, aunque su producción diaria es bastante dependiente de los caudales de su afluente, a pesar de esto, aporta con el 9.92% de la generación total en el año 2000. Se observa en la página 3 del anexo 4 que su producción es bastante uniforme, no así sus ingresos que son función, lógicamente de los precios de mercado, provocando que sus ingresos sean mayores en épocas de estiaje en Paute.

La empresa Electroquil posee 4 turbinas de gas, su generación es despachada solo durante la estación seca o, en el caso de las unidades 1 y 2 para levantar restricciones en la red en caso de ser requeridas, esto se debe a que sus costos variables son elevados con respecto a unidades hidráulicas y turbo vapor. En la página 4 del anexo 4 se ha graficado la producción y los ingresos resultantes, se muestra una falta de continuidad en la venta de energía al mercado, esto podría ser resultado de algunos factores como por ejemplo: la falta de combustible para generar, mantenimientos programados y no programados, entre otras causas; derivando en una falta de estímulo a esta empresa para mantener sus unidades

en funcionamiento, ¿Cómo dar el incentivo suficiente para que permanezca en el mercado? ¿Es necesario dar algún incentivo a una empresa que apenas produce el 2.86% de la energía del MEM?

Para el caso de la generación de la Empresa Eléctrica Quito, la cual esta compuesta por unidades térmicas de diesel y centrales hidráulicas de pasada, se observa en la pagina 5 del anexo 4 que la generación que esta empresa pone a disposición del mercado es muy uniforme y relativamente importante ya que representa el 5.62% de la generación total.

En lo que tiene que ver con la empresa Hidro Nación, es necesario aclarar que la generación eléctrica no es su principal prioridad, por lo que a pesar de disponer de un embalse lo suficientemente grande, la central de generación de esta empresa no produce energía sobre la base de necesidades del sistema sino a partir de cuotas que están en función de los demás usos que se dan al embalse de la central. Como se ve en la página 6 de anexo 4 la generación es casi constante salvo en ciertos meses en los cuales debido a la hidrología en Paute así como la disponibilidad de unidades se requiere que esta central genere una cuota energética mayor que lo normal. En el año 2000 la generación de Hidro Nación representa el 5.30% del total.

La empresa de generación Electro Ecuador compuesta en su totalidad por unidades térmicas, tiene una generación irregular y en consecuencia su remuneración también, tal como se observa en la página 7 del anexo 4, esto se produce debido a diversas causas como por ejemplo: la disponibilidad de sus unidades, la disponibilidad de unidades más eficientes pertenecientes a otras empresas. Electro Ecuador durante el 2000 generó el 2.78% del total.

Hidro Pucara⁴ posee una central con un embalse de regulación mensual debido a la limitación de potencia de esta central que es de 73 MW en total, como

⁴ A partir de enero de 2001 las centrales de Pucará y Agoyán pasaron a constituir una sola empresa denominada Hidro Agoyán.

consecuencia la generación que esta central puede ofrecer al mercado se maneja en virtud de la necesidad del sistema y las condiciones hidrológicas presentes. Esto se observa en la página 8 del anexo 4. Su participación en la generación del sistema en el 2000 fue del 2.18%.

La empresa Energycorp al momento no es agente de mercado, generó hasta febrero del 2000, produciendo en este tiempo el 0.27% de la producción de energía del año en consideración.

Elecaastro posee centrales hidráulicas y unidades térmicas las cuales como se ve en la página 10 del anexo 4 entregan energía al mercado en forma muy regular, no así sus ingresos por venta de energía que varían según la estacionalidad. Su generación representa el 2.24% de la generación total.

Termo Pichincha posee solo unidades térmicas, las cuales tienen costos variables relativamente altos. Cabe anotar que esta empresa a puesto a disposición del sistema unidades como compensadores sincrónicos, recibiendo beneficios por servicios complementarios al mercado, que es importante ya que esta empresa apenas contribuyo en el año 2000 con el 0.79% de la generación total, la cual se distribuyo en el año en forma irregular como se ve en la pagina 11 del anexo 4.

El 3.02% restante de generación esta compuesto por las unidades pertenecientes a las empresas distribuidoras las mismas que poseen unidades poco eficientes y con baja confiabilidad, que son requeridas en caso de una hidrología extremadamente seca.

Algo importante que cabe mencionar es que entre las empresas Hidro Paute, Electro Guayas e Hidro Agoyan sumadas las tres, representan el 70.88% de la producción total de energía durante el año 2000 lo que da un indicativo de la concentración de poder en estas tres empresas de generación.

CAPITULO 4

4. REMUNERACIÓN POR POTENCIA A LOS AGENTES GENERADORES DEL MEM.

A continuación se realizará un análisis de la remuneración por potencia como parte de los ingresos que reciben los agentes generadores del MEM.

4.1. ORIGEN DE LA REMUNERACIÓN POR POTENCIA.

Como se determinó en el capítulo anterior, existen algunas situaciones que provocan un desplazamiento del punto de equilibrio respecto del óptimo de utilización de los recursos de la sociedad. Esto ocasiona un perjuicio tanto para los consumidores como para los productores de energía eléctrica, conduciendo a distorsiones en la asignación de los recursos económicos a los agentes pertenecientes al mercado.

Entre los afectados se encuentran los generadores, los cuales, al no recibir un incentivo adecuado para permanecer y entregar su aporte para el desarrollo del sistema eléctrico ecuatoriano, podrían ir en busca de otros mercados más rentables. Como consecuencia se corre el riesgo de perder su capacidad instalada, además de no estimular el ingreso en el sector de nuevas unidades de generación.

Entre las principales razones para la existencia de un pago por capacidad se tienen las siguientes:

- Confiabilidad de los sistemas de potencia.
- Volatilidad de los precios.
- Financiamiento y recuperación de las inversiones.

4.1.1. CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA

El concepto de confiabilidad en ingeniería puede ser simplemente definido en términos de la probabilidad que un sistema o un componente del mismo, funcione satisfactoriamente en un determinado tiempo bajo las condiciones de operación establecidas. El propósito de un sistema eléctrico de potencia es suministrar energía a los consumidores en las cantidades que requieran, por el tiempo que deseen y en el lugar de su selección, manteniendo siempre una aceptable calidad en el servicio, como por ejemplo niveles de voltaje y frecuencia dentro de límites específicos.

Como en el caso de cualquier bien o servicio, la escasez de energía eléctrica ocurre cuando la demanda excede a la oferta. Al producirse un cambio en la calidad del suministro de energía, los beneficios de su consumo son afectados; si la calidad cae por debajo de niveles establecidos, el consumo planificado es trastornado y los consumidores experimentan inconvenientes, como la falta de suministro en el ámbito residencial además de la afectación a la economía de la sociedad debido a la interrupción de procesos productivos.

Es por tanto necesario dar un cierto grado de confiabilidad al suministro de energía a un sistema tanto en el corto plazo, como en el largo plazo. En el corto plazo se debe asegurar que la potencia instalada en el mercado sea la suficiente para satisfacer la demanda de punta, lo cual se ve reflejado en el costo marginal de corto plazo. En cuanto al largo plazo es necesario asegurar un suministro capaz de atender, no solo el crecimiento de la demanda sino además la probabilidad de ocurrencia de eventos que afecten el abastecimiento de la energía eléctrica, tales como: condiciones hidrológicas extremadamente desfavorables que no permitan que las centrales hidráulicas entreguen la potencia y energía que normalmente ofrecen al sistema, o la indisponibilidad de la generación térmica debido a fallas de las unidades o la falta de combustibles.

Para incentivar la confiabilidad en Ecuador se ha recurrido a un mecanismo exógeno a la formación de precios en el mercado, que remunera la capacidad,

este es un pago a los agentes generadores por la potencia firme¹ que estos ofrecen al sistema con el fin de evitar una escasez, coadyuvando a que la señal de precios de largo plazo, responda a los niveles previstos de confiabilidad para el sistema. Con el fin que esta remuneración ayude al desarrollo del mercado, este pago debe reflejar el concepto económico de la escasez de la capacidad.

4.1.2. VOLATILIDAD DE LOS PRECIOS

La alta volatilidad de los precios en el mercado constituye un riesgo muy importante para los generadores, especialmente de aquellos que no cuentan con contratos que respalden el financiamiento de su inversión y que deben en consecuencia, ofrecer total o parcialmente su capacidad de generación en el mercado ocasional.

La volatilidad de los precios en la energía en el mercado ocasional en Ecuador, se explica en gran parte por el alto componente hidráulico de los recursos de generación del país y el efecto de la estacionalidad climática en la disponibilidad de estos recursos.

Ante esta situación, y en un país como el Ecuador donde la opinión pública y política es muy sensible al tema del racionamiento de energía, debido a las experiencias pasadas, es necesario implementar un mecanismo adecuado que permitiera disminuir el riesgo que enfrentan los generadores, garantizando un flujo mínimo de ingresos a aquellos agentes generadores que contribuyen con potencia firme al sistema, cuando estos últimos están expuestos a transar su energía en el mercado ocasional.

4.1.3. FINANCIAMIENTO DE LA INVERSIÓN.

Uno de los principios teóricos fundamentales en el sistema de precios diseñado

¹ Se define como potencia firme de una Unidad Generadora a la potencia con que resulta requerida en el despacho económico para cubrir la demanda de punta anual prevista, para una condición de año seco en las centrales hidroeléctricas y una determinada disponibilidad del conjunto de centrales térmicas.

para el mercado eléctrico ecuatoriano es que este debe, en el largo plazo, dar la señal económica adecuada para la expansión de la capacidad instalada en el país. La evolución y el comportamiento de los precios deben reflejar el nivel de confiabilidad en el suministro que está dispuesta a pagar la demanda nacional, o en su defecto el nivel de confiabilidad que fije el regulador. Es necesario entonces buscar mecanismos que hagan de las unidades de generación objetos autofinanciables y que de este modo abran opciones para el financiamiento privado.

Por lo tanto, el objetivo del pago por potencia es asegurar que los costos de capital asociados con la potencia reservada con el propósito de evitar escasez estén cubiertos, siempre tomando en consideración que las señales, que se den con estos sistemas de remuneración complementarios, sean adecuadas para estimular el ingreso de unidades al sistema eléctrico ecuatoriano con características de alta eficiencia y confiabilidad.

4.2. TRATAMIENTO DE ALGUNOS MERCADOS ELÉCTRICOS SOBRE EL TEMA DE LA POTENCIA O CAPACIDAD

En el nuevo esquema, los generadores ofrecen a los sistemas eléctricos varios productos o servicios a más de la energía, este es el caso de la capacidad o potencia.

El significado de la energía es claro ya que este es el producto entregado al usuario final, quien lo utiliza para realizar un trabajo. Por el contrario el consumidor no está muy relacionado con el concepto de capacidad, el cual generalmente se refiere a un servicio que contribuye con la confiabilidad incluso cuando no se necesita para satisfacer demanda instantánea. El consumo y la producción deben estar balanceados en todo momento en un mercado eléctrico. En ausencia de una demanda elástica, la insuficiencia de capacidad de generación provoca el fracaso del mercado independientemente del precio vigente.

Bajo un esquema verticalmente integrado, como lo fue el caso del Ecuador, la responsabilidad de asegurar una oferta suficiente de energía y potencia estaba en manos del estado como una parte de su función de planificación. Sin embargo para los nuevos esquemas de competitividad planteados existen varias alternativas para asegurar el suministro de estos servicios, por ejemplo, en algunos de los mercados desregulados las empresas encargadas de la operación de los sistemas, cuidan la confiabilidad de los mismos en el mediano y largo plazo a través de mantener un mínimo de capacidad instalada, además, la seguridad del sistema en el corto plazo dicta la necesidad de disponer de una cierta reserva de capacidad en línea en todas las horas.

Con el fin de asegurar esta capacidad, se han establecido diversos mecanismos. A continuación se procederá a realizar una breve descripción.

4.2.1. PAGOS POR POTENCIA²

Este mecanismo fija un precio por la potencia o capacidad. La forma del cálculo del pago por capacidad puede variar. Este método ha sido utilizado en el Reino Unido, España, y algunos países de América del Sur.

En algunos de los nuevos mercados competitivos implementados, el pago por potencia se ha convertido en un método de remuneración complementario para los agentes generadores a más del ingreso por venta de energía que reciben. Una de las razones para la existencia de esta remuneración adicional es que se ha supuesto que los costos fijos de los generadores son difíciles de recobrar a través de sistemas tarifarios basados solamente en costos variables de la producción de la energía.

Los generadores pueden ver en este pago por capacidad una forma de ingreso más estable que el obtenido por venta de energía, y por lo tanto habrá una mayor

² Capacity Products and ISO Markets, Harry Singh, Jonathan Jacobs, PG&E Energy Services, San Francisco CA 94104.

confianza al momento de valorar su decisión de invertir en un mercado con este tipo de mecanismos. No sorprende entonces que frecuentemente los generadores expresen su apoyo a este tipo de remuneraciones e incluso algunos sean renuentes ante la posibilidad de la eliminación de este tipo de pago.

Otro aspecto que se defiende con mucha insistencia, es el hecho que el pago por potencia “reduce” los riesgos debido a la volatilidad y los altos precios de demanda de punta que se presentan en muchos mercados, de hecho si el reducir la volatilidad de los precios fuese un deseo del mercado, se podría usar esto como un argumento para la existencia de pagos por potencia, sin embargo esto podría ser económicamente engañoso ya que esta volatilidad de los precios en el mercado ocasional crea la oportunidad para que las empresas que proveen el servicio de energía eléctrica busquen estabilizar sus pagos a través de contratos financieros con el fin de evitar las consecuencias derivadas de tal inestabilidad en los precios; como consecuencia estos contratos pueden dar a los generadores una rentabilidad más estable, y además se puede de esta forma, aunque sea administrativamente, determinar los requerimientos de potencia del sistema, los cuales a medida del cambio de los contratos dará un indicativo de la evolución de las necesidades del mercado.

Con respecto a los altos precios de demanda punta, estos pueden por lo menos en el largo plazo influir en la sensibilidad de la demanda, lo cual puede ayudar a la causa de un adecuado suministro. Mejorando la elasticidad de la demanda, la respuesta de la sensibilidad será un importante factor de estabilización de los precios. Esto sucederá siempre y cuando el usuario final reciba las señales sobre los costos que sus decisiones de consumo provocan para el sistema.

Un ejemplo de este tipo de mercado es el Reino Unido³, en el cual no hay ningún mercado para capacidad. Hay un pago sin embargo, a los generadores basados en una fórmula que refleja la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) y el Valor

³ Draining the Pool. The reform of electricity trading in England and Wales. Richard Green. University of Cambridge. www.iee.org.uk.

de Carga Perdida (VOLL). El pago es despreciable si la reserva es alta (LOLP bajo), y es más alto a medida que decrece la reserva.

Existen pagos de capacidad en la estructura de este mercado, debido a la preocupación que sin ellos, el precio de energía en el pool (mercado de transacciones en Inglaterra y Gales), no llevaría a disponer de la capacidad suficiente para satisfacer la demanda. Se ha defendido que, si los precios se fijan basándose en costos marginales, entonces aquella planta que margina, seguramente, no podría recuperar sus costos fijos provocando que no valga la pena para su dueño mantenerla disponible para el mercado. Es más, las expectativas de los beneficios en semejante mercado podría desalentar nueva inversión.

Se argumenta además, que es indispensable realizar pagos explícitos para premiar la capacidad que está disponible en el sistema, sea o no, tomada en cuenta para generar en el sistema. Es importante retener esta capacidad para asegurar la confiabilidad del sistema, aunque quizá se use muy poco.

En conclusión los argumentos en el mercado inglés en favor de los pagos por capacidad se basan esencialmente en la asunción que ellos son importantes en el mantenimiento de la seguridad del sistema.

El nivel de la reserva de capacidad se determina a través de 2 indicadores que son: LOLP y VOLL. La determinación de ambos parámetros es algo arbitraria, y sujeta a cambios. Un programa calcula la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y el gobierno fija el Valor de Carga Perdida (VOLL). Se ha comentado en este mercado, que no está claro como estos parámetros reflejan las condiciones de sistema y como guían las decisiones de los actores del mercado. Es claro que en la magnitud que ellos sean capaces o incapaces de reflejar esas decisiones, provocará o seguridad inadecuada, o un costo excesivo por esta seguridad en el sistema.

Se dice que estos pagos son innecesarios; que no hacen en la práctica el papel teórico atribuido a ellos; que están sujetos a la manipulación; y probablemente su función es aumentar innecesariamente los costos a los clientes, antes que para proteger la seguridad del suministro.

En América del sur se puede citar los siguientes casos y como se ha tratado el tema de la potencia.

Argentina⁴.- Los generadores son remunerados por el capital fijo utilizado para producir es decir la potencia puesta a disposición. Este pago por potencia reconoce dos hechos: primero como la demanda no se distribuye uniformemente en el tiempo sino que presenta picos diarios y estacionales, es necesario tener una reserva en condiciones de entrar en servicio, al menos suficiente para cubrir el mayor de los picos y segundo, existe la necesidad, por razones de seguridad y confiabilidad, de tener una capacidad de generación mayor a la que se utiliza en cada momento del tiempo.

La potencia de las máquinas térmicas de base puestas a disposición, también es remunerada. Estas representan una clara señal para disponer equipamientos térmicos de base (turbo vapor o nuclear) capaz de cubrir el déficit de generación en años de baja hidraulicidad. Esta potencia se calcula como la media correspondiente a la energía anual con la que resultaría despachada la máquina, en el año más seco de la historia.

Un concepto adicional que entra en la remuneración de los generadores, el sobreprecio por riesgo de falla (SPRF), tiene que ver con las señales de largo plazo del mercado. Mientras que el precio spot reconoce sólo el equilibrio estático de corto plazo, mediante el SPRF se trata de enviar una señal sobre la necesidad o no de nuevas inversiones en generación. Este pago es una función de la probabilidad de que exista energía no suministrada y del costo que ella representa para la sociedad.

En la medida en que las posibilidades de falla sean frecuentes, resultará rentable invertir en nueva generación en función de recibir este pago. Esta inversión reduce el riesgo, y por lo tanto los pagos, hasta que llegue a un equilibrio en el que, vía la desaparición del riesgo de falla, se reciba la señal de no invertir en nueva generación.

La potencia puesta a disposición se paga en horas fuera de valle de días hábiles (hfv), a las máquinas despachadas. Las unidades térmicas reciben pago por la potencia disponible. Las centrales hidro reciben pago por la potencia operada (potencia generable del número de unidades en operación).

La potencia base de una unidad térmica es la potencia media anual que generaría una unidad en el año más seco de la estadística hidrológica del sistema. Se paga en las horas fuera de valle, cuando la unidad está disponible y no es despachada.

El precio de la potencia está formado por dos componentes: precio base y precio por confiabilidad. En cada nodo se aplica al precio de la potencia un "factor de adaptación" que toma en cuenta la calidad del vínculo con el mercado. Esta se mide tomando en cuenta el efecto que la salida de servicio de las líneas sobre el abastecimiento del sistema. El precio base de la potencia es 5 US\$/MW por hora fuera de valle de día hábil. El precio por confiabilidad está fijado en 5 US\$/MW por hora fuera de valle de día hábil. Por lo tanto el precio de la potencia es desde mayo de 1996 de 10 US\$/MW hfv en el mercado argentino.

Bolivia⁵. - En este país se remunera además de la energía, la potencia firme, que es aquella que se requiere para cubrir la demanda máxima anual prevista para una condición de año seco en centrales hidroeléctricas y una determinada disponibilidad de las unidades térmicas. El balance de potencia se efectúa en abril y noviembre de cada año. Se paga mensualmente. En el caso de las unidades térmicas se aplica un descuento si la disponibilidad fue menor que la utilizada en

⁴ Mercado eléctrico argentino. Ente Nacional Regulador de la Electricidad-ENRE- www.enre.com.ar.

⁵ Mercado eléctrico boliviano. www.cnb.net/cndc/mem.html

el cálculo de la potencia firme. El monto del descuento se reparte, como premio, entre las unidades que superaron la indisponibilidad de cálculo.

El precio de la potencia es la anualidad y el costo fijo de operación de una turbina a gas. Se incrementa en un porcentaje que resulta de considerar la indisponibilidad teórica del sistema. En los nodos que sea pertinente se agrega el respectivo peaje de transmisión. El precio base de potencia se asigna al nudo en el cual sería más conveniente incrementar la capacidad de generación de punta. El precio en otro nudo es igual al precio base por factor que considera las pérdidas marginales entre dicho nudo y el de referencia, para un despacho típico en la situación de demanda máxima en condición hidrológica seca.

En Chile⁶ la potencia se mide como el excedente o déficit entre la potencia firme del generador y la demanda de sus contratos, a la hora de demanda máxima del sistema. La “potencia firme” se define como la potencia que puede producir la central en horas de máxima demanda en condición hidrológica seca. Es independiente de la generación real. La potencia total remunerada se ajusta a la demanda máxima anual y es distribuida a los generadores basándose en un despacho típico en la situación de demanda máxima en condición hidrológica seca.

El precio de potencia es la anualidad y el costo fijo de operación de una turbina a gas. El precio base se asigna al nudo en el cual sería más conveniente incrementar la capacidad de generación de punta. El precio en otro nudo es igual al precio base por el factor que considera las pérdidas marginales entre dicho nudo y el de referencia.

En Colombia la potencia (desde diciembre 1996) se determina para cada planta, como la capacidad Remunerable Teórica Individual (CRTI), y se calcula como el promedio de la capacidad despachada en el segmento de punta, en los meses de verano (diciembre-abril), a través de una simulación del modelo de largo plazo

⁶ www2.ing.puc.cl/power

con condición hidrológica crítica (caudales del año 1992) para los primeros 12 meses.

La Capacidad Remunerable Teórica en la estación de invierno es igual al mínimo entre la CRTI y la disponibilidad comercial promedio durante la estación de verano anterior. El monto que se requiere para pagar este cargo por capacidad se obtiene incrementando el precio de energía de la bolsa en una cifra que toma en cuenta: la Capacidad Remunerable Teórica del sistema, el valor del cargo por capacidad y la energía demandada proyectada.

El precio al cual se remunera esta capacidad es el valor equivalente al costo fijo mensual de la tecnología eficiente de generación con menor costo de capital. A partir del 1 de diciembre de 1996 este valor es de US\$ 5.25/kW-mes, correspondiente a una turbina a gas de ciclo abierto. El cargo se liquidará mensualmente en pesos, con base en la tasa de cambio representativa del mercado para el dólar americano correspondiente al último día del mes liquidado.

En Perú⁷ la potencia se mide el excedente o déficit entre potencia firme del generador y demanda de los contratos a la hora de demanda máxima del sistema. Potencia firme es la potencia que puede producir la central en horas de máxima demanda en condición hidrológica seca. Es independiente de la generación real. La potencia total remunerada se ajusta a la demanda máxima anual.

El precio de la potencia es la anualidad y el costo fijo de operación de turbina a gas. El precio base se asigna al nudo donde sería más conveniente la instalación de potencia de punta. El precio de potencia en cada barra es igual al precio base por un factor de pérdidas marginales de potencia, a la cual se le agrega el peaje por conexión del sistema de transmisión principal. Las pérdidas marginales son las de un sistema adaptado. El precio base desde mayo de 1995 es de 5.62 US\$/kW-mes.

⁷ www.coes.org.pe

4.2.2. REQUERIMIENTOS DE CAPACIDAD^{8,9}

Un segundo mecanismo confía en requisitos de capacidad en lugar de pagos por este “servicio”. Este mecanismo ha sido utilizado particularmente por los operadores de los sistemas independientes (ISO)¹⁰ en Estados Unidos, como por ejemplo en Nueva Inglaterra, Nueva York y en el PJM¹¹.

Se basa en el supuesto que la responsabilidad de suministrar la adecuada generación deba estar en manos de las “entidades responsables del servicio de carga” (LSE)¹². Esta responsabilidad se puede llevar a la práctica a través de la imposición de una “obligación de capacidad instalada” (ICAP)¹³. Esta obligación comúnmente se calcula como una función de la demanda de punta.

Para el caso de PJM, cualquier LSE dentro de su área de control tiene una obligación de ICAP. Estas obligaciones se delinean en un documento titulado “Acuerdos sobre confiabilidad” (Reliability Assurance Agreement). La capacidad requerida por el mercado (forecast pool requirement FPR) se obtiene de la evaluación de confiabilidad del sistema para un riesgo anual de pérdida de carga establecido como objetivo. El requisito total se distribuye a cada LSE.

Con el fin de obtener su ICAP un LSE es libre de realizar contratos bilaterales a través de un corredor o directamente de un generador que se encuentre vendiendo el servicio de ICAP. Alternativamente un LSE puede comprar ICAP en una subasta que es conducida por el PJM, estas subastas son de 2 tipos. En primer lugar un mercado donde compradores y vendedores transan bloques mensuales y multimensuales de ICAP, y en segundo lugar un mercado de subasta diaria de ICAP anterior a su aplicación.

⁸ Capacity Products and ISO Markets. Harry Singh, Jonathan Jacobs

⁹ The need for capacity markets in the deregulated electrical industry. Narayan Rau. ISO-NE.

¹⁰ ISO (Independent System Operator) es una corporación sin fines de lucro que opera técnica y económicamente determinada área que se encuentra bajo su control.

¹¹ PJM es la organización responsable del funcionamiento y mando del sistema eléctrico a lo largo de cinco estados del Medio-Atlántico y el Distrito de Columbia en los EEUU.

¹² Siglas en inglés de Load Serving Entities.

En el caso que un LSE no cumpla con la obligación fijada de ICAP, este debe pagar una “tarifa por deficiencia de capacidad” (CDR)¹⁴. Las ganancias colectadas por la aplicación del CDR se asignan a generadores que constituyen una potencia excedente en el mercado, esto se realiza de acuerdo a las reglas del PJM dadas en el Reliability Assurance Agreement (RAA).

Esta característica puede aliviar en algo el desaliento a la capacidad que ha sido rechazada, es decir que aquel generador que no participa en el ICAP puede recibir ganancias a través del mecanismo de CDR. En este sistema no hay ninguna obligación específica para entregar reserva de capacidad de corto plazo como es el caso de Nueva Inglaterra. Sin embargo, esta capacidad es obtenida por el ISO en el mercado de servicios auxiliares, tal como se lo hace en California.

El principal propósito para el establecimiento de las obligaciones de capacidad en el PJM es asegurar que haya un adecuado servicio de la energía sobretodo en las horas de demanda de punta. La capacidad tiene un valor porque representa la posibilidad de entregar energía.

Respecto al ISO de Nueva York (NYISO), aquí también se tiene un requerimiento de ICAP para los LSE, sin embargo tiene ciertas diferencias sustanciales en su aplicación, en el NYISO el dinero recolectado por la aplicación de los CDR o por el “Cargo por Deficiencia de Capacidad” como es llamado en Nueva York, no es asignado a otros generadores, por el contrario se usa para reducir los cobros por administración del ISO, con esto se elimina el incentivo para que los generadores suspendan el ICAP del mercado con el fin de recibir “ganancias por las deficiencias”.

Otra diferencia es que la determinación de las obligaciones de ICAP son funciones de la demanda de punta estacional y no de una demanda de punta anual. Recientemente se ha discutido sobre la posibilidad de cambiar de periodos de capacidad estacionales a periodos de capacidad mensuales. Finalmente el

¹³ Siglas en ingles de Installed Capacity.

¹⁴ Siglas en ingles de Capacity Deficiency Rate

NYISO permite ajustes posteriores en las obligaciones basados en la carga real. Esto es de mucha ayuda para animar la sensibilidad de la demanda. EL NYISO no realiza subastas de ICAP.

En el mercado de Nueva Inglaterra (ISO-NE) como se desenvuelve en la actualidad, no hay un mercado previo a la ejecución en tiempo real de la operación. Cada participante esta obligado a proporcionar capacidad (o compra el déficit en el mercado de ofertas) igual o mayor que la responsabilidad de capacidad (CR)¹⁵ mensualmente calculada. Esta responsabilidad es llamada "Obligación de Capacidad Instalada". Además, se propone que los participantes tienen también una responsabilidad de reserva de capacidad en cada hora. Las obligaciones de mercado de capacidad instalada es una obligación mensual mientras la capacidad de reserva es una obligación de cada hora.

El requisito de capacidad de reserva para el área completa se determina de los requerimientos de reserva operativa y el Control Automático de la Generación (AGC). La reserva operativa consiste de reserva sincronizada y no-sincronizada, las magnitudes están determinadas por las primera y segunda contingencias según los acuerdos dados en documentos como son los manuales de NEPOOL. La distribución a los participantes (LSE) del mercado se basa en las cargas respectivas.

En el mercado de Nueva Inglaterra no existe ningún precio limite o CDR en el mercado de ICAP, este se lo realiza mensualmente y sus precios han llegado a cero en algunos meses. Recientemente ISO-NE ha anunciado su intención de eliminar el mercado de ICAP a partir del año 2002.

Entre las características beneficiosas que se observan en: NYISO y ISO-NE esta el hecho de determinar demandas pico estacionales o mensuales, ya que los requerimientos de reserva para demanda de punta se los debe hacer en las partes del año en las cuales es más probable que se lo requiera.

¹⁵ Siglas de Capability Responsibility.

4.2.3. FUERZAS DE MERCADO¹⁶

Un tercer mecanismo confía en los precios de mercado como la primera y principal señal para nuevas inversiones. En este método la responsabilidad de la calidad del suministro no se encuentra definida explícitamente pero teóricamente en lugar de eso crea los incentivos que permiten esperar la eficiencia del abastecimiento de energía en el largo plazo. En lo que tiene que ver con el corto plazo, es al operador del sistema a quien se le puede asignar esta responsabilidad. Este mecanismo se usa en California.

El gobierno estatal de California ha establecido en su ley, lo siguiente: "El ISO asegurará un uso eficiente y una operación confiable de la red de transmisión sobre la base de la planificación y criterios de reserva de operación no menos severos que aquellos establecidos por WSCC¹⁷ y NERC¹⁸". Esto podría llevar a la conclusión que es el ISO el responsable de mantener la confiabilidad y una generación adecuada en el sistema eléctrico. En la práctica en este sistema se confía en las señales dadas por los precios de mercado de la energía para asegurar nuevas inversiones en generación. No existe un mercado de ICAP como en Nueva Inglaterra o PJM. Por el contrario el rol del ISO ha sido enfocado principalmente en la confiabilidad de corto plazo.

Asegurar la confiabilidad en el corto plazo requiere que ciertos criterios de confiabilidad sean satisfechos, de acuerdo a la contingencia¹⁹ ocurrente, como pueden ser que una línea de transmisión o un generador se vea obligado a salir de servicio. El objetivo del ISO es asegurar que durante estas contingencias la producción y el consumo se puedan balancear sin causar alguna congestión en la transmisión o el corte del servicio de energía.

¹⁶ CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR CORPORATION, FERC ELECTRIC TARIFF, FIRST REPLACEMENT VOLUME NO.1, ISO TARIFF APPENDIX A, Master Definitions Supplement

¹⁷ Western System Coordinating Council.

¹⁸ North American Electric Reliability Council.

¹⁹ Desconexión o separación, planificada o forzada de uno o más componentes de un sistema eléctrico.

Uno de los mecanismos utilizados para cumplir con este objetivo es mediante la compra de reserva de capacidad en los mercados de servicios auxiliares. Por esto una de las preocupaciones del ISO, con el fin de garantizar la confiabilidad en el corto plazo, ha sido mejorar la participación del mercado de servicios auxiliares en lugar de introducir productos de capacidad tales como el ICAP. Esto ha determinado que este mercado haya sufrido continuos cambios desde sus inicios.

Una posible excepción en el mercado de California basado en mecanismos de mercado, son los contratos del ISO de Reliability Must Run (RMR). El RMR es un contrato entre el ISO y un generador, dándole el derecho al ISO a ordenar al generador suministrar energía o proporcionar servicios auxiliares como y cuando se requiera con el fin de asegurar la confiabilidad de la red controlada por el ISO, a cambio se reconocen al generador ciertos pagos. Se supone que el ISO usa contratos de RMR basándose en criterios de confiabilidad local.

Por lo general se requiere de un generador por confiabilidad, por algunas horas en el año y solo parte de su generación. Así que los contratos RMR iniciales fueron diseñados para animar la participación en el mercado. Esto no siempre parecía funcionar debido que los generadores tenían por lo menos dos incentivos diferentes para rehusar su oferta al mercado, con la esperanza de realizar un contrato de RMR, ya que a través de este, tenía la expectativa de recibir un pago más alto que el obtenido por ofertar su producción en el mercado ocasional (spot).

Otra razón fue que, aquel generador que poseía un contrato de RMR y además era dueño de una significativa porción de oferta que no participaba de contratos RMR podía también rehusar ofertar el primero al mercado con el fin de elevar el precio del segundo y obtener mayores ganancias.

¿Funciona este esquema? En estos momentos California esta enfrentando una crisis eléctrica sin precedentes que amenaza con destruir su economía. Se ha argumentado que los elevados precios del mercado mayorista reflejan una compleja mezcla de planes de reestructuración defectuosos, regulaciones

incorrectas, inadecuadas políticas medioambientales, además de inesperadas reducciones del suministro e incremento en la demanda de electricidad.

Analistas de la universidad de California en un manifiesto²⁰ expresan que la crisis tiene sus orígenes en errores y cálculos erróneos que sucedieron en el momento en el cual el sector de la electricidad fue reestructurado.

El esquema planteado pareció funcionar durante los dos primeros años pero desde Mayo del 2000 los precios mayoristas subieron incontrolablemente, debido entre otras razones a la creciente demanda, a los elevados precios del gas natural, importaciones mas bajas de energía de otros sistemas y ciertas conductas inapropiadas de ciertos participantes del mercado. Además la excesiva confianza en la compra en el mercado ocasional de energía combinado con el hecho que el precio a nivel minorista fuera congelado, provoco que los consumidores estuviesen aislados de la realidad del mercado, reduciendo así la sensibilidad de la demanda.

En lo que tiene que ver a las empresas que están en directa relación con el consumidor final, estaban siendo conducidas a un inminente estado de quiebra debido a la considerable diferencia entre los elevados precios a nivel mayorista y los bajos precios a nivel minorista.

Otro aspecto que contribuyó a esa crisis fue el riesgo de falta de pago, esto provocó que los generadores fuesen renuentes a ofertar su energía en el mercado, incluso con los elevados precios que se habían presentado. La renuencia natural de los generadores a proporcionar voluntariamente la energía cuando lo más seguro era que no pudiesen cobrar, fue un contribuyente sustancial en la elevación de los precios así como del riesgo de cortes de energía.

Es necesario tomar mucho en cuenta lo sucedido en este mercado, siguiendo con mucha atención el curso de los sucesos con el fin de observar y criticar las

²⁰ Manifiesto on the California Electricity Crisis. Instituted of management, innovation, and organization at the university of California, Berkeley.

acciones a ser implementadas a fin de solucionar esta crisis, ya que elementos que contribuyeron a esta crisis energética podrían estar presentes en el mercado eléctrico ecuatoriano.

4.3. ANÁLISIS DE LA REGULACIÓN N^o CONELEC 001-00²¹ “CALCULO DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN”

En primer lugar se citará el Reglamento de Funcionamiento del MEM en el cual se expresa lo siguiente:

Artículo 16.- Potencia Remunerable puesta a disposición.- Es la cantidad de potencia activa que será remunerada a cada generador. El CENACE calculará estas potencias hasta el 30 de septiembre de cada año y será aplicable para cada uno de los trimestres de los siguientes doce meses, pudiendo efectuarse reajustes de dicho cálculo. El cálculo se obtendrá mediante la simulación de la operación económica del sistema, considerando los períodos hidrológicos, bloques de demanda horaria, estadística hidrológica, proyección de demanda, costos variables de producción y parque generador disponible.

El procedimiento de cálculo y las condiciones y frecuencia de los reajustes se establecerán en la Regulación que expida el CONELEC sobre la materia”.

4.3.1. METODOLOGÍA PARA CALCULAR LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN.

Para la aplicación de la regulación 001/00 se requiere ejecutar los siguientes procesos previos:

²¹ Ver anexo 9

1. Actualizar la información del sistema para el periodo de simulación, aplicable desde octubre con una proyección de un año con relación a los siguientes conceptos:

Proyección de la demanda máxima mensual de potencia y energía en barras de entrega del S.N.I., proyección de curvas de carga diarias del S.N.I. representativas de cada mes para días típicos de trabajo y festivos, series históricas actualizadas de caudales medios mensuales, previsiones de disponibilidad energéticas en las centrales hidráulicas de pasada para los escenarios hidrológicos dados, declaración de los agentes de los costos variables de producción para el mes inmediato anterior al primer mes de simulación, programa anual de mantenimiento de cada unidad generadora, fechas a partir de las cuales se incorporan o se levantan restricciones operativas de generación o transmisión, tasa de salidas forzadas de las unidades de generación; parámetros físicos, técnicos y operativos de las unidades de generación y parámetros económicos del sector eléctrico como: tasas de actualización, costo económico del déficit de energía.

2. Generar escenarios de caudales medios mensuales afluentes a cada embalse, se partirá de un escenario correspondiente a un año seco que tenga una probabilidad de excedencia del 90% mensual obtenida de la estadística de caudales afluentes a los embalses. De ser necesario, se obtendrá sucesivamente escenarios hidrológicos menos secos al anteriormente obtenido.
3. Determinar la reserva fría de potencia puesta a disposición del sistema de cada trimestre, de acuerdo a los requerimientos técnicos de confiabilidad, calidad y seguridad de operación del sistema eléctrico.

El cálculo de la potencia remunerable puesta a disposición lo efectúa el CENACE hasta el 30 de septiembre cada año y los valores calculados tendrán vigencia para los siguientes doce meses; en consecuencia los generadores asignados

para cubrir la demanda máxima, recibirán el valor por potencia remunerable durante todo el periodo octubre-septiembre.

El cálculo comprende lo siguiente:

- ❖ La simulación de la operación económica del sistema dado: el escenario hidrológico, los volúmenes inicial y final del periodo de simulación respectivamente y teniendo como objetivo cubrir la demanda eléctrica en bornes de generador, minimizando los costos de producción del sistema. Para fines del cálculo de la potencia remunerable se obtendrán despachos económicos horarios para días típicos de trabajo y festivos representativos de cada uno de los meses del periodo comprendido entre noviembre y febrero.
- ❖ Con los resultados de la simulación obtenidos, se calcula la potencia equivalente para las plantas hidroeléctricas y unidades de vapor como el promedio de las potencias horarias con las que participen en los bloques horarios de demanda media y demanda de punta durante el periodo noviembre a febrero, conforme las definiciones del Reglamento de Tarifas. Estas potencias equivalentes serán las potencias con las que las plantas hidráulicas y las unidades de vapor participaran en la asignación de la potencia remunerable para cubrir la demanda máxima del periodo.
- ❖ Se determina la demanda máxima en bornes de generador, durante el periodo noviembre febrero. Esta demanda será cubierta con la potencia equivalente de las plantas hidráulicas y las unidades de vapor más la potencia disponible de las unidades de generación restantes, que se agregaran en orden de mérito de los costos variables de producción, hasta cubrir la demanda máxima del periodo de referencia; la ultima unidad generadora agregada se considera con su potencia efectiva neta total. La potencia con la que participaran las unidades termoeléctricas adicionales para cubrir la demanda máxima se asignara como potencia remunerable puesta a disposición.

Además el CENACE hace el cálculo de una potencia remunerable para cubrir la reserva, este se lo realiza trimestralmente y comprende los siguientes puntos:

- ❖ Para cada trimestre el CENACE determina el valor de reserva fría de acuerdo a los requerimientos técnicos de confiabilidad, calidad y seguridad de operación del sistema eléctrico. Al momento no está definido el procedimiento para establecer esta reserva, se ha adoptado como criterio que la reserva del sistema será una potencia equivalente a la potencia de la unidad generadora despachada de mayor tamaño.
- ❖ La simulación para el cálculo se lo hará para los siguientes trimestres: octubre-diciembre, enero-marzo, abril-junio y julio-septiembre.
- ❖ La asignación de las unidades generadoras para cubrir la reserva se hace con la potencia de las unidades que no tienen potencia remunerable de acuerdo a los costos variables de producción. En caso de que el CENACE, en la Programación Semanal, determine la necesidad de Reserva Adicional de Potencia y exista exceso de oferta, se realiza un proceso de licitación semanal y la adjudicación se hace en función de los menores precios ofertados, según los Artículos 17 y 18 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM. Los generadores asignados para cubrir la reserva, recibirán el valor por potencia remunerable durante el trimestre correspondiente; y, en el caso de la reserva adicional de potencia, durante la semana para la que fue asignado.

Si al efectuar los cálculos, la potencia disponible resulta insuficiente para cubrir la demanda máxima y la reserva para la hora punta, se tomará el año menos seco de la estadística y así sucesivamente, hasta cumplir con la condición de la cobertura de carga. La simulación de la operación económica para el cálculo de las potencias con que participen cada uno de los generadores en la potencia remunerable, tomará en cuenta la potencia neta efectiva así como la disponibilidad de acuerdo a los mantenimientos programados y a la estadística de salidas forzadas.

De acuerdo a estos antecedentes, la asignación de la potencia remunerable para el periodo enero-septiembre 2000 conforme a la transitoria de la regulación 001/00 y para octubre 2000 -septiembre 2001 se encuentra en el anexo 6. Además los resultados de la liquidación de potencia correspondientes al año 2000 se encuentran en el anexo 7.

4.3.2. COMENTARIOS SOBRE LA REGULACIÓN 001-00

Al ser el pago por potencia un mecanismo muy difundido en el ámbito de América del Sur, desarrollado con el fin de favorecer el éxito de los nuevos mercados eléctricos desregulados, y al no existir acuerdos de la forma más adecuada para su implementación, ha llevado a que en Perú se haya revisado la metodología empleada, en Colombia hay estudios encaminados a ello, en Bolivia se estén discutiendo nuevos esquemas, en Argentina se haya planteado un nuevo esquema de remuneraciones, no es extraño entonces que en Ecuador también se busque diseñar un procedimiento que resulte equitativo y genere adecuadas señales económicas a los agentes del mercado.

En Ecuador se acepta la remuneración por potencia como un dato, según surge del art. 48 de la Ley y art. 16 del Reglamento del MEM. De la lectura de los distintos textos de la normativa parece desprenderse ciertas inconsistencias entre normativas. Una de ellas es por ejemplo entre la Ley (arts. 46 y 48) con el Reglamento del MEM (Art. 16). En la Ley se hace referencia a que se pagará un cargo por potencia a quienes resulten despachados, y a aquellos que no resulten, pongan a disposición la potencia como reserva necesaria para el cumplimiento de las normas de calidad de servicio. Por su lado el Art. 16 del Reglamento del MEM dice que la potencia remunerable es la potencia activa por la que será remunerado cada generador, sin hacer ninguna referencia a si esa potencia es despachada o no.

Del análisis de la Regulación 001/00 se desprende que hay:

- a) Un monto de remuneración para cada generador en función de su contribución para cubrir las horas críticas del sistema;

- b) Un monto trimestral para reserva que se atribuye a aquellos que no reciben el importe anterior;
- c) Si en el despacho semanal hubiera necesidades adicionales de reserva, ésta se licitará con un precio tope dado por el precio de la potencia a remunerar.

Un aspecto sobre el que hay acuerdo es que la remuneración por potencia presenta dificultades metodológicas que no se han podido resolver satisfactoriamente hasta el momento, entre las que se podrían nombrar las siguientes:

- I. La determinación de los méritos de cada generador para acceder a una remuneración por su contribución para cubrir las horas críticas del sistema. Este punto es complicado, ya que se debe diferenciar entre las centrales hidráulicas y las térmicas; y dentro de las hidráulicas aquellas que tienen capacidad de regulación y las que son solo centrales de pasada; porque entre las centrales hidráulicas con alguna capacidad de regulación existen muchas formas de despacho igualmente eficientes desde el punto de vista del ahorro de combustible. Ello podría hacer que una central hidráulica apareciera en el despacho con más o menos potencia en el sistema. Siempre existe algo de arbitrariedad en el establecimiento de qué máquinas se despacharán más empuntadas, en consecuencia, cualquier propuesta que se haga debe resolver este asunto.

Es claro que para evaluar el desempeño de las centrales hidráulicas para atender la demanda de punta del sistema debe considerarse los períodos hidrológicos más desfavorables. En los procedimientos actuales se incluye las horas de demanda media en la valorización de la potencia de las centrales hidráulicas.

Existe el criterio que si se trata de remunerar la capacidad de las centrales hidráulicas para atender la demanda en condiciones críticas, parece “razonable” que las horas a las que se extienda su aplicación sean las de punta, sin

embargo para centrales de regulación existe el inconveniente que la potencia con la que aportaran, como ya se dijo antes esta sujeta a cierta dosis de arbitrariedad. Por lo que una propuesta interesante es que a estas centrales se les debe asignar una potencia remunerable que resulte de la energía media aportada en un modelo de despacho con un año seco, con esto se aislaría lo que es la operación real de la asignación de una remuneración.

Para el caso de centrales de pasada su tratamiento debe ser diferente. Se debería analizar el despacho efectivo de cada central hidroeléctrica en las horas de punta. Podría aceptarse que se considere el promedio de los despachos de cada central durante el período seco. En un modelo semanal una central de pasada debería ser despachada con potencia constante, mientras que si tiene cierta capacidad de regulación podrá ayudar a cubrir la demanda de punta del sistema. Ello podría ser suficiente para el cálculo de su aporte a la confiabilidad del sistema.

Con respecto a las centrales térmicas, según lo expresado en la consultoría que sobre el tema realizó la empresa Hagler Bailly, la misma afirma que existe un inconveniente tanto mayúsculo, en los procedimientos actuales, ya que sólo se tiene en cuenta la eficiencia de las máquinas para cubrir el resto de la potencia, por lo que no se consideraría un aspecto muy relevante inherente al concepto de pago por potencia, que es la capacidad de las maquinas para estar disponible cuando se la requiere, lo que no tiene nada que ver con su rendimiento. Una máquina de bajo rendimiento pero muy confiable y de rápida respuesta puede cumplir ese rol mejor que una máquina de alto rendimiento pero poco confiable.

Se afirma además en la consultoría que si la capacidad de las máquinas se multiplican por un factor de disponibilidad se tendría en cuenta las potencias promedio disponibles de la central y ello mejoraría la alternativa de remuneración, pero, cabe aquí la pregunta de sí este valor medio es un indicativo del aporte a la confiabilidad del sistema, ya que puede ocurrir que la situación media no sea justamente representativa de la contribución de cada

uno al cubrimiento de la demanda máxima, y si este aporte se da cuando es más requerido por el sistema.

Se ha sugerido que un método²² más justo de remunerar a las plantas térmicas debería tener en cuenta también las situaciones alejadas del caso medio. Ello podría resolverse aplicando un método de fallas al azar de las máquinas térmicas que tenga en cuenta su indisponibilidad forzada en el periodo crítico. Si se realiza el despacho para cada situación de disponibilidad del parque se puede obtener para cada central la potencia media despachada en la punta. Las máquinas menos eficientes y poco confiables aparecerán con muy poco despacho, pero las que resulten confiables pueden llegar a ocupar un sitio significativo aún cuando sean poco eficientes.

Ello dependerá del parque disponible, pero el método adoptado debería dar oportunidad a esas centrales para participar en cierta parte del pago de potencia. El precio a pagar por la potencia de esa central será obviamente menor que el que hay que pagar a la central más eficiente, pero no necesariamente será nulo.

El resultado que se obtiene con el procedimiento descrito anteriormente es el valor medio de la potencia despachada suponiendo todos los casos de falla aleatorios posibles. La relación entre la potencia media obtenida y la potencia efectiva daría un indicador del grado de utilización de cada central más correcto que suponer que cada máquina será despachada con su valor medio de disponibilidad.

Parece que este mecanismo tiene señales inadecuadas para el desarrollo del mercado, ya que asigna a cada generador térmico una potencia a remunerar inferior a su potencia efectiva, con lo cual, en el caso que alguna unidad tiene su potencia efectiva superior al valor determinado con el mecanismo descrito se estaría perjudicando a esta unidad por que no se le remuneraría por el aporte real que realiza a la seguridad del sistema. En la realidad se penaliza la

indisponibilidad de las unidades a través de determinación de la potencia media puesta a disposición de cada unidad. Con respecto a las unidades menos eficientes pero más confiables, y que no acceden a obtener remuneración por potencia, es conveniente enfatizar que este tipo de unidad presta un servicio de confiabilidad no en el mediano y largo plazo sino en el corto plazo, más concretamente en la confiabilidad en tiempo real, por lo cual este servicio debe ser retribuido con otro mecanismo.

- II. La falta de estudios para la determinación de la reserva trimestral ha de ser considerada para remuneración. Al momento se utiliza el criterio que esta reserva debe ser igual a la potencia de la unidad más grande del sistema, cuyo valor es de 130 MW correspondiente a la unidad de central térmica Trinitaria. Criterio que parece razonable, pero que tiene implicaciones económicas, se debe buscar el equilibrio entre los criterios de confiabilidad que se adopten y el costo que estos criterios representarían para el mercado.
- III. La determinación del valor de reserva semanal a ser licitada, debe tomarse en cuenta que hasta la fecha este tipo de reserva no ha sido utilizada por el mercado.
- IV. Algo más que debe revisarse dentro de la regulación, es sobre el requerimiento de la misma con respecto a la hidrología, ya que indica que de no llegarse a cubrir la demanda más la reserva con la potencia disponible, se tomará el año menos seco de la estadística y así sucesivamente hasta cumplir con la condición de cobertura de la carga. Con este mecanismo en nada se contribuye para mejorar la confiabilidad del sistema, ya que no envía ninguna señal al mercado de la ausencia de reserva. Al realizarse la simulación con una hidrología menos seca lo que se hace es favorecer a las centrales hidráulicas, pues se les asigna un mayor valor de potencia remunerable.

Es necesario poner énfasis en el hecho que si se toma, para el cálculo de potencia, cierta característica en la hidrología, la misma esta asociada a un

²² Consultoría Hagler Bailly sobre reserva de corto, mediano y largo plazo

nivel de confiabilidad del sistema, con el procedimiento utilizado lo que se está haciendo es bajar este nivel de confiabilidad.

Se propone que se separe el cálculo de la potencia necesaria para cubrir la demanda, es decir el análisis de la confiabilidad del sistema, de lo que tiene que ver con el mecanismo de determinación de la potencia a remunerar de las centrales hidráulicas.

Otro aspecto que se cuestiona y que no está relacionada con la metodología sino con la forma de pago de este servicio, es el de hacer pagos mensuales iguales, existe el criterio²³ que este mecanismo no es eficiente, porque no es un adecuado índice de la escasez de la capacidad, como lo dictan las leyes de oferta y demanda, el valor de un bien o un servicio, en este caso la potencia, está dado por la posibilidad del oferente de suministrarlo y las posibilidades del consumidor para pagarlo.

Se afirma que no tendría sentido económico que se pague igual por potencia puesta a disposición en meses en donde ésta no es demasiado necesaria, que en aquellos meses en que ésta es imprescindible para asegurar un suministro adecuado.

Se ha propuesto estudiar un método para repartir el monto total a ser pagado en forma proporcional a la probabilidad de falla en cada mes. Se plantea que un criterio como este haría que las indisponibilidades programadas, por ejemplo se planifiquen en momentos en donde el valor de la potencia es más bajo, es decir, aquella época del año en la cual la disponibilidad de energía hidráulica es mayor y por lo tanto es aprovechable la potencia hidráulica instalada.

Las probabilidades de falla podrían ser determinadas con un método de generación de fallas al azar o de probabilidad de pérdida de carga.

²³ Consultoría Hagler Bailly sobre remuneración de potencia.

Sin embargo existen opiniones contrarias a lo recientemente expresado, se parte del concepto que se remunera por un servicio de mediano y largo plazo, esto es la confiabilidad que las unidades aportan al sistema, y por lo tanto el valor con el que se paga este servicio debe permanecer constante y ser determinado en base a criterios que consideren señales con estos horizontes de tiempo con el fin de dar cierta estabilidad de ingresos a los participantes del mercado; además la señal respecto de la planificación de mantenimientos se puede dar a través del costo de la energía.

Por ultimo es conveniente, como se ha tratado de hacer en las reglamentaciones de la ley, separar totalmente los pagos correspondientes a la disponibilidad de potencia del despacho efectivamente realizado. Conceptualmente deben ser diferenciados porque son servicios diferentes.

Entre las propiedades indispensables que un método de pago de potencia debe tener están las siguientes:

- ❖ Que sea simple, fácil de aplicar, de entender y que no dé lugar a controversias.
- ❖ Es deseable además que sea equitativo, es decir que razonablemente remunere a quien realmente presta el servicio de suministrar la potencia al sistema.
- ❖ Otra propiedad necesaria es que dé señales económicas eficientes, fomentando que los generadores busquen obtener la mayor cantidad de sus beneficios a través de la venta de energía, y que la remuneración por potencia sea considerada como un ingreso complementario.
- ❖ Que todos los procesos involucrados en su determinación estén completamente definidos.

Con respecto a otro aspecto fundamental de la reserva de capacidad, el cual es el precio unitario de la potencia, este tema se tratará en el siguiente capítulo, como parte del análisis de los resultados económicos de la operación del año 2000.

CAPITULO 5

5. PROPUESTA DE MÉTODO DE CÁLCULO DE LA POTENCIA REMUNERABLE Y EL VALOR DEL PRECIO UNITARIO DE POTENCIA.

5.1. ANÁLISIS DE LA REMUNERACIÓN RECIBIDA POR LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES DEL MEM.

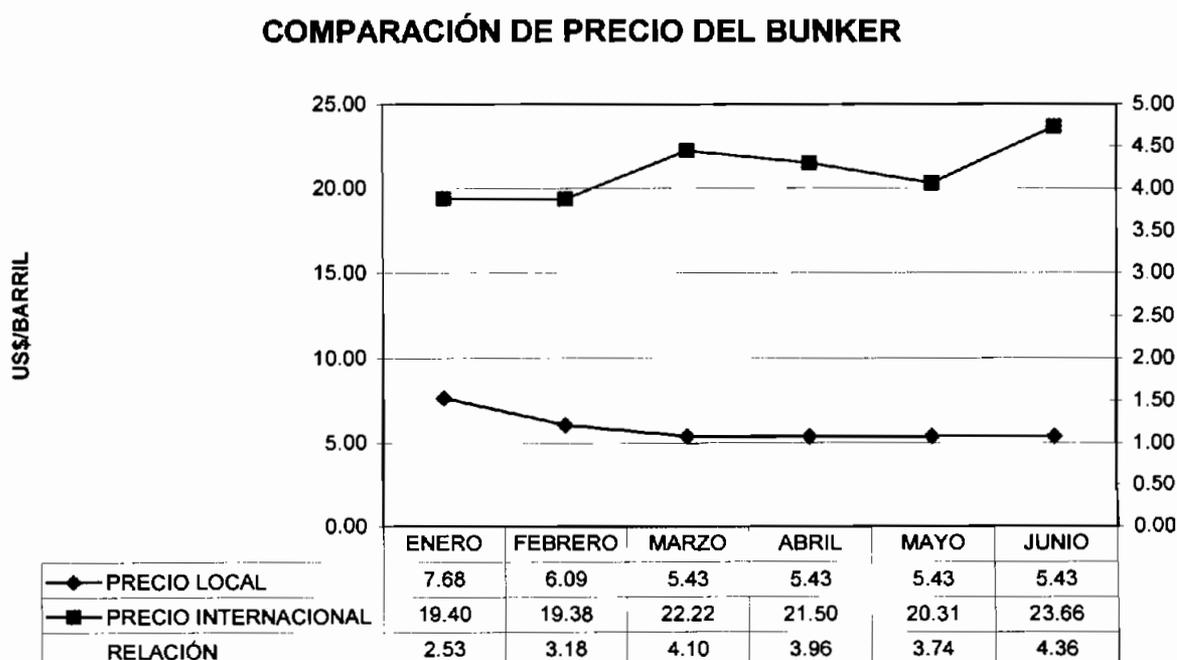
Es necesario, previamente a la presentación de cualquier propuesta, realizar un análisis de los ingresos y egresos obtenidos por los principales agentes generadores del MEM, con el objeto de saber, de la manera más ajustada a la realidad, cuales son las condiciones económicas en las que se desenvuelven, esto, debido a que el actual esquema implantado en el sector eléctrico ecuatoriano considera que la instalación de plantas de generación será el resultado de la inversión privada, y estará ligada en consecuencia a la rentabilidad del negocio y a los riesgos del mismo. Para cumplir con este propósito, se han tomado dos frentes de análisis, en el primer estudio se ha partido de los datos históricos de comportamiento del mercado en el año 2000, los mismos que fueron obtenidos del CENACE; para el segundo estudio se realizó una simulación de la operación del mercado para distintas hidrologías, a saber: seca, media y lluviosa. En cada caso se realizó una comparación de los ingresos obtenidos por los generadores en un sistema de precios con costos marginales y en un sistema de precios en base a costos contables.

5.1.1. ESTUDIO DE LA OPERACIÓN DEL AÑO 2000.

En este estudio se realiza una comparación de los posibles ingresos, que los agentes generadores considerados en esta tesis, hubiesen obtenido con la forma de operación que se dio en este año, si el mercado se hubiese desarrollado bajo un esquema en el cual la rentabilidad estuviese asegurada, frente al diseño de

mercado eléctrico vigente en Ecuador, en el cual los ingresos de los agentes generadores están dados por la venta de energía en el mercado a costos marginales, además de otros servicios adicionales. Cabe mencionar que a partir de octubre de 2000 se iniciaron los contratos de energía y potencia entre los principales agentes generadores y los agentes distribuidores además de los grandes consumidores, estos contratos no han sido considerados para el análisis; es decir, los valores que se detallaran adelante han sido calculados en el supuesto que toda la energía que se generó fuese vendida en el mercado ocasional. Otra característica importante de mencionar de la operación del año 2000, es que para la determinación de los costos variables de operación de las unidades térmicas entre los meses de enero a junio se tomó como base los precios locales de los combustibles utilizados para la generación como son: bunker, diesel y nafta; a partir de julio se tomaron los costos internacionales de los combustibles anteriormente nombrados.

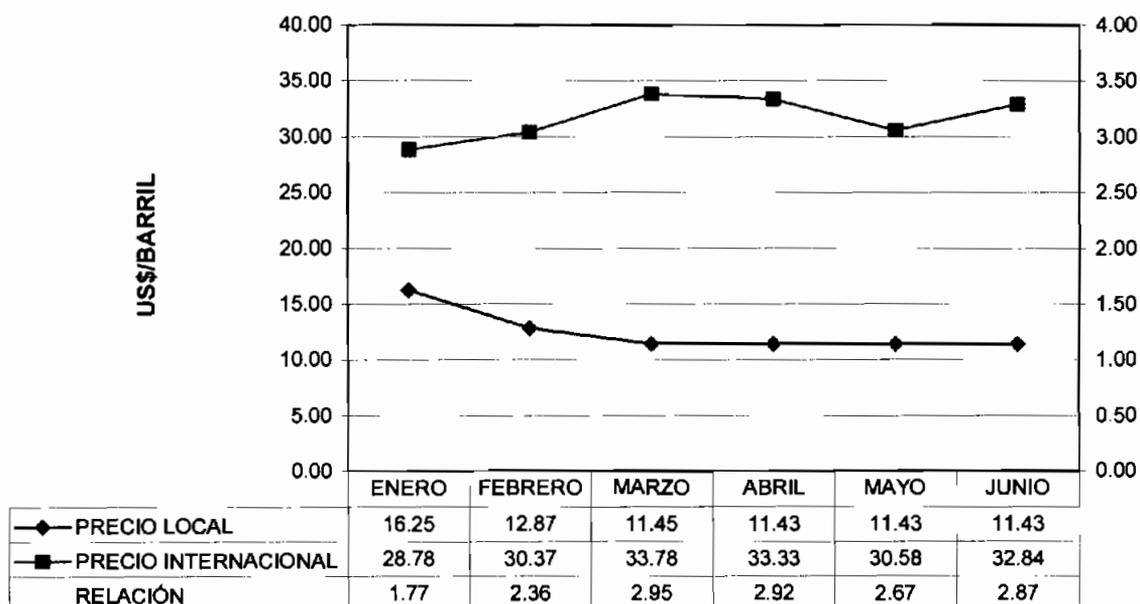
La diferencia entre los precios locales y los internacionales se presenta a continuación¹:



GRÁFICA 5.1

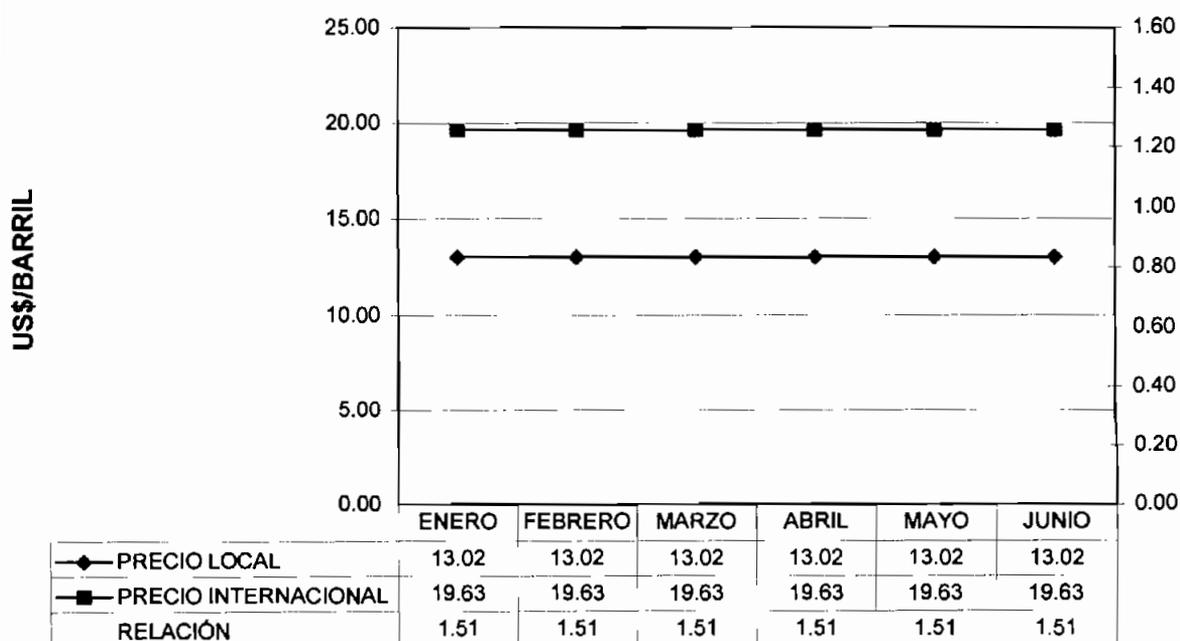
¹ Datos obtenidos de la Dirección de Planeamiento del CENACE

COMPARACIÓN DE PRECIOS DEL DIESEL



GRÁFICA 5.2

COMPARACIÓN DEL PRECIO DE LA NAFTA



GRÁFICA 5.3

Como se observa en las gráficas anteriores, existe una marcada diferencia entre los precios locales y los internacionales siendo mayores estos últimos. Los precios locales eran subsidiados, provocando una distorsión en el análisis que se pretende realizar. Los costos internacionales de los combustibles representan precios eficientes para determinar los precios de la energía ya que corresponden a los costos de oportunidad del país. Como consecuencia, se realizaron las siguientes correcciones a los datos que se obtuvieron de la operación del año 2000:

- Se calcularon los costos variables de las unidades térmicas en base a los precios internacionales de los combustibles.
- Con los nuevos costos variables se calculó los egresos de cada unidad analizada, por concepto de producción de energía.
- Se calcularon los posibles costos marginales medios en base a los costos variables rectificadas con precios internacionales de los combustibles².
- En base a estos datos se determinó los posibles ingresos que los agentes hubiesen obtenido por concepto de la venta de energía.

Con respecto a los ingresos obtenidos por los agentes generadores por concepto de potencia, se debe comentar, que existe un estudio³ en el cual se determinó que el precio unitario de la potencia corresponde a la anualidad de la inversión de una máquina de punta más un costo fijo de operación y mantenimiento, valor que fue determinado en 5.66 US\$ / kWh-mes correspondiente a una turbina de gas de ciclo abierto. El precio con el cual se efectuó la liquidación mensual en este año fue inferior a este valor, tal como se muestra en el cuadro 5.1, valor que por disposición del CONELEC ira incrementándose hasta alcanzar el valor determinado en el estudio. Por este motivo se consideró conveniente realizar una

² Consultoría especializada para la evaluación de procedimientos en la fijación de tarifas al consumidor final y peajes aplicables al sector eléctrico de la República del Ecuador. Consultora SYNEX.

³ Hipótesis adoptadas para el estudio de las unidades de generación y sus posibles ingresos. Hagler Bailly S.A.

corrección de los ingresos obtenidos por los agentes por concepto de potencia, tomado el precio determinado en el estudio para la liquidación de potencia de los agentes.

	PRECIO DE LA POTENCIA	
	DETERMINADO EN EL ESTUDIO	VALOR CON EL QUE SE REALIZO LA LIQUIDACIÓN
ENERO	5.66 US\$/kWh-mes	3.52 US\$/kWh-mes
FEBRERO	5.66 US\$/kWh-mes	4.24 US\$/kWh-mes
MARZO	5.66 US\$/kWh-mes	4.24 US\$/kWh-mes
ABRIL	5.66 US\$/kWh-mes	4.24 US\$/kWh-mes
MAYO	5.66 US\$/kWh-mes	4.24 US\$/kWh-mes
JUNIO	5.66 US\$/kWh-mes	4.24 US\$/kWh-mes
JULIO	5.66 US\$/kWh-mes	4.29 US\$/kWh-mes
AGOSTO	5.66 US\$/kWh-mes	4.35 US\$/kWh-mes
SEPTIEMBRE	5.66 US\$/kWh-mes	4.40 US\$/kWh-mes
OCTUBRE	5.66 US\$/kWh-mes	4.46 US\$/kWh-mes
NOVIEMBRE	5.66 US\$/kWh-mes	4.51 US\$/kWh-mes
DICIEMBRE	5.66 US\$/kWh-mes	4.57 US\$/kWh-mes
CUADRO 5.1		

Los agentes que se han considerado para este análisis son: Hidro Paute, Hidro Agoyán con sus dos centrales: Agoyán y Pucara, Hidro Nación, Termo Esmeraldas, Electro Guayas con las centrales: Trinitaria, Gonzalo Zevallos y Enrique García, Electro Ecuador con las centrales: Álvaro Tinajero, Aníbal Santos y Guayaquil, Elecaustro con la central térmica El Descanso, Termo Pichincha con la central térmica Guangopolo y la generación de la Empresa Eléctrica Quito con la central térmica Gualberto Hernández.

Previo al análisis de los resultados se describirá ciertas características del año en consideración, que permitirá entender los resultados que se han obtenido. El 2.000 puede considerarse como un año de hidrología media en el cual, la generación total fue de 10 285,27 GWh; 7 488,79 GWh fue generación hidráulica que representa el 72,81 % de la generación total; 2 976.48 GWh fue generación térmica que representa el 27,19 % del total del sistema. La máxima demanda de

potencia registrada fue de 1 954,70 MW. Los precios marginales sancionados en este periodo tuvieron variaciones importantes, debido a la marcada variación de los precios de los combustibles que como se explico tuvo lugar a partir del mes de julio, esto se puede apreciar en los datos presentados en el cuadro 5.2 y que se encuentran representados en la gráfica 5.4, en la cual se observa la variación de los precios marginales promedio; además se muestran los precios marginales medios calculados en base a los costos internacionales de los combustibles para efectos del análisis que se realiza. Cabe resaltar que los precios de los combustibles son la componente más importante del costo variable de las unidades generadoras.

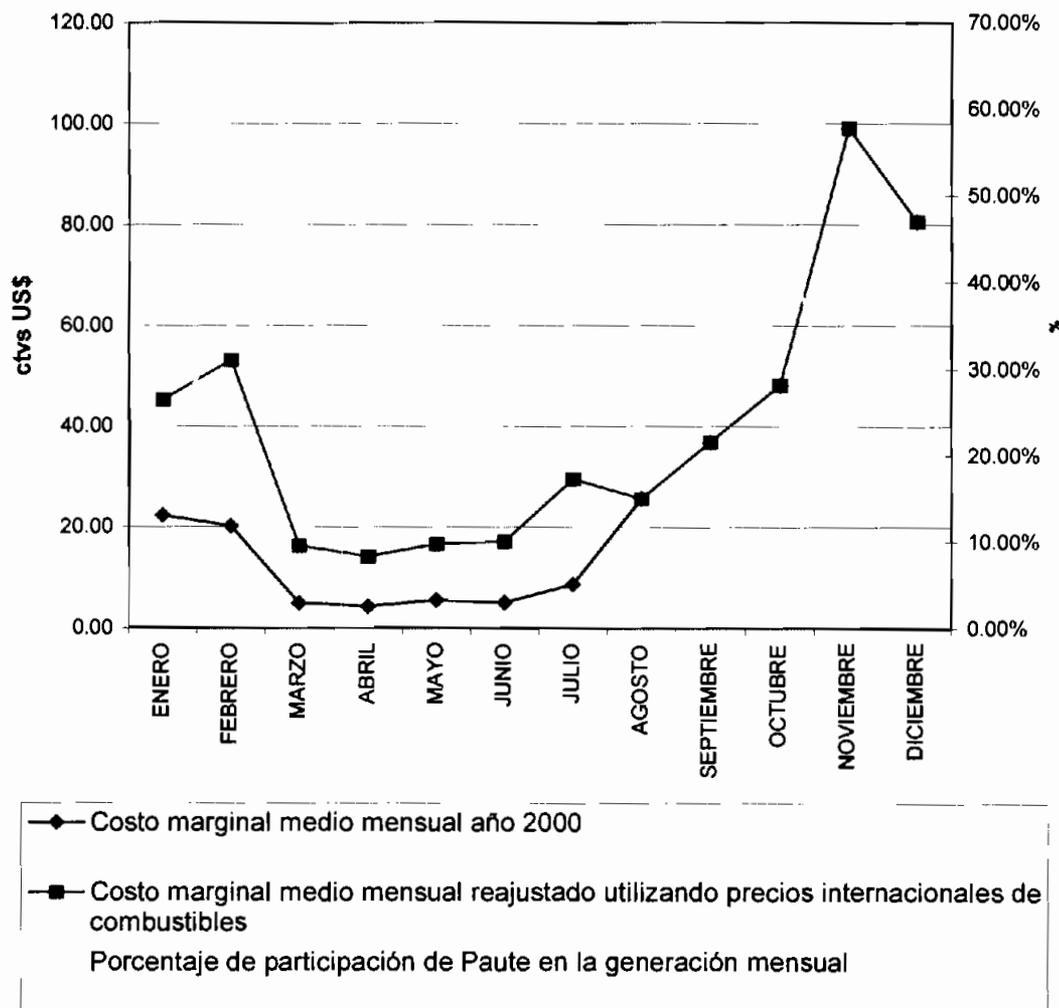
MES	Costo marginal medio mensual año 2000 US\$/MWh	Costo marginal medio mensual reajustado utilizando precios internacionales de combustibles US\$/MWh	Porcentaje de participación de Paute en la generación mensual %
ENERO	22,21	45,20	22,92%
FEBRERO	20,07	53,15	34,84%
MARZO	4,85	16,25	61,98%
ABRIL	4,29	14,08	58,99%
MAYO	5,46	16,64	59,28%
JUNIO	5,05	17,14	62,62%
JULIO	8,68	29,46	60,37%
AGOSTO	25,61	25,61	54,19%
SEPTIEMBRE	36,86	36,86	53,15%
OCTUBRE	48,18	48,18	48,99%
NOVIEMBRE	98,99	98,99	16,46%
DICIEMBRE	80,52	80,52	24,72%
PROMEDIO	30,06	40,17	46,54%

CUADRO 5.2

Con respecto a la potencia puesta a disposición esta mantuvo en valores similares durante todo el año con un promedio anual de 63.6%. La indisponibilidad del parque generador no tuvo variaciones importantes durante el año, su mayor valor fue de 15,30% en diciembre y su valor mínimo fue de 7% en junio. La alta

indisponibilidad de diciembre se produjo debido al desabastecimiento de combustible que se inicio en noviembre y que afecto al sector eléctrico.

COSTOS MARGINALES PROMEDIO



GRÁFICA 5.4

A continuación se describirá el procedimiento seguido en esta tesis con el fin de comparar la rentabilidad de los generadores en un esquema que utiliza costos contables y otro que utiliza costos marginales.

Para la determinación de los costos contables, en primer lugar se estableció para cada una de las clases de generación un valor de inversión, la vida útil de las unidades y los costos de operación y mantenimiento.

CIFRAS UTILIZADAS POR EL CONAM EN SUS ESTUDIOS O ESTIMACIONES DE INVERSIÓN			
Tipo de expansión	Inversión US\$ / kW	Gastos de operación y mantenimiento US\$ / kW	Vida útil Años
Hidro	1000	7	50
Vapor	700	33	20
Bunker	600	33	20
Diesel	600	33	20
Gas	400	14	15

Se toma como valor de tasa de retorno, el determinado por el CONELEC de 11.2%.

Con los valores de costo de inversión, vida útil y la TIR, se calcula un valor de anualidad para cada unidad por kW instalado. Para esto se utiliza la siguiente formula:

$$A = C * \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1}$$

C = Costo de inversión

i = Tasa de retorno

n = Vida útil

Al valor de anualidad calculado se suma el valor correspondiente a los gastos de operación y mantenimiento, con este valor se determina cual es el monto anual que cada unidad debe cubrir por concepto de costos fijos de toda la instalación, es decir aquellos gastos independientes de que la unidad opere o no.

Luego se determinó los gastos de producción de energía de las unidades utilizando para ello los valores de energía mensual y los costos variables de producción declarados en el año 2000. Finalmente se determinó cuales son los

costos totales de producción de las centrales, como la suma de costos fijos y costos variables.

Para la determinación de ingresos por costos marginales, se sumó los ingresos facturados en el mercado por venta de energía y los ingresos por concepto de potencia remunerable y otros servicios adicionales.

Se determina la diferencia de los ingresos obtenidos con uno y otro esquema y se calcula la tasa de retorno que cada unidad obtuvo en el esquema de costos marginales.

Los resultados se presentan a continuación en el cuadro 5.3

COMPARACIÓN DE LA RENTABILIDAD OBTENIDA PARA LA OPERACIÓN EN EL AÑO 2000 POR LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES DEL MEM

		METODOLOGÍA DE COSTOS CONTABLES									METODOLOGÍA DE COSTOS MARGINALES							
		Potencia instalada	Energía generada año 2000	Inversión	Vida útil	Anualidad	O&M/año	Costos fijos anuales por kW instalado	Costos fijos anuales por instalación	Costos de producción de energía	Costo total de la energía	Facturación en el mercado ocasional año 2000			Diferencia entre la facturación en el mercado ocasional y la que deberían recibir en un mercado con rentabilidad de 11,2% según	Valores en porcentaje	TIR	PMPD
AGENTE	MW	GWh	US\$/kW	Años	US\$	US\$/kW/año	US\$/kW/año	US\$	US\$	US\$	Energía US\$	Potencia y otros servicios adicionales* US\$	Total US\$	US\$				
HIDROPAUTE		1075	4.792.85	1000	50	112.56	7	119.56	128.524.160.25	4.792.847.01	133.317.007.26	171.013.820.93	27.286.937.59	198.300.758.52	64.983.751.26	148.74%	17.29%	
ELECTRO GUAYAS	TRINITARIA	133	587.58	700	20	89.06	33	122.06	16.235.348.76	21.746.230.95	37.979.579.72	34.809.749.44	7.642.465.71	42.452.215.16	4.472.635.44	111.78%	16.73%	82.54%
	G. ZEVALLOS TV3	73	429.15	700	20	89.06	33	122.06	8.910.033.53	17.900.552.58	26.810.586.11	24.193.693.93	4.684.993.28	28.878.687.20	2.068.101.09	107.71%	15.89%	89.61%
	G. ZEVALLOS TV2	73	378.55	700	20	89.06	33	122.06	8.910.033.53	16.033.375.52	24.943.409.05	22.225.791.10	4.564.036.21	26.789.827.31	1.846.418.26	107.40%	15.40%	87.56%
	C. ENRIQUE GARCÍA PASCUALES	92	85.06	400	15	56.24	14	70.24	6.462.224.46	6.536.805.60	12.999.030.05	6.869.430.77	6.156.748.85	13.026.179.62	27.149.57	100.21%	11.29%	92.93%
	G. ZEVALLOS TG4	20	0.92	400	15	56.24	14	70.24	1.404.831.40	77.509.97	1.482.341.37	77.509.97	970.314.43	1.047.824.40	-434.516.97	70.69%	3.41%	67.22%
	TOTAL	391	1.481.26									104.214.946.30	88.176.175.21	24.018.558.47	112.194.733.69	7.979.787.39	107.66%	
HIDROAGOYAN	160	1.020.81	1000	50	112.56	7	119.56	19.129.177.34	1.020.812.96	20.149.990.30	30.696.590.80	5.981.173.04	36.677.763.84	16.527.773.54	182.02%	21.60%		
HIDRONACION	208	545.44	1000	50	112.56	7	119.56	24.867.930.54	545.435.35	25.413.365.89	28.368.789.02	9.970.204.87	38.338.993.90	12.925.628.01	150.86%	17.45%		
TERMO ESMERALBAS	125	418.48	700	20	89.06	33	122.06	15.256.906.73	15.263.918.59	30.520.825.32	24.686.784.93	6.268.467.86	30.955.252.79	434.427.47	101.42%	11.80%	97.33%	
HIDROPUCARA	73	224.00	1000	50	112.56	7	119.56	8.727.687.16	223.999.90	8.951.687.06	10.939.989.34	3.450.225.62	14.390.212.95	5.438.525.89	160.75%	18.70%		
CENTRAL GUALBERTO HERNÁNDEZ	UNIDAD 1	5.6	15.79	600	20	76.33	33	109.33	612.265.22	777.872.99	1.390.138.21	1.203.958.72	273.056.34	1.477.015.06	86.876.85	106.25%	14.24%	96.01%
	UNIDAD 2	5.6	14.98	600	20	76.33	33	109.33	612.265.22	741.217.68	1.353.482.89	1.146.410.75	271.494.69	1.417.905.45	64.422.55	104.76%	13.45%	95.46%
	UNIDAD 3	5.6	14.99	600	20	76.33	33	109.33	612.265.22	745.699.78	1.357.965.00	1.154.268.55	272.156.44	1.426.424.99	68.459.99	105.04%	13.60%	95.69%
	UNIDAD 4	5.6	7.12	600	20	76.33	33	109.33	612.265.22	396.567.46	1.008.832.68	932.305.09	162.436.74	1.094.741.83	85.909.15	108.52%	14.20%	57.11%
	UNIDAD 5	5.6	14.40	600	20	76.33	33	109.33	612.265.22	709.981.99	1.322.247.21	1.103.389.46	272.552.21	1.375.941.67	53.694.46	104.06%	13.10%	95.83%
	UNIDAD 6	5.6	14.73	600	20	76.33	33	109.33	612.265.22	727.475.41	1.339.740.63	1.125.501.09	272.840.64	1.398.341.73	58.601.10	104.37%	13.27%	95.93%
	TOTAL	33.6	82.01									7.772.406.63	6.665.833.65	1.524.537.06	8.190.370.72	417.964.09	105.38%	

* Servicios adicionales como RPF, arranque y parada de unidades turbo vapor.

COMPARACIÓN DE LA RENTABILIDAD OBTENIDA PARA LA OPERACIÓN EN EL AÑO 2000 POR LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES DEL MEM																		
			METODOLOGÍA DE COSTOS CONTABLES								METODOLOGÍA DE COSTOS MARGINALES							
AGENTE	Potencia instalada	Energía generada año 2000	Inversión	Vida útil	Anualidad	O&M/año	Costos fijos anuales por kW instalado	Costos fijos anuales por instalación	Costos de producción de energía	Costo total de la energía	Facturación en el mercado ocasional año 2000			Diferencia entre la facturación en el mercado ocasional y la que deberíamos recibir en un mercado con rentabilidad de 11.2% anual	Valores en porcentaje	TIR	PMPD	
	MW	GWh	US\$/kW	Años	US\$	US\$/kW/año	US\$/kW/año	US\$	US\$	US\$	Energía US\$	Potencia y otros servicios adicionales* US\$	Total US\$					
CENTRAL TÉRMICA CUA NCOPOLO	UNIDAD 1	5.2	13.24	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	645,317.77	1,213,849.76	1,027,753.62	174,175.94	1,201,929.56	-11,920.20	99.02%	10.73%	67.35%
	UNIDAD 2	5.2	15.17	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	714,620.32	1,283,152.31	1,120,137.23	232,545.31	1,352,682.54	69,530.23	105.42%	13.82%	89.92%
	UNIDAD 3	5.2	14.52	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	691,634.34	1,260,166.53	1,090,408.69	232,872.58	1,323,281.27	63,114.73	105.01%	13.59%	90.05%
	UNIDAD 4	5.2	11.57	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	527,650.18	1,096,182.17	808,436.38	214,728.57	1,023,165.15	-73,017.01	93.34%	8.25%	83.03%
	UNIDAD 5	5.2	13.71	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	643,168.59	1,211,700.58	1,025,200.19	231,528.70	1,256,728.89	45,028.31	103.72%	12.90%	89.53%
	UNIDAD 6	5.2	13.58	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	657,438.24	1,225,970.23	1,020,814.48	229,609.62	1,250,424.10	24,453.87	101.99%	12.14%	88.79%
	TOTAL	31.2	81.78									7,291,021.58	6,092,750.78	1,315,460.72	7,408,211.51	117,189.93	101.61%	
ELECTROQUIL	UNIDAD 1	44	43.69	400	15	56.24	14	70.24	3,090,629.09	2,502,496.61	5,593,125.70	2,957,625.24	2,677,261.96	5,634,987.19	41,861.50	100.75%	11.50%	89.19%
	UNIDAD 2	44	38.03	400	15	56.24	14	70.24	3,090,629.09	2,592,465.71	5,683,094.80	3,059,655.53	2,376,574.11	5,436,229.64	-246,865.16	95.66%	9.34%	80.33%
	UNIDAD 3	44	119.27	400	15	56.24	14	70.24	3,090,629.09	7,364,858.07	10,455,487.15	8,258,998.33	2,805,080.21	11,064,078.54	608,591.38	105.82%	15.50%	93.52%
	UNIDAD 4	44	90.29	400	15	56.24	14	70.24	3,090,629.09	5,573,664.40	8,664,293.48	6,519,417.20	2,773,963.99	9,293,381.19	629,087.70	107.26%	15.64%	92.55%
	TOTAL	176	291.28								18,033,484.78	30,396,001.13	20,795,696.30	10,632,980.26	31,428,676.56	1,032,675.43	103.40%	

* Servicios adicionales como: RPF, arranque y parada de unidades turbo vapor

CUADRO 5.3

Página 2

COMPARACIÓN DE LA RENTABILIDAD OBTENIDA PARA LA OPERACIÓN EN EL AÑO 2000 POR LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES DEL MEM

		METODOLOGÍA DE COSTOS CONTABLES									METODOLOGÍA DE COSTOS MARGINALES							
AGENTE	Potencia instalada	Energía generada año 2000	Inversión	Vida útil	Anualidad	Ob.M/año	Costos fijos anuales por kW instalado	Costos fijos anuales por instalación	Costos de producción de energía	Costo total de la energía	Facturación en el mercado ordinario año 2000			Diferencia entre la facturación en el mercado ordinario y la que debería recibir en un mercado con rentabilidad de 11.2% superior	Valores en porcentaje	YIR	PMPD	
	MW	GWh	US\$/kW	Años	US\$	US\$/kW/año	US\$/kW/año	US\$	US\$	US\$	Energía US\$	Potencia y otros servicios adicionales* US\$	Total US\$					US\$
ELECTRO ECUADOR	ÁLVARO TINAJERO 1 GAS	35	62.54	400	15	56.24	14	70.24	2,458,454.96	3,493,159.71	5,951,614.67	3,843,468.33	1,869,589.04	5,713,057.37	-238,557.30	95.99%	8.94%	83.78%
	ÁLVARO TINAJERO 2 GAS	34	1.72	400	15	56.24	14	70.24	2,388,213.39	1,513,345.61	3,901,559.00	1,554,101.15	2,147,191.03	3,701,292.18	-200,266.82	94.87%	9.24%	98.31%
	ANIBAL SANTOS 1 GAS	20	0.75	400	15	56.24	14	70.24	1,404,831.40	75,269.76	1,480,101.16	75,269.76	1,098,957.46	1,174,227.22	-305,873.94	79.33%	5.91%	77.64%
	ANIBAL SANTOS 2 GAS	20	0.04	400	15	56.24	14	70.24	1,404,831.40	3,059.52	1,407,890.92	3,059.52	235,004.27	238,063.79	-1,169,827.14	16.91%	-	9.07%
	ANIBAL SANTOS 3 GAS	14	0.18	400	15	56.24	14	70.24	983,381.98	19,109.50	1,002,491.48	19,109.50	803,058.54	822,168.04	-180,323.44	82.01%	6.80%	81.41%
	ANIBAL SANTOS 5 GAS	18	0.49	400	15	56.24	14	70.24	1,264,348.26	51,217.26	1,315,565.52	51,217.26	996,245.22	1,047,462.49	-268,103.04	79.62%	6.06%	82.15%
	ANIBAL SANTOS 6 GAS	18	0.40	400	15	56.24	14	70.24	1,264,348.26	36,734.67	1,301,082.93	36,734.67	916,132.17	952,866.84	-348,216.09	73.24%	4.36%	78.20%
	ANIBAL SANTOS VAPOR	33.5	130.78	700	20	89.06	33	122.06	4,088,851.00	6,267,444.48	10,356,295.48	8,202,547.26	1,715,262.97	9,917,810.23	-438,485.26	95.77%	8.86%	72.18%
	PLANTA GUAYAQUIL 1	5.25	13.49	700	20	89.06	33	122.06	640,790.08	744,286.03	1,385,076.11	982,623.97	327,918.97	1,310,542.94	-74,533.17	94.62%	8.65%	96.41%
	PLANTA GUAYAQUIL 2	5.25	7.27	700	20	89.06	33	122.06	640,790.08	334,498.26	975,288.34	392,586.71	271,785.27	664,371.98	-310,916.36	68.12%	-1.50%	80.06%
	PLANTA GUAYAQUIL 3	10.5	28.13	700	20	89.06	33	122.06	1,281,580.17	1,591,767.23	2,873,347.39	2,045,701.45	664,290.72	2,709,992.17	-163,355.22	94.31%	8.40%	97.79%
	PLANTA GUAYAQUIL 4	10.5	24.48	700	20	89.06	33	122.06	1,281,580.17	1,395,783.96	2,677,364.12	1,810,232.24	633,508.31	2,443,740.55	-233,623.57	91.27%	7.14%	94.12%
	TOTAL	224	270.26									34,627,677.14	19,016,651.81	8,790,477.25	27,807,129.06	-6,820,548.08	80.30%	
ELECTROCENTRAL EL DESCANSO	UNIDAD 1	4.3	3.17	600	20	76.33	33	109.33	470,132.22	148,291.66	618,423.88	265,627.33	89,077.26	354,704.59	-263,719.29	57.36%	-5.90%	30.50%
	UNIDAD 2	3.6	0.00	600	20	76.33	33	109.33	393,599.07	0.00	393,599.07	0.00	0.00	0.00	-393,599.07	0.00%	-	0.00%
	UNIDAD 3	4.3	5.06	600	20	76.33	33	109.33	470,132.22	192,350.17	662,482.39	269,391.80	138,748.76	408,140.56	-254,341.83	61.61%	-4.80%	47.51%
	UNIDAD 4	4.3	9.22	600	20	76.33	33	109.33	470,132.22	360,545.22	830,677.44	643,890.88	135,897.97	779,788.86	-50,888.58	93.87%	8.70%	46.53%
	TOTAL	16.5	17.45									2,505,182.77	1,178,910.02	363,723.99	1,542,634.01	-962,548.77	61.58%	

* Servicios adicionales como: RPF, arranque y parada de unidades turbo vapor.

CUADRO 5.3

Sobre la base de los supuestos establecidos previamente, se realiza los siguientes comentarios a los resultados presentados en el cuadro 5.3.

Se observa que las unidades hidráulicas obtienen beneficios económicos considerables, se advierte además que esta clase de generación, continuaría recibiendo beneficios, aun si dejara de percibir la parte de ingresos que obtiene por concepto de Potencia Remunerable.

Para el caso de las unidades térmicas de vapor de gran tamaño como son: Trinitaria, Esmeraldas y Gonzalo Zevallos, con la operación que tuvieron en este año, obtienen también una rentabilidad muy buena, esto se debe principalmente a las siguientes razones: a) Las unidades tuvieron un porcentaje relativamente alto de disponibilidad lo que implica altos ingresos por remuneración de potencia y; b) Como consecuencia de su alta disponibilidad y sus bajos costos variables, estas unidades tuvieron un elevado grado de participación en la generación del sistema y por lo tanto obtuvieron importantes beneficios por concepto de venta de energía.

Un caso especial en este grupo, es la unidad de generación de la Central Térmica Esmeraldas, la cual no obtiene beneficios económicos extraordinarios como es el caso del resto de unidades; esto sucede entre otras causas a que dada la configuración del sistema de transmisión, existen o restricciones de la red tales como límites de flujo a través de líneas o transformadores, o deficiencias en la calidad de voltaje, situaciones que no permiten realizar un despacho económico en base solo a los costos variables de operación, provocando distorsiones en el despacho a ejecutarse en tiempo real y como consecuencia existe un flujo de dineros de un agente a otro, es el caso de Esmeraldas. Otra razón que puede contribuir al efecto descrito es que esta unidad tiene características operativas que no le permiten ser flexible a los requerimientos del sistema.

Con respecto a las unidades de vapor de Electro Ecuador, estas unidades consiguen beneficios económicos tal como lo muestran las tasas de retorno que obtuvieron, pero con valores inferiores a la tasa mínima aceptable para un

negocio de este tipo, esto no se debe al modelo económico implantado, sino a las características de estas unidades como son: sus costos variables, su inflexibilidad a los requerimientos operativos del sistema y la baja disponibilidad de las unidades.

Con respecto a las unidades térmicas de combustión como las de centrales como: Gualberto Hernández, Guangopolo y el Descanso; se observa que las unidades de las dos primeras centrales obtienen beneficios económicos extraordinarios tal como se observa en la TIR de cada una, no es el caso de las unidades del Descanso, las cuales tiene una baja disponibilidad y por lo tanto, aun cuando los rendimientos de las unidades son aceptables, no pueden obtener beneficios económicos salvo la unidad 4, aunque la tasa que gana no es la mínima aceptable.

Para el caso de las unidades de gas, se advierte que, el beneficio que obtengan estas unidades dependerá en gran medida de la eficiencia y la disponibilidad de las mismas, al ser estas unidades las encargadas de cubrir la demanda de punta y por tanto ser las unidades marginales en muchos casos, su beneficio económico por concepto de venta de energía es mínimo y en algunos casos nulo, como se observa en los resultados que se presentaron.

Al analizar casos particulares, como la unidad de central Gas Pascuales, esta obtiene la tasa mínima aceptable, debido a su alta disponibilidad que le permite obtener un alto porcentaje de remuneración por concepto de potencia, en cambio sus ingresos por venta de energía no representan un beneficio económico importante. Para el caso de las unidades de la empresa Electroquil que son unidades más eficientes que la unidad de Pascuales, obtienen tasas de retorno mayores que la mínima, excepto la unidad 2, la misma que tiene la menor disponibilidad media, se comprueba que en este tipo de unidades la disponibilidad es de gran importancia para determinación de los ingresos a obtenerse. En el caso de las unidades de gas de Electro Ecuador, cabe puntualizar que estas unidades no son eficientes provocando que sean muy poco requeridas por el sistema y además, al presentar un porcentaje bajo de disponibilidad sus ingresos

totales son muy bajos, lo que se demuestra en las tasas de retorno que obtienen, las cuales no son aceptables llegando incluso a valores negativos, sin embargo estas unidades poseen ciertas características operativas que son importantes dentro del funcionamiento del mercado, y que están asociadas con la confiabilidad que todo sistema eléctrico debe tener, aspectos que deben ser reconocidos a esta clase de unidades con el fin de evitar su salida del mercado.

5.1.2. SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL MEM CON HORIZONTE DE UN AÑO.

El CENACE tiene como parte de sus funciones, el determinar los precios referenciales de generación, los mismos que son considerados para la determinación de las tarifas al usuario final, tarifas que según el artículo 53 de la LRSE deben cubrir los precios referenciales de generación, además de los costos medios de transmisión y el valor agregado de distribución. En relación con los precios referenciales de generación, la LRSE establece que el precio de la energía se calculará como el promedio de los costos marginales esperados de corto plazo extendidos en un período suficientemente largo de **operación simulada** para estabilizar estos costos, más el costo de la potencia disponible, sea o no despachada (LRSE, artículo 54).

Las bases de cálculo de los precios referenciales de generación para las componentes de energía y de potencia están indicadas en el artículo 8 del Reglamento de Tarifas (Decreto Ejecutivo N° 228, 15-oct-1998). Este establece entre otras cosas que el precio referencial de la energía:

- Corresponde al promedio de los costos marginales de generación de corto plazo.
- Calculado con un despacho de carga de mínimo costo, elaborado por el CENACE.
- Para un período de simulación de un año.

- Este componente será calculado incluyendo el costo de restricciones que impidan la ejecución de un despacho a mínimo costo, para mantener condiciones operativas apropiadas; o aquellas aprobadas por el CONELEC, respecto de la generación requerida para superar deficiencias en los sistemas de transmisión y distribución.

En relación con el precio de potencia el Reglamento de Tarifas establece que:

- Corresponde a la anualidad de la inversión de un equipamiento marginal de mínimo costo para cubrir la demanda máxima.
- La tasa de descuento y vida útil son aprobadas por el CONELEC.
- Se agregan los costos fijos de operación y mantenimiento.

Con estos antecedentes se describirá la metodología aplicada por el CENACE y que se utilizó para determinar la simulación de la operación del sistema de octubre 2001 a septiembre 2002.

5.1.2.1. Metodología aplicada por el CENACE para el cálculo de precios referenciales

En primer lugar el CENACE realiza el cálculo de los costos marginales de energía de corto plazo, siguiendo los siguientes pasos:

- ✓ La simulación comprende dos fases, en la primera se optimiza la operación de los embalses y se establece las cuotas mensuales de generación hidroeléctrica de las centrales con embalse, la trayectoria de los niveles del embalse y el costo marginal del agua. Esta información se aplica en la segunda fase, la cual consiste propiamente en la simulación del despacho de carga de mínimo costo para el horizonte de un año, dividido en etapas mensuales. El despacho se realiza por orden económico de costo variable de producción llevado a la barra de referencia o de mercado (barra de Pascuales 230 kV).
- ✓ Se representa la aleatoriedad hidrológica con base de tres escenarios:

Hidrología seca, probabilidad de excedencia 97 % anual.

Hidrología lluviosa probabilidad de excedencia del 10% anual.

Hidrología media, calculada como la proyección estadística de los caudales afluentes.

- ✓ Se proyecta la demanda mensual de potencia y energía del sistema a nivel de subestación principal para lo cual se utilizan las previsiones realizadas por las empresas distribuidoras con la validación hecha por el CENACE.

Para cada mes, la demanda se representa mediante dos curvas típicas de carga, una representativa de días de trabajo y otra representativa de los días sábado, domingo y festivos.

- ✓ Para la operación de embalses se utilizan curvas típicas de 9 bloques y para la simulación del despacho se utilizan curvas con 24 bloques horarios.
- ✓ Se asume que no existen restricciones en el suministro oportuno y en volúmenes suficientes de combustibles para atender los requerimientos de la generación eléctrica.
- ✓ Los costos variables de producción (CVP) de las unidades térmicas se actualizan con base a la información declarada por los agentes durante el último mes previo a la realización de la simulación. Estos costos se mantienen constantes durante el periodo de simulación.

El cálculo de los CVP considera un rendimiento promedio de las plantas e incluye los costos por combustibles, transporte local, lubricantes, químicos, agua potable, servicios auxiliares, mantenimientos correctivos.

- ✓ Los periodos horarios considerados:

Demanda de Punta: desde las 17h00 hasta las 22h00 de lunes a domingo;

Demanda media: desde las 07h00 hasta las 17h00 de lunes a viernes; y,

Demanda base: las restantes horas de la semana.

Para los días festivos se considera horas de punta y base similares a las del día domingo.

- ✓ Las unidades termoeléctricas se representan por su potencia efectiva bruta (PEB) y su costo variable de producción en bornes de generador (CVP), tasa de salida forzadas (FOR) y consumo por servicios auxiliares (CAUX). Para cada unidad se calcula una potencia efectiva bruta equivalente descontando a la potencia efectiva bruta la tasa de salidas forzada.

$$\text{PEB equivalente} = \text{PEB} \times (1 - \text{FOR})$$

La potencia efectiva neta (PEN) se obtiene descontando los consumos por servicios auxiliares.

$$\text{PEN} = \text{PEB equivalente} \times (1 - \text{CAUX})$$

Una vez obtenida la solución, los resultados corresponden a las potencias brutas de generación, es decir, incluyendo el consumo por auxiliares.

- ✓ Se prevé una reserva rodante en las unidades de generación para Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) de 2.0% para periodo seco y de 3% para el periodo lluvioso, por lo que la generación máxima de las centrales hidroeléctricas o unidades termoeléctricas será la PEB equivalente menos la reserva rodante prevista. Por Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) se prevé una reserva rodante de 3.2% de la demanda máxima del sistema, la cual es asumida por la central Paute.
- ✓ El programa de mantenimiento para el periodo anual de simulación se estructura en base de la declaración efectuada por los agentes y validada por el CENACE. El programa de mantenimiento anual de las unidades de generación, especifica los días del mes en el que una unidad sale de servicio por mantenimiento y la potencia que queda indisponible. La

simulación representa esta indisponibilidad calculando para cada unidad la potencia media puesta a disposición (PMPD)

$$\text{PMPD} = \text{PEB equivalente} \times \text{días indisponibles} / \text{días del mes}$$

- ✓ Para el despacho, las unidades de los generadores privados de ECUAPOWER y ENERGYCORP no son consideradas.
- ✓ No se considera el ingreso de ninguna unidad adicional al grupo de generadores presentados en el anexo 5.
- ✓ No se considera la interconexión con Colombia.
- ✓ Se considera que persisten aún las restricciones operativas en las S/E Pascuales en el transformador ATU 230/138 kV; y en la S/E Salitral en el transformador ATQ 138/69 kV.
- ✓ El S.N.I. presenta requerimientos de generación de potencia activa y reactiva para mantener las condiciones de voltaje y seguridad en el sistema. Estos requerimientos son necesarios y diferentes para los periodos seco, que va desde el mes de octubre hasta marzo; y, lluvioso que va desde el mes de abril hasta septiembre.

Para determinar que generadores sincrónicos deben operar, se parte del despacho económico de generación activa y se analizan eléctricamente los puntos débiles y / o las áreas que presentan deficiencias de reactivos e inseguridad en el sistema.

Una vez detectada la necesidad de que operen los compensadores sincrónicos, tanto para días de trabajo como para los fines de semana y feriados, se cuantifica los mega vares requeridos para los dos periodos, valorándolos con sus respectivos costos fijos y variables, obteniéndose el costo total de la generación de potencia reactiva.

- ✓ Adicionalmente, cuando por calidad de servicio y / o seguridad, se requiere que operen unidades que no fueron despachadas económicamente, éstos sobre costos se determinan y se prorratan en relación a la demanda de energía activa del periodo, obteniéndose con ello el sobre costo correspondiente que debe incluirse en el Precio Referencial de Generación. Igual procedimiento se utiliza para el calculo del sobre costo, que por concepto de generación de potencia reactiva debe incluirse en el referido precio referencial.

Los resultados de la simulación que se utilizaran para el estudio a realizarse son:

Generación de las unidades hidráulicas y térmicas.

La estimación de los ingresos de las unidades por venta de energía.

Requerimientos de combustibles.

Precios estabilizados de la energía.

Para efectos de la liquidación de la potencia, se utilizó el menor valor entre, la potencia remunerable asignada a cada unidad hasta septiembre de 2001 y la potencia media puesta a disposición que se consideró para realizar la simulación. El precio unitario de potencia considerado para determinar los ingresos de cada generador fue de 5.66 US\$ / kWh – mes.

Los precios de los combustibles utilizados para la simulación son los determinados en mayo de 2001 por PETROCOMERCIAL

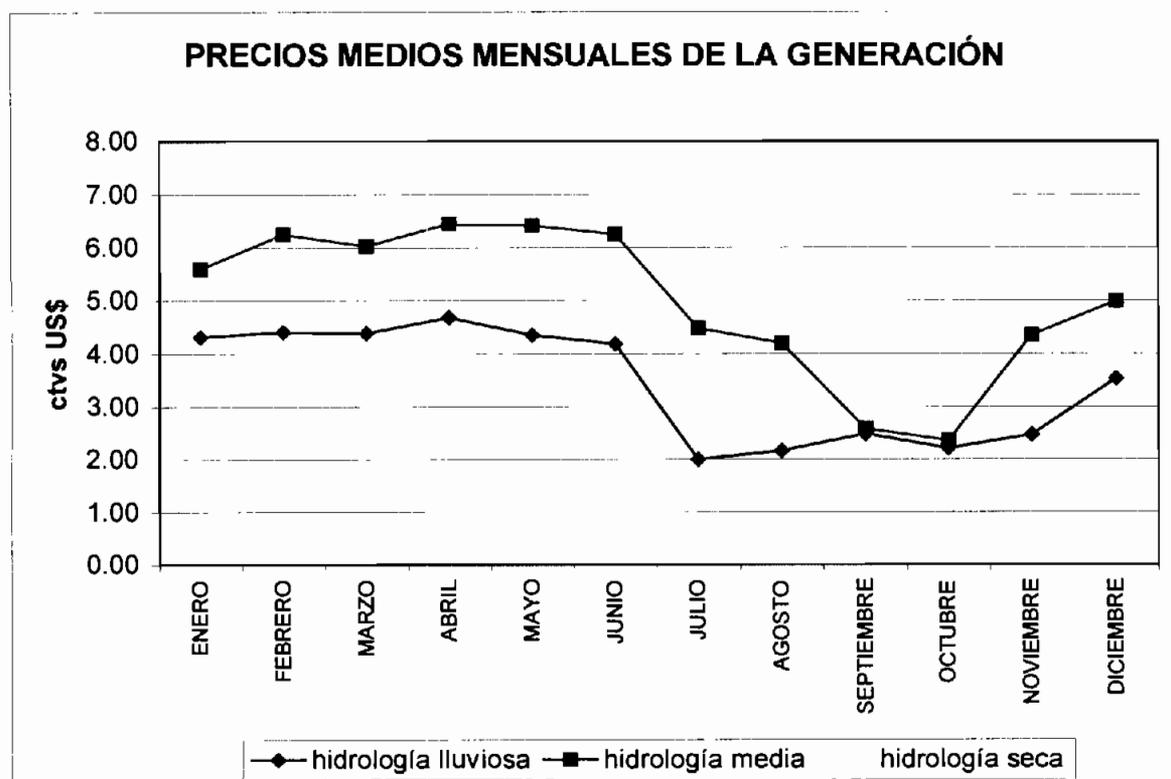
PRECIO DEL FUEL OIL	US\$ / GALÓN	22.33
PRECIO DEL DIESEL	US\$ / GALÓN	35.38

La demanda de energía proyectada fue de 11 237 GWh.

Los costos medios calculados se presentan a continuación para cada hidrología y se observa su evolución en la gráfica 5.5

Precios medios mensuales de la energía	hidrología lluviosa	hidrología media	hidrología seca
Año 2002	ctvs US\$ / kWh	ctvs US\$ / kWh	ctvs US\$ / kWh
ENERO	4,32	5,60	7,40
FEBRERO	4,41	6,26	7,40
MARZO	4,39	6,03	7,36
ABRIL	4,68	6,46	7,38
MAYO	4,35	6,42	7,41
JUNIO	4,19	6,25	7,38
JULIO	2,00	4,48	7,14
AGOSTO	2,16	4,20	7,26
SEPTIEMBRE	2,49	2,58	7,17
OCTUBRE	2,21	2,35	4,98
NOVIEMBRE	2,47	4,34	6,89
DICIEMBRE	3,53	4,99	7,20
PROMEDIO	3,43	5,00	7,08

CUADRO 5.4



GRÁFICA 5.5

Los resultados económicos obtenidos de la simulación se presentan para una hidrología lluviosa en el cuadro 5.5, para una hidrología seca en el cuadro 5.6 y para hidrología media en el cuadro 5.7

COMPARACIÓN DE LA RENTABILIDAD OBTENIDA PARA LA OPERACIÓN EN UNA HIDROLOGÍA LLUVIOSA POR LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES DEL MEM

		METODOLOGÍA DE COSTOS CONTABLES										METODOLOGÍA DE COSTOS MARGINALES						
AGENTE	Potencia instalada	Proyección de energía generada período Oct-01/Sep-02	Inversión	Vida útil	Anualidad	Odi M/año	Costos fijos anuales por kW instalado	Costos fijos anuales por instalación	Costos de producción de energía	Costo total de la energía	Facturación estimada en el mercado ocasional período Oct-01/Sep-02			Diferencia entre lo facturado en el mercado ocasional y lo que deberían recibir en un mercado con rentabilidad asignada de 21.2% US\$	Valores en porcentaje	TIR	PMPD	
	MW	GWh	US\$/W	Años	US\$	US\$/W/año	US\$/W/año	US\$	US\$	US\$	Energía US\$	Potencia y otros servicios adicionales* US\$	Total US\$	US\$				
HIDROPAUTE	1075	6,564.90	1000	50	112.56	7	119.56	128,524,160.25	6,564,900.00	135,089,060.25	205,788,300.00	27,286,937.59	233,075,237.59	97,986,177.34	172.53%	20.53%		
ELECTRO GUAYAS	TRINITARIA	133	733.00	700	20	89.06	33	122.06	16,233,348.76	29,440,658.32	45,674,007.09	32,094,100.00	8,096,064.00	40,190,164.00	-5,483,843.09	87.99%	3.17%	97.00%
	G. ZEVALLOS TV3	73	217.70	700	20	89.06	33	122.06	8,910,033.53	9,760,992.15	18,671,025.68	10,108,500.00	4,897,032.00	15,005,532.00	-3,665,493.68	80.37%	1.00%	99.91%
	G. ZEVALLOS TV2	73	132.70	700	20	89.06	33	122.06	8,910,033.53	6,123,592.23	15,033,625.76	6,311,500.00	4,897,032.00	11,208,532.00	-3,825,093.76	74.56%	0.40%	99.49%
	C. ENRIQUE GARCIA PARCUALES	92	0.00	400	15	56.24	14	70.24	6,462,224.46	0.00	6,462,224.46	0.00	6,044,880.00	6,044,880.00	-417,344.46	93.54%	9.70%	97.50%
	G. ZEVALLOS TG4	20	0.00	400	15	56.24	14	70.24	1,404,831.40	0.00	1,404,831.40	0.00	1,141,056.00	1,141,056.00	-263,775.40	81.22%	6.70%	84.00%
	TOTAL	391	1,079.40								87,245,714.39	48,514,100.00	25,076,064.00	73,590,164.00	-13,655,550.39	84.35%		
HIDROAGOYAN	160	1,009.40	1000	50	112.56	7	119.56	19,129,177.34	1,009,400.00	20,138,577.34	31,577,200.00	5,981,173.04	37,558,373.04	17,419,795.70	186.50%	22.72%		
HIDRONACION	208	741.50	1000	50	112.56	7	119.56	24,867,930.54	741,500.00	25,609,430.54	29,391,000.00	9,970,204.87	39,361,204.87	13,751,774.33	153.70%	17.86%		
TERMO ESMERALDAS	125	608.00	700	20	89.06	33	122.06	15,256,906.73	23,794,856.95	39,051,763.68	26,665,000.00	8,394,912.00	35,059,912.00	-3,991,851.68	89.78%	5.20%	99.70%	
HIDROPUCARA	74	283.20	1000	50	112.56	7	119.56	8,847,244.52	283,200.00	9,130,444.52	10,803,200.00	3,450,223.62	14,253,423.62	5,122,979.10	156.11%	18.70%		
CENTRAL GUALBERTO HERNÁNDEZ	UNIDAD 1	5.6	1.40	600	20	76.33	33	109.33	612,265.22	58,855.90	671,121.12	73,400.00	353,184.00	426,584.00	-244,537.12	63.56%	0.80%	93.00%
	UNIDAD 2	5.6	0.90	600	20	76.33	33	109.33	612,265.22	53,305.10	665,570.32	67,300.00	353,184.00	420,484.00	-245,086.32	63.18%	0.80%	93.00%
	UNIDAD 3	5.6	1.00	600	20	76.33	33	109.33	612,265.22	48,177.48	660,442.70	59,900.00	353,184.00	413,084.00	-247,358.70	62.55%	0.70%	93.00%
	UNIDAD 4	5.6	1.10	600	20	76.33	33	109.33	612,265.22	47,862.84	660,128.06	56,300.00	353,184.00	409,484.00	-250,644.06	62.03%	0.50%	93.00%
	UNIDAD 5	5.6	0.90	600	20	76.33	33	109.33	612,265.22	53,530.53	665,795.75	62,900.00	353,184.00	416,084.00	-249,711.75	62.49%	0.50%	93.00%
	UNIDAD 6	5.6	1.00	600	20	76.33	33	109.33	612,265.22	64,236.64	676,501.86	73,500.00	353,184.00	426,684.00	-249,817.86	63.07%	0.50%	93.00%
	TOTAL	33.6	6.30								3,999,559.80	393,300.00	2,119,104.00	2,512,404.00	-1,487,155.80	62.82%		

* Servicios adicionales como: RSF, arranque de unidades turbo vapor

COMPARACIÓN DE LA RENTABILIDAD OBTENIDA PARA LA OPERACIÓN EN UNA HIDROLOGÍA LLUVIOSA POR LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES DEL MEM

			METODOLOGÍA DE COSTOS CONTABLES								METODOLOGÍA DE COSTOS MARGINALES							
AGENTE	Potencia instalada	Proyección de energía generada periodo Oct-01/Sep-02	Inversión	Vida útil	Anualidad	O&M/año	Costos fijos anuales por kW instalado	Costos fijos anuales por instalación	Costos de producción de energía	Costo total de la energía	Facturación estimada en el mercado ocasional periodo Oct-01/Sep-02			Diferencia entre lo facturado en el mercado ocasional y lo que deberían recibir en su mercado con rentabilidad esperada de 11.2% US\$	Valores en porcentaje	TIR	PMPD	
	MW	GWh	US\$/W	Años	US\$	US\$/W/año	US\$/W/año	US\$	US\$	US\$	Energía US\$	Potencia y otros servicios adicionales* US\$	Total US\$					
CENTRAL TÉRMICA GUANGOPOLO	UNIDAD 1	5.2	1.20	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	69,134.15	637,666.14	76,400.00	163,008.00	239,408.00	-398,258.14	37.54%	-0.52%	93.00%
	UNIDAD 2	5.2	0.80	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	47,873.13	616,405.11	57,700.00	319,224.00	372,924.00	-243,481.11	60.50%	-0.18%	93.00%
	UNIDAD 3	5.2	1.10	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	53,304.66	621,836.65	61,100.00	319,224.00	380,324.00	-241,512.65	61.16%	-0.10%	93.00%
	UNIDAD 4	5.2	0.90	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	53,184.49	621,716.47	59,500.00	319,224.00	378,724.00	-242,992.47	60.92%	-0.20%	93.00%
	UNIDAD 5	5.2	1.30	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	186,328.00	754,859.99	186,328.00	319,224.00	505,552.00	-249,307.99	66.97%	-0.52%	93.00%
	UNIDAD 6	5.2	0.90	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	49,885.91	618,417.89	57,100.00	305,640.00	362,740.00	-255,677.89	58.66%	-0.90%	93.00%
	TOTAL	31.2	8.20								3,870,902.26	494,128.00	1,745,544.00	2,239,672.00	-1,631,230.25	57.86%		
ELECTROQUIL	UNIDAD 1	44	0.00	400	15	56.24	14	70.24	3,090,629.09	0.00	3,090,629.09	0.00	2,839,056.00	2,839,056.00	-251,573.09	91.86%	9.30%	95.00%
	UNIDAD 2	44	0.40	400	15	56.24	14	70.24	3,090,629.09	27,234.32	3,117,863.40	28,000.00	2,580,960.00	2,608,960.00	-508,903.40	83.68%	7.25%	95.00%
	UNIDAD 3	44	0.10	400	15	56.24	14	70.24	3,090,629.09	6,853.79	3,097,482.87	7,600.00	2,839,056.00	2,846,656.00	-250,826.87	91.90%	9.30%	95.00%
	UNIDAD 4	44	1.30	400	15	56.24	14	70.24	3,090,629.09	87,932.28	3,178,561.36	91,700.00	2,839,056.00	2,930,756.00	-247,805.36	92.20%	9.33%	95.00%
	TOTAL	176	1.80								122,020.38	12,484,536.73	127,300.00	11,098,128.00	11,225,428.00	-1,259,108.73	89.91%	

* Servicios adicionales como: RSF, arranque de unidades turbo vapor

COMPARACIÓN DE LA RENTABILIDAD OBTENIDA PARA LA OPERACIÓN EN UNA HIDROLOGÍA LLUVIOSA POR LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES DEL MEM

			METODOLOGÍA DE COSTOS CONTABLES								METODOLOGÍA DE COSTOS MARGINALES							
AGENTE	Potencia instalada	Proyección de energía generada periodo Oct-01/Sep-02	Inversión	Vida útil	Amortizad	O&M/año	Costos fijos anuales por kW instalado	Costos fijos anuales por instalación	Costos de producción de energía	Costo total de la energía	Facturación estimada en el mercado ocasional periodo Oct-01/Sep-02			Utilización más la facturada en el mercado ocasional y la que debería resultar en un mercado con rentabilidad esperada de 11.2% (1.2)	Valores en porcentaje	TIR	PMPD	
	MW	GWh	US\$/kW	Años	US\$	US\$/kW/año	US\$/kW/año	US\$	US\$	US\$	Energía US\$	Potencia y otros servicios adicionales* US\$	Total US\$					
ELECTRO ECUADOR	ÁLVARO TINAJERO 1 GAS	35	4.60	400	15	56.24	14	70.24	2,458,454.96	283,847.36	2,742,302.31	302,600.00	2,360,559.60	2,663,159.60	-79,142.71	97.11%	10.46%	99.50%
	ÁLVARO TINAJERO 2 GAS	34	0.00	400	15	56.24	14	70.24	2,388,213.39	0.00	2,388,213.39	0.00	2,293,115.04	2,293,115.04	-95,098.35	96.02%	10.28%	99.30%
	ANÍBAL SANTOS 1 GAS	20	0.00	400	15	56.24	14	70.24	1,404,831.40	0.00	1,404,831.40	0.00	1,086,720.00	1,086,720.00	-318,111.40	77.36%	5.68%	97.70%
	ANÍBAL SANTOS 2 GAS	20	0.00	400	15	56.24	14	70.24	1,404,831.40	0.00	1,404,831.40	0.00	1,100,304.00	1,100,304.00	-304,527.40	78.32%	5.93%	97.70%
	ANÍBAL SANTOS 3 GAS	14	0.00	400	15	56.24	14	70.24	983,381.98	0.00	983,381.98	0.00	929,009.76	929,009.76	-54,372.22	94.47%	9.92%	97.70%
	ANÍBAL SANTOS 5 GAS	18	0.00	400	15	56.24	14	70.24	1,264,348.26	0.00	1,264,348.26	0.00	1,175,016.00	1,175,016.00	-89,332.26	92.93%	9.56%	96.40%
	ANÍBAL SANTOS 6 GAS	18	0.00	400	15	56.24	14	70.24	1,264,348.26	0.00	1,264,348.26	0.00	1,175,016.00	1,175,016.00	-89,332.26	92.93%	9.56%	96.40%
	ANÍBAL SANTOS VAPOR	33.5	0.00	700	20	89.06	33	122.06	4,088,851.00	0.00	4,088,851.00	0.00	2,229,813.60	2,229,813.60	-1,859,037.40	54.53%	-0.40%	98.00%
	PLANTA GUAYAQUIL 1	5.25	0.00	700	20	89.06	33	122.06	640,790.08	0.00	640,790.08	0.00	327,126.49	327,126.49	-313,663.59	51.05%	-1.60%	91.74%
	PLANTA GUAYAQUIL 2	5.25	0.00	700	20	89.06	33	122.06	640,790.08	0.00	640,790.08	0.00	332,808.00	332,808.00	-307,982.08	51.94%	-1.30%	94.55%
	PLANTA GUAYAQUIL 3	10.5	0.00	700	20	89.06	33	122.06	1,281,580.17	0.00	1,281,580.17	0.00	638,448.00	638,448.00	-643,132.17	49.82%	-2.10%	95.92%
	PLANTA GUAYAQUIL 4	10.5	0.00	700	20	89.06	33	122.06	1,281,580.17	0.00	1,281,580.17	0.00	634,783.72	634,783.72	-646,796.45	49.55%	-2.22%	89.01%
	TOTAL	224	4.60									19,385,848.51	302,600.00	14,282,720.21	14,585,320.21	-4,800,528.31	75.24%	
ELECTROCENTRAL EL DESCANZO	UNIDAD 1	4.3	3.30	600	20	76.33	33	109.33	470,132.22	154,945.51	625,077.73	172,300.00	190,176.00	362,476.00	-262,601.73	57.99%	-5.80%	93.00%
	UNIDAD 2	3.6	3.50	600	20	76.33	33	109.33	393,599.07	164,139.13	557,738.20	178,300.00	190,176.00	368,476.00	-189,262.20	66.07%	-4.70%	93.00%
	UNIDAD 3	4.3	2.80	600	20	76.33	33	109.33	470,132.22	131,426.07	601,558.29	145,500.00	190,176.00	335,676.00	-265,882.29	55.80%	-6.10%	93.00%
	UNIDAD 4	4.3	4.20	600	20	76.33	33	109.33	470,132.22	192,539.49	662,671.72	212,000.00	190,176.00	402,176.00	-260,495.72	60.69%	-5.50%	93.00%
	TOTAL	16.5	13.80									2,447,045.94	708,100.00	760,704.00	1,468,804.00	-978,241.94	60.02%	

* Servicios adicionales como: RSF, arranque de unidades turbo vapor

CUADRO 5.5

COMPARACIÓN DE LA RENTABILIDAD OBTENIDA PARA LA OPERACIÓN EN UNA HIDROLOGÍA SECA POR LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES DEL MEM

			METODOLOGÍA DE COSTOS CONTABLES								METODOLOGÍA DE COSTOS MARGINALES							
AGENTE	Potencia instalada	Proyección de energía generada periodo Oct-01/Sep-02	Inversión	Vida útil	Anualidad	O&M/año	Costos fijos anuales por kW instalado	Costos fijos anuales por instalación	Costos de producción de energía	Costo total de la energía	Facturación estimada en el mercado ocasional periodo Oct-01/Sep-02			Diferencia entre la facturación en el mercado ocasional y la que debería recibir en un mercado con rentabilidad asegurada de 11.2% US\$	Valores en porcentaje	TIR	PMPD	
	MW	GWh	US\$/kW	Años	US\$	US\$/año	US\$/año	US\$	US\$	US\$	Energía US\$	Potencia y otros servicios adicionales* US\$	Total US\$					
HIDROPAUTE	1075	3,473.40	1000	50	112.56	7	119.56	128,574,160.25	3,473,400.00	131,997,560.25	240,366,700.00	27,286,937.59	267,653,637.59	135,656,077.34	202.77%	23.87%		
ELECTRO GUAYAS	TRINITARIA	133	939.80	700	20	89.06	33	122.06	16,233,348.76	37,597,949.03	53,831,297.80	66,037,800.00	8,096,064.00	74,133,864.00	20,302,566.20	137.72%	34.43%	97.00%
	G. ZEVALLOS TV3	73	555.50	700	20	89.06	33	122.06	8,910,033.53	25,254,919.13	34,164,952.66	39,258,000.00	4,897,032.00	44,155,032.00	9,990,079.34	129.24%	32.15%	99.91%
	G. ZEVALLOS TV2	73	547.60	700	20	89.06	33	122.06	8,910,033.53	25,288,681.04	34,198,714.57	39,518,000.00	4,897,032.00	44,415,032.00	10,216,317.43	129.87%	32.60%	99.49%
	C. ENRIQUE GARCÍA PASCUALES	92	129.60	400	15	56.24	14	70.24	6,462,224.46	9,707,359.03	16,169,583.48	9,769,715.98	6,044,880.00	15,814,595.98	-354,987.51	97.80%	9.93%	97.50%
	G. ZEVALLOS TG4	20	0.00	400	15	56.24	14	70.24	1,404,831.40	0.00	1,404,831.40	0.00	1,141,056.00	1,141,056.00	-263,775.40	81.22%	6.70%	84.00%
	TOTAL	391	2,172.50								139,769,379.92	154,583,515.98	25,076,064.00	179,659,579.98	39,890,200.06	128.54%		
HIDROAGOYAN	160	904.30	1000	50	112.56	7	119.56	19,129,177.34	904,300.00	20,033,477.34	63,411,600.00	5,981,173.04	69,392,773.04	49,359,295.70	346.38%	42.10%		
HIDRONACION	208	325.80	1000	50	112.56	7	119.56	24,867,930.54	325,800.00	25,193,730.54	23,425,200.00	9,970,204.87	33,395,404.87	8,201,674.33	132.55%	15.18%		
TERMO ESMERALDAS	125	926.90	700	20	89.06	33	122.06	15,256,906.73	36,515,650.50	51,772,557.24	65,200,800.00	8,394,912.00	73,595,712.00	21,823,154.76	142.15%	37.50%	99.70%	
HIDROPUCARA	74	141.20	1000	50	112.56	7	119.56	8,847,244.52	141,200.00	8,988,444.52	10,393,500.00	3,450,223.62	13,843,723.62	4,855,279.10	154.02%	18.33%		
CENTRAL GUALBERTO HERNÁNDEZ	UNIDAD 1	5.6	41.10	600	20	76.33	33	109.33	612,265.22	2,199,070.39	2,811,335.61	2,968,300.00	353,184.00	3,321,484.00	510,148.39	118.15%	27.66%	93.00%
	UNIDAD 2	5.6	41.20	600	20	76.33	33	109.33	612,265.22	2,196,170.25	2,808,435.47	2,997,100.00	353,184.00	3,350,284.00	541,848.53	119.29%	28.65%	93.00%
	UNIDAD 3	5.6	41.30	600	20	76.33	33	109.33	612,265.22	2,210,811.01	2,823,076.23	2,989,400.00	353,184.00	3,342,584.00	519,507.77	118.40%	27.97%	93.00%
	UNIDAD 4	5.6	41.90	600	20	76.33	33	109.33	612,265.22	2,228,280.98	2,840,546.20	3,007,200.00	353,184.00	3,360,384.00	519,837.80	118.30%	27.90%	93.00%
	UNIDAD 5	5.6	41.60	600	20	76.33	33	109.33	612,265.22	2,226,870.17	2,839,135.39	2,990,500.00	353,184.00	3,343,684.00	504,548.61	117.77%	27.52%	93.00%
	UNIDAD 6	5.6	41.80	600	20	76.33	33	109.33	612,265.22	2,237,576.28	2,849,841.50	2,977,800.00	353,184.00	3,330,984.00	481,142.50	116.88%	26.78%	93.00%
	TOTAL	33.6	248.90								16,972,370.40	17,930,300.00	2,119,104.00	20,049,404.00	3,077,033.60	118.13%		

* Servicios adicionales como: RSF, arranque y parada de unidades turbo vapor.

CUADRO 5.6

COMPARACIÓN DE LA RENTABILIDAD OBTENIDA PARA LA OPERACIÓN EN UNA HIDROLOGÍA SECA POR LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES DEL MEM

			METODOLOGÍA DE COSTOS CONTABLES								METODOLOGÍA DE COSTOS MARGINALES							
AGENTE	Potencia instalada	Proyección de energía generada periodo Oct-01/Sep-02	Inversión	Vida útil	Anualidad	O&M/año	Costos fijos anuales por kW instalado	Costos fijos anuales por instalación	Costos de producción de energía	Costo total de la energía	Facturación estimada en el mercado ocasional periodo Oct-01/Sep-02			Diferencial entre la facturación en el mercado ocasional y la que debería recibir en un mercado con rentabilidad asegurada de 11.2% US\$	Valores en porcentaje	TUR	PMPD	
	MW	GWh	US\$/kW	Años	US\$	US\$/kW/año	US\$/kW/año	US\$	US\$	US\$	Energía US\$	Potencia y otros servicios adicionales* US\$	Total US\$					
CENTRAL TÉRMICA GUANGOPOLO	UNIDAD 1	5.2	40.00	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	2,127,204.51	2,695,736.50	2,858,400.00	163,008.00	3,021,408.00	325,671.50	112.08%	22.75%	93.00%
	UNIDAD 2	5.2	35.70	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	1,898,967.33	2,467,499.32	2,551,000.00	319,224.00	2,870,224.00	402,724.68	116.32%	25.33%	93.00%
	UNIDAD 3	5.2	38.80	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	2,068,220.67	2,636,752.66	2,752,400.00	319,224.00	3,071,624.00	434,871.34	116.49%	26.40%	93.00%
	UNIDAD 4	5.2	36.10	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	1,919,959.93	2,488,491.92	2,535,900.00	319,224.00	2,855,124.00	366,632.08	114.73%	24.15%	93.00%
	UNIDAD 5	5.2	33.60	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	2,158,834.80	2,727,366.78	2,377,000.00	319,224.00	2,696,224.00	-31,142.78	98.86%	9.97%	93.00%
	UNIDAD 6	5.2	38.00	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	2,106,293.81	2,674,825.80	2,756,000.00	305,640.00	3,061,640.00	386,814.20	114.46%	24.82%	93.00%
	TOTAL	31.2	222.20								15,690,672.98	15,830,700.00	1,745,544.00	17,576,244.00	1,885,571.02	112.02%		
ELECTROQUIL	UNIDAD 1	44	290.30	400	15	56.24	14	70.24	3,090,629.09	19,635,953.63	22,726,582.72	21,166,500.00	2,839,056.00	24,005,556.00	1,278,973.28	105.63%	19.92%	95.00%
	UNIDAD 2	44	260.80	400	15	56.24	14	70.24	3,090,629.09	17,756,774.57	20,847,403.66	18,390,200.00	2,580,960.00	20,971,160.00	123,756.34	100.59%	12.10%	95.00%
	UNIDAD 3	44	210.70	400	15	56.24	14	70.24	3,090,629.09	14,537,585.63	17,628,214.72	15,556,100.00	2,839,056.00	18,395,156.00	766,941.28	104.35%	16.57%	95.00%
	UNIDAD 4	44	217.30	400	15	56.24	14	70.24	3,090,629.09	14,893,280.60	17,983,909.68	16,651,700.00	2,839,056.00	19,490,756.00	1,506,846.32	108.38%	21.38%	95.00%
	TOTAL	176	979.10								66,823,594.44	79,186,110.78	71,764,500.00	11,098,128.00	82,862,628.00	3,676,517.22	104.64%	

* Servicios adicionales como: RSF, arranque y parada de unidades turbo vapor.

CUADRO 5.6

COMPARACIÓN DE LA RENTABILIDAD OBTENIDA PARA LA OPERACIÓN EN UNA HIDROLOGÍA SECA POR LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES DEL MEM

			METODOLOGÍA DE COSTOS CONTABLES								METODOLOGÍA DE COSTOS MARGINALES								
AGENTE	Potencia instalada	Proyección de energía generada periodo Oct-01/Sep-02	Inversión	Vida útil	Anualidad	O&M/año	Costos fijos anuales por kW instalado	Costos fijos anuales por instalación	Costos de producción de energía	Costo total de la energía	Facturación estimada en el mercado ocasional periodo Oct-01/Sep-02			Diferencia entre lo facturado en el mercado ocasional y lo que deberían recibir en un mercado con rentabilidad segura de 11.2% US\$	Valores en porcentaje	TIR	FMPD		
	MW	GWh	US\$/W	Años	US\$	US\$/kW/año	US\$/kW/año	US\$	US\$	US\$	Energía US\$	Potencia y otros servicios adicionales* US\$	Total US\$						
ELECTRO ECUADOR	ÁLVARO TINAJERO 1 GAS	35	262.20	400	15	56.24	14	70.24	2,458,454.96	16,538,839.34	18,997,294.30	19,066,000.00	2,360,559.60	21,426,559.60	2,429,265.30	112.75%	30.85%	99.30%	
	ÁLVARO TINAJERO 2 GAS	34	0.00	400	15	56.24	14	70.24	2,388,213.39	0.00	2,388,213.39	0.00	2,293,115.04	2,293,115.04	-95,098.35	96.02%	10.28%	99.30%	
	ANÍBAL SANTOS 1 GAS	20	0.00	400	15	56.24	14	70.24	1,404,831.40	0.00	1,404,831.40	0.00	1,086,720.00	1,086,720.00	-318,111.40	77.36%	5.68%	97.70%	
	ANÍBAL SANTOS 2 GAS	20	0.00	400	15	56.24	14	70.24	1,404,831.40	0.00	1,404,831.40	0.00	1,100,304.00	1,100,304.00	-304,527.40	78.32%	5.93%	97.70%	
	ANÍBAL SANTOS 3 GAS	14	0.00	400	15	56.24	14	70.24	983,381.98	0.00	983,381.98	0.00	929,009.76	929,009.76	-54,372.22	94.47%	9.92%	97.70%	
	ANÍBAL SANTOS 5 GAS	18	0.00	400	15	56.24	14	70.24	1,264,348.26	0.00	1,264,348.26	0.00	1,175,016.00	1,175,016.00	-89,332.26	92.93%	9.57%	96.40%	
	ANÍBAL SANTOS 6 GAS	18	0.00	400	15	56.24	14	70.24	1,264,348.26	0.00	1,264,348.26	0.00	1,175,016.00	1,175,016.00	-89,332.26	92.93%	9.57%	96.40%	
	ANÍBAL SANTOS VAPOR	33.5	245.10	700	20	89.06	33	122.06	4,088,851.00	12,921,273.23	17,010,124.23	17,372,100.00	2,229,813.60	19,601,913.60	2,591,789.37	115.24%	23.42%	98.00%	
	PLANTA GUAYAQUIL 1	5.25	35.60	700	20	89.06	33	122.06	640,790.08	2,210,922.47	2,851,712.55	2,565,600.00	327,126.49	2,892,726.49	41,013.94	101.44%	12.53%	91.74%	
	PLANTA GUAYAQUIL 2	5.25	36.60	700	20	89.06	33	122.06	640,790.08	2,308,961.14	2,949,751.23	2,639,100.00	332,808.00	2,971,908.00	22,156.77	100.75%	11.92%	94.55%	
	PLANTA GUAYAQUIL 3	10.5	72.20	700	20	89.06	33	122.06	1,281,580.17	4,618,594.01	5,900,174.18	5,249,300.00	638,448.00	5,887,748.00	-12,426.18	99.79%	11.00%	95.92%	
	PLANTA GUAYAQUIL 4	10.5	71.10	700	20	89.06	33	122.06	1,281,580.17	4,605,343.98	5,886,924.15	5,180,400.00	634,783.72	5,815,183.72	-71,740.43	98.78%	10.00%	89.01%	
	TOTAL	224	722.80									62,305,935.34	52,072,500.00	14,282,720.21	66,355,220.21	4,049,284.87	106.50%		
	ELECAUSTRO CENTRAL EL DESCANBO	UNIDAD 1	4.3	30.50	600	20	76.33	33	109.33	470,132.22	1,432,072.14	1,902,204.36	2,160,400.00	190,176.00	2,350,576.00	448,371.64	123.57%	29.94%	93.00%
UNIDAD 2		3.6	33.70	600	20	76.33	33	109.33	393,599.07	1,580,425.32	1,974,024.39	2,387,900.00	190,176.00	2,578,076.00	604,051.61	130.60%	40.64%	93.00%	
UNIDAD 3		4.3	26.10	600	20	76.33	33	109.33	470,132.22	1,225,078.76	1,695,210.98	1,839,900.00	190,176.00	2,030,076.00	334,865.02	119.75%	25.41%	93.00%	
UNIDAD 4		4.3	31.30	600	20	76.33	33	109.33	470,132.22	1,434,877.66	1,905,009.88	2,192,900.00	190,176.00	2,383,076.00	478,066.12	125.10%	31.11%	93.00%	
TOTAL		16.5	121.60									7,476,449.60	8,581,100.00	760,704.00	9,341,804.00	1,865,354.40	124.95%		

* Servicios adicionales como: RSF, arranque y parada de unidades turbo vapor.

CUADRO 5.6

COMPARACIÓN DE LA RENTABILIDAD OBTENIDA PARA LA OPERACIÓN EN UNA HIDROLOGÍA MEDIA POR LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES DEL MEM

			METODOLOGÍA DE COSTOS CONTABLES								METODOLOGÍA DE COSTOS MARGINALES							
AGENTE	Potencia instalada	Proyección de energía generada periodo Oct-01/Sep-02	Inversión	Vida útil	Anualidad	O&M/año	Costos fijos anuales por kW instalado	Costos fijos anuales por instalación	Costos de producción de energía	Costo total de la energía	Facturación estimada en el mercado ocasional periodo Oct-01/Sep-02			Diferencia entre la facturación en el mercado ocasional y la que deberían recibir en un mercado con rentabilidad asegurada de 11.2% US\$	Valores en porcentaje	TIR	PMPD	
	MW	GWh	US\$/kW	Años	US\$	US\$/kW/año	US\$/kW/año	US\$	US\$	US\$	Energía US\$	Potencia y otros servicios adicionales* US\$	Total US\$					
HIDROPAUTE	1075	5,434.20	1000	50	112.56	7	119.56	128,524,160.25	5,434,200.00	133,958,360.25	244,974,500.00	27,286,937.59	272,261,437.59	138,303,077.34	203.24%	24.12%		
ELECTRO GUAYAS	TRINITARIA	133	848.90	700	20	89.06	33	122.06	16,233,348.76	33,961,373.63	50,194,722.39	45,879,100.00	8,096,064.00	33,975,164.00	3,780,441.61	107.53%	15.90%	97.00%
	G. ZEVALLOS TVJ	73	442.20	700	20	89.06	33	122.06	8,910,033.53	20,103,915.82	29,013,949.36	25,328,000.00	4,897,032.00	30,225,032.00	1,211,082.64	104.17%	13.99%	99.91%
	G. ZEVALLOS TV2	73	409.90	700	20	89.06	33	122.06	8,910,033.53	18,929,566.03	27,839,599.56	23,884,100.00	4,897,032.00	28,781,132.00	941,532.44	105.38%	13.38%	99.49%
	C. ENRIQUE GARCIA PANCUALES	92	0.00	400	15	56.24	14	70.24	6,462,224.46	0.00	6,462,224.46	0.00	6,044,880.00	6,044,880.00	-417,344.46	93.54%	9.70%	97.50%
	G. ZEVALLOS TG4	20	0.00	400	15	56.24	14	70.24	1,404,831.40	0.00	1,404,831.40	0.00	1,141,056.00	1,141,056.00	-263,775.40	81.22%	6.70%	84.00%
	TOTAL	391	1,701.00								114,915,327.16	95,091,200.00	24,018,558.47	119,109,758.47	4,194,431.31	103.65%		
HIDROAGOYAN	160	949.50	1000	50	112.56	7	119.56	19,129,177.34	949,500.00	20,078,677.34	45,413,000.00	5,981,173.04	51,394,173.04	31,315,495.70	255.96%	30.84%		
HIDRONACION	208	594.60	1000	50	112.56	7	119.56	24,867,930.54	594,600.00	25,462,530.54	32,514,500.00	9,970,204.87	42,484,704.87	17,022,174.33	166.85%	19.43%		
TERMO ESMERALDAS	125	846.90	700	20	89.06	33	122.06	15,256,906.73	33,364,013.82	48,620,920.55	46,667,000.00	8,394,912.00	55,061,912.00	6,440,991.45	113.25%	19.51%	99.70%	
HIDROPUCARA	74	222.50	1000	50	112.56	7	119.56	8,847,244.52	222,500.00	9,069,744.52	12,628,700.00	3,450,223.62	16,078,923.62	7,009,179.10	177.28%	21.32%		
CENTRAL GUALBERTO HERNÁNDEZ	UNIDAD 1	5.6	19.60	600	20	76.33	33	109.33	612,265.22	1,048,705.10	1,660,970.32	1,243,400.00	353,184.00	1,596,584.00	-64,386.32	96.12%	8.81%	93.00%
	UNIDAD 2	5.6	20.00	600	20	76.33	33	109.33	612,265.22	1,066,102.06	1,678,367.28	1,262,900.00	353,184.00	1,616,084.00	-62,283.28	96.29%	8.89%	93.00%
	UNIDAD 3	5.6	18.90	600	20	76.33	33	109.33	612,265.22	1,011,727.07	1,623,992.29	1,197,100.00	353,184.00	1,550,284.00	-73,708.29	95.46%	8.45%	93.00%
	UNIDAD 4	5.6	22.30	600	20	76.33	33	109.33	612,265.22	1,185,934.75	1,798,199.96	1,379,400.00	353,184.00	1,732,584.00	-65,615.96	96.31%	8.76%	93.00%
	UNIDAD 5	5.6	20.50	600	20	76.33	33	109.33	612,265.22	1,097,375.93	1,709,641.14	1,297,600.00	353,184.00	1,650,784.00	-58,857.14	96.56%	9.09%	93.00%
	UNIDAD 6	5.6	19.80	600	20	76.33	33	109.33	612,265.22	1,059,904.55	1,672,169.77	1,242,400.00	353,184.00	1,595,584.00	-76,585.77	95.42%	8.33%	93.00%
	TOTAL	33.6	121.10								10,143,340.77	7,622,800.00	2,119,104.00	9,741,904.00	-401,436.77	96.04%		

*Servicios adicionales como: RSF, arranque de unidades turbo vapor.

CUADRO 5.7

COMPARACIÓN DE LA RENTABILIDAD OBTENIDA PARA LA OPERACIÓN EN UNA HIDROLOGÍA MEDIA POR LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES DEL MEM

			METODOLOGÍA DE COSTOS CONTABLES								METODOLOGÍA DE COSTOS MARGINALES							
AGENTE	Potencia instalada	Proyección de energía generada período Oct-01/Sep-02	Inversión	Vida útil	Averosidad	O&M/año	Costos fijos anuales por kW instalado	Costos fijos anuales por instalación	Costos de producción de energía	Costo total de la energía	Facturación estimada en el mercado ocasional período Oct-01/Sep-02			Diferencia entre la facturación en el mercado ocasional y la que deberían recibir en un mercado con rentabilidad esperada de 11.2% US\$	Valores en porcentaje	TIR	PMPD	
	MW	GWh	US\$/kW	Años	US\$	US\$/kW/año	US\$/kW/año	US\$	US\$	US\$	Energía US\$	Potencia y otros servicios adicionales* US\$	Total US\$					
CENTRAL TÉRMICA GUANGUPOLO	UNIDAD 1	5.2	20.40	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	1,084,874.30	1,653,406.29	1,268,400.00	163,008.00	1,431,408.00	-221,998.29	86.57%	1.20%	93.00%
	UNIDAD 2	5.2	20.00	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	1,063,847.24	1,632,379.23	1,247,800.00	319,224.00	1,567,024.00	-65,355.23	96.00%	8.57%	93.00%
	UNIDAD 3	5.2	19.70	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	1,050,101.73	1,618,633.72	1,224,600.00	319,224.00	1,543,824.00	-74,809.72	95.38%	8.18%	93.00%
	UNIDAD 4	5.2	20.30	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	1,079,645.06	1,648,177.05	1,254,500.00	319,224.00	1,573,724.00	-74,453.05	95.48%	8.20%	93.00%
	UNIDAD 5	5.2	16.20	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	1,040,866.78	1,609,398.77	1,040,866.78	319,224.00	1,360,090.78	-249,307.99	84.51%	-0.51%	93.00%
	UNIDAD 6	5.2	14.90	600	20	76.33	33	109.33	568,531.99	825,888.89	1,394,420.88	969,700.00	305,640.00	1,275,340.00	-119,080.88	91.46%	6.26%	93.00%
	TOTAL	31.2	111.50								9,556,415.93	7,005,866.78	1,745,544.00	8,751,410.78	-805,005.15	91.58%		
ELECTROQUIL	UNIDAD 1	44	2.10	400	15	56.24	14	70.24	3,090,629.09	142,044.45	3,232,673.53	144,600.00	2,839,056.00	2,983,656.00	-249,017.53	92.30%	9.32%	95.00%
	UNIDAD 2	44	0.00	400	15	56.24	14	70.24	3,090,629.09	0.00	3,090,629.09	0.00	2,580,960.00	2,580,960.00	-509,669.09	83.51%	7.26%	95.00%
	UNIDAD 3	44	4.50	400	15	56.24	14	70.24	3,090,629.09	310,484.74	3,401,113.83	321,800.00	2,839,056.00	3,160,856.00	-240,257.83	92.94%	9.39%	95.00%
	UNIDAD 4	44	13.40	400	15	56.24	14	70.24	3,090,629.09	918,407.55	4,009,036.63	948,500.00	2,839,056.00	3,787,556.00	-221,480.63	94.48%	9.54%	95.00%
	TOTAL	176	20.00								13,709,367.4	13,733,453.08	1,414,900.00	11,098,128.00	12,513,028.00	-1,220,425.08	91.11%	

*Servicios adicionales como: R&F, arranque de unidades turbo vapor

CUADRO 5.7

COMPARACIÓN DE LA RENTABILIDAD OBTENIDA PARA LA OPERACIÓN EN UNA HIDROLOGÍA MEDIA POR LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES DEL MEM																			
AGENTE	Proceso instalable	Proyección de energía generada período Oct-01/Sept-02	Invertible	Vida útil	Anualidad	Och/Mbo	Costos fijos instalables	Costos fijos anuales por instalación	Costos de producción de energía	Costo total de la energía	METODOLOGÍA DE COSTOS CONTABLES			METODOLOGÍA DE COSTOS MARGINALES			TR	Variación en porcentaje	PMPO
											MTW	GWh	US\$/kW	US\$/Mbo	US\$/Mbo	US\$/Mbo			
ELECTRO ECUADOR	ÁLVARO TINAJERO 1 GAS	35	78.40	400	56.24	14	70.24	2,458,454.96	4,945,251.73	7,403,706.69	5,283,900.00	0.00	2,360,559.60	7,644,459.60	2,40,752.91	103.25%	13.38%	99.30%	
	ÁLVARO TINAJERO 2 GAS	34	0.00	400	56.24	14	70.24	2,388,213.39	0.00	2,388,213.39	0.00	2,293,115.04	2,293,115.04	-95,098.35	96.02%	10.28%	99.30%		
	ANIBAL SANTOS 1 GAS	20	0.00	400	56.24	14	70.24	1,404,831.40	0.00	1,404,831.40	0.00	1,096,720.00	1,096,720.00	-318,111.40	77.36%	5.68%	97.70%		
	ANIBAL SANTOS 2 GAS	20	0.00	400	56.24	14	70.24	1,404,831.40	0.00	1,404,831.40	0.00	1,100,304.00	1,100,304.00	-304,527.40	78.32%	5.93%	97.70%		
	ANIBAL SANTOS 3 GAS	14	0.00	400	56.24	14	70.24	983,381.98	0.00	983,381.98	0.00	929,069.76	929,069.76	-54,312.22	94.47%	9.92%	97.70%		
	ANIBAL SANTOS 5 GAS	18	0.00	400	56.24	14	70.24	1,264,348.26	0.00	1,264,348.26	0.00	1,175,016.00	1,175,016.00	-89,332.26	92.93%	9.56%	96.40%		
	ANIBAL SANTOS 6 GAS	18	0.00	400	56.24	14	70.24	1,264,348.26	0.00	1,264,348.26	0.00	1,175,016.00	1,175,016.00	-89,332.26	92.93%	9.56%	96.40%		
	ANIBAL SANTOS VAPOR	33.5	168.50	700	89.06	33	122.06	4,088,851.00	9,033,432.63	13,122,283.64	10,027,000.00	2,239,813.60	12,256,813.60	-865,470.04	93.40%	6.43%	98.00%		
	PLANTA GUAYAQUIL 1	5.25	10.40	700	89.06	33	122.06	640,790.08	645,887.46	1,286,677.55	704,700.00	327,126.49	1,031,826.49	-254,851.05	80.19%	1.40%	91.74%		
	PLANTA GUAYAQUIL 2	5.25	12.00	700	89.06	33	122.06	640,790.08	757,036.44	1,397,826.52	807,600.00	332,808.00	1,140,408.00	-257,418.52	81.58%	1.30%	94.55%		
	PLANTA GUAYAQUIL 3	10.5	21.90	700	89.06	33	122.06	1,281,580.17	1,400,930.87	2,682,511.04	1,480,000.00	638,448.00	2,119,248.00	-563,263.04	79.00%	0.11%	95.92%		
	PLANTA GUAYAQUIL 4	10.5	16.80	700	89.06	33	122.06	1,281,580.17	1,088,182.54	2,369,762.71	1,137,000.00	634,783.72	1,772,583.72	-597,178.99	74.80%	-0.89%	89.01%		
	TOTAL	224	308.00							36,972,722.84	19,441,800.00	14,282,720.21	33,724,520.21	-3,248,202.63	91.21%				
	ELECTRAURTO CENTRAL EL DESCANSO	UNIDAD 1	4.3	17.4	600	76.33	33	109.33	470,132.22	816,983.42	1,287,117.64	1,046,100.00	190,176.00	1,236,276.00	-50,841.64	96.05%	8.75%	91.00%	
		UNIDAD 2	3.6	20.20	600	76.33	33	109.33	393,399.07	947,317.25	1,340,916.32	1,197,000.00	190,176.00	1,387,176.00	46,259.68	103.45%	13.73%	93.00%	
		UNIDAD 3	4.3	13.10	600	76.33	33	109.33	470,132.22	614,886.27	1,085,018.49	772,000.00	190,176.00	962,176.00	-122,842.49	88.68%	4.90%	93.00%	
UNIDAD 4		4.3	18.20	600	76.33	33	109.33	470,132.22	834,337.81	1,304,470.03	1,077,000.00	190,176.00	1,267,176.00	-36,994.03	97.16%	9.44%	93.00%		
TOTAL	16.5	68.90							5,017,522.48	4,092,400.00	760,704.00	4,853,104.00	-164,418.48	96.72%					

CUADRO 57

*Servicios adicionales como: RSF, arranque de unidades turbo vapor

5.1.2.2. Análisis de los resultados de la simulación

- **HIDROLOGÍA LLUVIOSA**

Para la simulación de la operación en caso de un año con hidrología lluviosa, la generación hidráulica representa el 84.62 % de la generación total del sistema, porcentaje importante, que se refleja en la participación de esta clase de generación en los ingresos que se producen por concepto de venta de energía en el MEM, como consecuencia las unidades térmicas de vapor y las de combustión interna no operan en el mercado de una forma que les permita alcanzar los beneficios económicos necesarios que incentiven su participación en el mercado, tal como lo muestra las tasas de retorno que para la hidrología lluviosa se detallan en el cuadro 5.5

Estos valores se explican, en base a los costos marginales medios, los cuales son bajos la mayor parte del tiempo, especialmente en los meses de mayores caudales de afluencia a la central Paute, meses en los cuales los precios de la energía pueden tomar valores alrededor de 2 ctvs US\$/kWh en horas de demanda base e incluso en demanda media, esto dependiendo de la disponibilidad de las unidades del sistema; para demanda punta las unidades marginales pueden ser las unidades térmicas de vapor o las de combustión interna o una turbina de gas.

Con esta forma de operación las únicas unidades que obtendrían beneficio económico serían las generadoras hidráulicas, como se observa en los resultados de la simulación, en donde se advierte que incluso sin contar con la parte de ingresos correspondiente a la Potencia Remunerable este tipo de generación alcanzaría beneficios económicos aceptables.

Para el caso de las unidades térmicas de turbo vapor y térmicas de combustión, la forma de operación determinada en la simulación no les permite obtener ingresos suficientes por la venta de energía para alcanzar una rentabilidad aceptable, incluso se tienen tasas de retorno cercanas a cero y en algunos casos negativas.

Para esta clase de unidades el pago de potencia remunerable permite atenuar el efecto negativo de la falta de operación.

Del análisis de la simulación, para el caso de las unidades térmicas de gas consideradas para el estudio, se desprende que esta clase de unidades de generación, o no participan o su aporte es mínimo para cubrir la demanda del sistema, en particular, las unidades de Electroquil y la unidad de gas Pascuales obtienen una tasa rentabilidad menor que la mínima aceptable, alrededor de 9 %, cabe indicar que todo o la mayor parte de sus ingresos corresponden a la remuneración que reciben por concepto de potencia.

Con respecto a la unidad de gas TG4 de Gonzalo Zevallos recibe una tasa de retorno inferior a las unidades anteriores, esto a causa, por una parte de su aporte nulo al cubrimiento de la demanda del sistema, y por otra a su bajo porcentaje de disponibilidad en el sistema.

Las unidades de gas de Electro Ecuador de central Aníbal Santos tienen ingresos únicamente por concepto de potencia, remuneración que varía según la potencia remunerable que se haya considerado para cada unidad. Las unidades de central Álvaro Tinajero tienen una tasa ligeramente inferior al 11.2 %, para estas se consideró una alta disponibilidad en el sistema, además la unidad 1 participó en la producción de energía.

- **HIDROLOGÍA SECA**

Para el caso de una hidrología seca la generación hidráulica representa el 49.11% de la generación total, lo que implica una mayor participación de la generación térmica de vapor, de combustión y de gas en el cubrimiento de la demanda del sistema, por lo tanto los costos marginales aumentan y como consecuencia la rentabilidad del negocio de generación es excelente, tal como se desprende de las tasas de retorno que obtendrían las empresas y que se detallan en el cuadro 5.6

Los costos marginales que se obtendrían serían altos, sobre todo en los meses de menores caudales de afluencia a la central Paute, meses en los cuales los precios de la energía estarían en valores alrededor de 7 ctvs US\$ / kWh durante la mayor parte de horas del día.

Con esta forma de operación, determinada por la hidrología, la mayor parte de unidades del sistema obtendrían un beneficio económico aceptable, donde las hidráulicas serían las que mayor porcentaje de beneficio obtendrían a pesar que su generación es muy inferior con respecto al caso de hidrología lluviosa, nuevamente se observa que los ingresos por potencia, constituye una remuneración complementaria para este tipo de generación y que aún sin estos ingresos su rentabilidad sería muy buena.

Para el caso de las unidades térmicas de turbo vapor y térmicas de combustión de rendimientos aceptables, la forma de operación determinada en la simulación les permite obtener ingresos suficientes para alcanzar y sobrepasar una tasa de retorno del 11.2% que es considerada aceptable en el negocio de la generación eléctrica.

Del análisis de la simulación, para el caso de las unidades térmicas de gas consideradas para el estudio, se determina que este tipo de unidades son las que generalmente determinan el precio marginal de la energía, aunque también podrían hacerlo las unidades térmicas de combustión de rendimientos bajos, para el análisis presente, interesa lo que sucede con las unidades de gas las cuales dependiendo de su eficiencia podrían obtener un beneficio económico por venta de energía, el cual sería complementado por los ingresos que obtendrían por concepto de potencia, este es el caso de las unidades de Electroquil, que según los resultados de la simulación obtendrían beneficios económicos aceptables.

Para el caso de la unidad de gas de central "Enrique García" (Pascuales), el beneficio económico por venta de energía es mínimo, y sumado al ingreso por concepto de potencia, no logra cubrir sus costos de inversión, a pesar que tiene un alto porcentaje de disponibilidad.

Para el caso de la unidad gas TG4 de Central Gonzalo Zevallos bajo condiciones de una hidrología seca sus ingresos no son suficientes para obtener una tasa de retorno mínima, ni por potencia debido a su baja disponibilidad, ni por energía a causa de sus elevados costos variables.

- **HIDROLOGÍA MEDIA**

Para el caso de una hidrología media es necesario considerar, que este es un escenario “ esperado⁴ “ de ocurrencia, por lo cual debe ser considerado con mayor atención en el análisis. La generación hidráulica representa el 71.24% de la generación total; para esta hidrología, la participación de la generación térmica de vapor, de combustión y de gas en el cubrimiento de la demanda del sistema y por lo tanto los precios marginales de la energía, dependerá en gran medida de los caudales afluentes a la central Paute y de la disponibilidad de las unidades del sistema.

De los resultados presentados en el cuadro 5.7 se desprende que las unidades de generación hidráulica al igual que en las simulaciones anteriores continúan recibiendo un alto porcentaje de beneficios.

Las unidades de vapor de gran tamaño también reciben beneficios extraordinarios, esto se ve reflejado en las tasas de retorno que obtienen.

No es el caso de las unidades de vapor de Electro Ecuador que debido a las características técnicas de las unidades y razones de carácter económico para el sistema, su generación se ve restringida por lo cual sus ingresos se ven reducidos, tal como se observa en los resultados económicos de su operación.

Para el caso de unidades térmicas de combustión se puede observar que sus tasas de retorno, cuyos valores están por debajo de 11.2%, son muy dependientes de la eficiencia de las unidades y su disponibilidad, esto se ve reflejado en los distintos valores que se observan en los resultados presentados

⁴ En estadística el valor esperado es aquel que minimiza los errores.

de las unidades de las centrales de Gualberto Hernández, Guangopolo y El Descanso.

Con respecto a las unidades de gas, al igual que las térmicas de combustión, sus ingresos son dependientes de la eficiencia y la disponibilidad de las unidades, para este caso la única unidad que obtuvo una tasa superior a la mínima aceptable fue la unidad 1 de Álvaro Tinajero, esto se debe a que se considero un alto porcentaje de disponibilidad, además una participación en la operación que le permite obtener beneficios económicos por venta de energía. La unidad 2 de Central Tinajero no alcanza una tasa aceptable aun cuando su disponibilidad para el sistema es muy elevada.

Las unidades de Electroquil tampoco alcanzan una rentabilidad adecuada, debido a que su participación en la generación de energía es muy reducida y por lo tanto sus ingresos por venta de energía, y que a pesar de su elevada disponibilidad sus ingresos por potencia no alcanzan a cubrir sus costos fijos de operación.

Para el caso de la unidad de gas Pascuales, su participación en la generación es nula por lo cual sus únicos ingresos corresponden a potencia, los mismos que no le permiten obtener una tasa de retorno aceptable a pesar que tiene un alto porcentaje de disponibilidad.

A continuación se presenta el cuadro 5.8 en el cual se resumen las tasa de retorno de las unidades que se consideran para el estudio, tasas que incluyen los beneficios por energía y potencia, para la operación del año 2000, además de la simulación para las distintas hidrologías consideradas.

En el cuadro 5.9 se presenta la rentabilidad obtenida por las unidades hidráulicas, sin considerar los ingresos por concepto de potencia.

Finalmente se analizan en conjunto los resultados obtenidos.

COMPARACIÓN DE LA RENTABILIDAD DE LOS GENERADORES EN UN SISTEMA DE PRECIOS CON COSTOS MARGINALES					
CUADRO 5.8		TIR	TIR	TIR	
AGENTE		OPERACIÓN AÑO 2000	SIMULACIÓN HIDROLOGÍA LLUVIOSA	SIMULACIÓN HIDROLOGÍA MEDIA	SIMULACIÓN HIDROLOGÍA SECA
HIDROPAUTE		17.29%	20.53%	24.12%	23.87%
ELECTRO GUAYAS	TRINITARIA	16.73%	3.17%	15.90%	34.43%
	G. ZEVALLOS TV3	15.89%	1.00%	13.99%	32.15%
	G. ZEVALLOS TV2	15.40%	0.40%	13.38%	32.60%
	C- PASCUALES	11.80%	9.70%	9.70%	9.93%
	G. ZEVALLOS TG4	3.41%	6.70%	6.70%	6.70%
HIDROAGOYAN		21.60%	22.72%	30.84%	42.10%
HIDRONACION		17.45%	17.86%	19.43%	15.18%
TERMO ESMERALDAS		11.80%	5.20%	19.51%	37.50%
HIDROPUCARA		18.97%	18.70%	21.32%	18.33%
CENTRAL GUALBERTO HERNANDEZ	UNIDAD 1	14.24%	0.80%	8.81%	27.66%
	UNIDAD 2	13.45%	0.80%	8.89%	28.65%
	UNIDAD 3	13.60%	0.70%	8.45%	27.97%
	UNIDAD 4	14.20%	0.50%	8.76%	27.90%
	UNIDAD 5	13.10%	0.50%	9.09%	27.52%
	UNIDAD 6	13.27%	0.50%	8.33%	26.78%
CENTRAL TÉRMICA GUANGOPOLO	UNIDAD 1	10.73%	0.52%	1.20%	22.75%
	UNIDAD 2	13.82%	-0.18%	8.57%	25.33%
	UNIDAD 3	13.59%	-0.10%	8.18%	26.40%
	UNIDAD 4	8.25%	-0.20%	8.20%	24.15%
	UNIDAD 5	12.90%	-0.52%	-0.51%	9.97%
	UNIDAD 6	12.14%	-0.90%	6.26%	24.82%
ELECTROQU IL	UNIDAD 1	11.50%	9.30%	9.32%	19.92%
	UNIDAD 2	9.34%	7.25%	7.25%	12.10%
	UNIDAD 3	15.50%	9.30%	9.39%	16.57%
	UNIDAD 4	15.64%	9.33%	9.54%	21.38%
ELECTRO ECUADOR	AT1 GAS	8.94%	10.46%	13.38%	30.85%
	AT2 GAS	9.24%	10.28%	10.28%	10.28%
	AS1 GAS	5.91%	5.68%	5.68%	5.68%
	AS2 GAS	-	5.93%	5.93%	5.93%
	AS 3 GAS	6.80%	9.92%	9.92%	9.92%
	AS 5 GAS	6.06%	9.56%	9.56%	9.57%
	AS 6 GAS	4.36%	9.56%	9.56%	9.57%
	AS VAPOR	8.86%	-0.40%	6.43%	23.42%
	PLANTA GUAYAQUIL 1	8.65%	-1.60%	1.40%	12.53%
	PLANTA GUAYAQUIL 2	0.00%	-1.30%	1.30%	11.92%
	PLANTA GUAYAQUIL 3	8.40%	-2.10%	0.11%	11.00%
	PLANTA GUAYAQUIL 4	7.14%	-2.22%	-0.89%	10.00%
	CENTRAL EL DESCANSO	UNIDAD 1	-5.90%	-5.80%	8.75%
UNIDAD 2		-	-4.70%	13.73%	40.64%
UNIDAD 3		-4.80%	-6.10%	4.90%	25.41%
UNIDAD 4		8.70%	-5.50%	9.44%	31.11%

CUADRO 5.9					
TIR sin considerar ingresos por potencia					
	operación año 2000	simulación			
		lluviosa	media	seca	
	%	%	%	%	
HIDRO PAUTE	15,9	18,1	22,78	21,33	
HIDRO NACIÓN	12,64	13,04	14,63	12	
HIDRO AGOYÁN	C. PUCARA	13,96	13,89	16,52	13,51
	C. AGOYÁN	17,86	18,8	27,11	38,3

- Se observa que las centrales hidráulicas obtienen en todos los casos analizados rentabilidades muy buenas, una característica importante de resaltar de esta clase de generación es que su utilidad sería muy buena aun si no se recibiesen los ingresos correspondientes a la parte de remuneración por potencia.

Las condiciones hidrológicas media y seca son las que permiten a los generadores hidráulicos obtener las mayores ganancias, esto a pesar que su generación disminuye drásticamente en comparación con una hidrología lluviosa, esto se debe al aumento significativo de los costos marginales de la energía.

Con respecto a la producción de energía del año 2000, esta fue muy favorable para las centrales hidráulicas, lo que corrobora los resultados de la simulación.

- Para el caso de las unidades de vapor de gran tamaño, se observa que la única condición desfavorable en la simulación fue la hidrología lluviosa en la cual, las condiciones de operación no permiten que los ingresos por venta de energía de estas unidades sean significativos, esto a causa de los bajos costos marginales que se producirían como consecuencia de la hidrología.

Respecto a la operación del año 2000, se obtuvieron resultados económicos aceptables.

Para el caso de las unidades de vapor de Electro Ecuador, se observa que como resultado de la simulación, la única condición favorable para obtener una rentabilidad aceptable es la hidrología seca, esto se debe a que en el resto de escenarios hidrológicos su participación en el cubrimiento de la demanda es muy reducida, como consecuencia de las características técnicas de las unidades que no les permiten ser muy flexibles a los requerimientos del sistema. Lo que implica que la decisión de incluirla en el despacho programado depende mucho que se prevean condiciones hidrológicas muy desfavorables para el sistema.

- Para el caso de las unidades de combustión interna, los resultados de la simulación presentan condiciones económicas favorables solo en hidrología seca, para el caso de un escenario medio, este tipo de unidades obtiene rentabilidad pero no la mínima aceptable, y por último en un escenario lluvioso su rentabilidad es nula incluso presentan valores negativos como consecuencia de su baja participación en el cubrimiento de la demanda.

Para la liquidación de potencia se consideró una disponibilidad media aceptable de estas unidades, lo que implica que reciben una buena parte de ingresos posibles, sin embargo esto no les permite recuperar su inversión, se considera que este tipo de generación debe recibir sus ingresos por venta de energía y que la remuneración por potencia es un ingreso adicional diseñado exclusivamente para satisfacer los requerimientos económicos de las unidades punta.

Con respecto a la operación del año 2000, las unidades de central Guangopolo (Termo Pichincha) y central Gualberto Hernández (EEQSA) debido a su buena disponibilidad y como consecuencia una buena participación en la operación, obtienen rentabilidades superiores al 11.2 %, al contrario las unidades de central El Descanso (Elecaastro) no obtienen beneficios a causa de su poca disponibilidad, lo que implica poca participación en el cubrimiento de la demanda.

- Para el caso de las unidades de gas se deben hacer algunas consideraciones que permitirán comprender los resultados obtenidos, estas son la eficiencia y la disponibilidad de los generadores, es importante tomar en cuenta estos aspectos, ya que se considera que este tipo de unidades debido a sus características técnicas son las encargadas de cubrir la demanda de punta, lo que implica que estas determinarían los costos marginales de la energía, por lo tanto no obtendría beneficios por este concepto.

Sin embargo, unidades como las de Electroquil que tiene una eficiencia aceptable, pueden obtener beneficios por venta de energía, siempre y cuando tengan un alto porcentaje de disponibilidad lo que además redundaría en beneficios por concepto de potencia, esto se aprecia en los resultados de la operación del año 2000.

Con respecto a la unidad de gas Pascuales, como resultado de la operación del año 2000, se concluye que, al haber presentado un alto grado de disponibilidad obtuvo un apreciable ingreso por concepto de potencia, además de beneficios por concepto de energía, sumados ambos rubros esta unidad consiguió una rentabilidad aceptable.

De acuerdo a la simulación realizada se observa que en hidrología media y lluviosa esta unidad no participaría en la generación de energía a causa de sus costos variables que son relativamente altos, si se comparan con las unidades de Electroquil; además a pesar que se le considera un alto porcentaje de disponibilidad sus ingresos por potencia no alcanzan a cubrir los costos fijos de la unidad más una rentabilidad, esto podría tomarse como una señal que el valor considerado como Precio Unitario de Potencia no es el adecuado para remunerar este concepto. Para una hidrología seca, esta unidad participa en un porcentaje mínimo en el cubrimiento de la demanda, sin embargo los ingresos por concepto de energía no son

significativos y como consecuencia tampoco obtiene una rentabilidad aceptable.

Con respecto a las unidades de gas de Electro Ecuador, estas unidades tienen costos variables elevados, lo que implica, que difícilmente obtendrán beneficios por venta de energía, por lo tanto sus beneficios económicos se basan exclusivamente en sus ingresos por concepto de potencia, esto provoca que estas unidades deban encontrarse disponibles la mayor parte del tiempo con el fin de obtener la mayor cantidad de los ingresos que se pagan por potencia.

Cabe anotar que en la simulación se considero un alto grado de disponibilidad pero aun así no lograban recuperar sus costos de inversión. De los resultados de la operación del año 2000 se desprende que su rentabilidad es muy inferior a la mínima aceptable, debido principalmente a su baja disponibilidad, lo que corrobora lo anteriormente expresado sobre la importancia de la disponibilidad en este tipo de unidades.

5.2. CÁLCULO DE LA POTENCIA REMUNERABLE ASIGNADA A LOS AGENTES GENERADORES DEL MEM

De los resultados de la aplicación de la Regulación N^o CONELEC 001-00 para el cálculo de la potencia remunerable que se presenta en el anexo 6, y si se compara con las unidades que dispone el sistema (ver anexo 5) se determina que casi todas las unidades participantes del mercado reciben remuneración por potencia, salvo contadas excepciones de unidades de poca capacidad.

Esto constituye una señal de que, o el sistema esta alcanzando el limite de la capacidad disponible o simplemente lo sobrepasa, por lo que es necesario promocionar la ejecución de nuevos proyectos de generación.

En base al comentario anterior se deduce que en el momento actual que vive el país en el cual, la potencia disponible en el sistema apenas si alcanza a cubrir los

requerimientos mínimos de confiabilidad, por lo tanto se debe asignar a toda la generación existente en el mercado un valor de potencia, es claro que de este modo incluso unidades ineficientes tendrían la posibilidad de recibir ingresos por potencia, en este momento es la generación que dispone el sistema y no se puede permitir que salga del mercado, pues, de ocurrir su salida y en caso de presentarse condiciones hidrológicas extremadamente desfavorables además de la indisponibilidad de unidades térmicas grandes, como efectivamente ha sucedido, se puede llegar al punto de no contar con la suficiente oferta de potencia y energía; y como consecuencia la posibilidad de racionamientos; este pago debe continuar por lo menos hasta que se concreten proyectos grandes de generación que permitan al sistema un nivel de confiabilidad aceptable.

Esto no implica que todas las unidades vayan a recibir esta remuneración sino que el pago efectivo se lo realizará en base a la potencia real que las unidades pongan a disposición del sistema.

La determinación del valor de potencia a remunerar de los generadores hidráulicos presenta cierto inconveniente, al no haber un acuerdo sobre como determinarlo, hay quienes piensan que este valor debe ser en función del aporte efectivo que hacen las unidades hidráulicas al cubrimiento de la demanda de punta sin embargo determinar este aporte es algo complejo debido a la aleatoriedad de los caudales afluentes y la capacidad de regulación de las centrales con embalse.

Por otro lado, se propone que sería conveniente separar el cálculo de la potencia a remunerar de cada unidad de su contribución a la confiabilidad del sistema, es decir de su aporte al cubrimiento de la demanda, esto sobre las siguientes bases:

Si se parte del criterio que se evalúa el aporte de las unidades a la demanda de punta, para el caso de las unidades que tienen alguna capacidad de regulación, esta determinación en un despacho es algo arbitraria, en el Ecuador se utiliza el mecanismo denominado de "Peak Shaving" (empuntamiento de la generación en un periodo), en el cual en función del volumen de regulación y del caudal afluente,

se determina la fracción que se puede empuntar y la que se debe generar de pasada, con el fin de almacenar el agua afluente en periodos de menor demanda (noche, fin de semana), generando con centrales térmicas más baratas, para concentrar generación en horas de mayor demanda desplazando unidades térmicas más caras o incluso la posibilidad de déficit, esto con el objeto de minimizar el costo de producción de la energía y por lo tanto optimizar los recursos de la sociedad.

De lo anterior se deduce que una vez establecido el volumen de agua a utilizarse durante un día, la energía que representa, podría distribuirse uniformemente a lo largo de este periodo y el resto de la demanda sería cubierta por otro tipo de generación, sino se lo hace así, es porque como se dijo anteriormente se busca en primer lugar optimizar los recursos que se dispone para la generación, y en segundo lugar se opera las unidades del sistema de tal forma que se respete las limitaciones operativas de cada una.

Cuando se evalúa el aporte de una unidad al cubrimiento de la demanda, no solo se refiere al cubrimiento de la máxima demanda de potencia sino además a la posibilidad de las unidades de suministrar esta potencia en el tiempo es decir de producir energía.

Parece razonable entonces que para determinar el valor a remunerar por potencia a los generadores hidráulicos con alguna capacidad de regulación y en particular a la central Paute, se debería considerar el promedio en todas las horas de la potencia con la que sería despachada durante los meses de noviembre a febrero y no como se lo hace actualmente, considerando el promedio en horas de demanda de punta y demanda media.

En el caso de las centrales hidráulicas de pasada que aprovechan el agua para generar a medida que llega, parece conveniente que la determinación del valor a remunerar por potencia se tome como el promedio de las estadísticas de generación en las horas de demanda media y de punta de los meses de noviembre a febrero.

Para el resto de unidades de generación, es decir térmicas incluidas las de vapor, se debe asignar la potencia a remunerar, como el valor de su potencia efectiva.

Se propone entonces que se debe realizar los siguientes cambios a la regulación 001-00.

En la sección 2 de la regulación se debe eliminar:

“Con la Potencia Remunerable Puesta a Disposición con la que cada planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica participe, se cubrirá la demanda máxima y la reserva técnica.”

Se recomienda esto por que se considera que el valor de potencia remunerable asignado a cada generador es un reconocimiento por la capacidad instalada en el sistema pero en ningún caso representa el aporte real de las unidades a la seguridad del sistema.

Y se debe reemplazar por el siguiente texto:

“Sobre la base de estudios de confiabilidad realizados por el CENACE se determinará cual es la cantidad de parque generador térmico mínimo necesario para cubrir la demanda máxima y que cantidad de generación se requiere para cubrir la reserva técnica establecida.”

Como consecuencia de este cambio, en esta misma sección se debe eliminar el texto siguiente:

“Si al efectuar los cálculos, la potencia disponible resulta insuficiente para cubrir la demanda máxima y la reserva para la hora punta, se tomará el año menos seco de la estadística y así sucesivamente, hasta cumplir con la condición de la cobertura de carga”.

Se recomienda esto sobre la base que ya no se busca cubrir una demanda sino tan solo asignar un valor de potencia a remunerar.

En la sección 2.1 literal a), se debe eliminar a las “*unidades térmicas de vapor*” de este inciso e incluir este tipo de generación en la que se contempla en el literal b). Además en este mismo literal se debe eliminar la expresión: “*en las demandas de media y punta (7:00 - 22:00 horas)*”, con esto cambios la sección 2.1 se redactaría de la siguiente manera:

El cálculo, mediante la simulación de la operación económica del sistema, comprende dos etapas:

- a) *La primera, para las unidades hidroeléctricas, utilizará el Despacho Económico considerando los criterios y parámetros contenidos en el Artículo 8 del Reglamento de Despacho y Operación. Para efectos de este cálculo, el escenario hidrológico será el correspondiente a un año seco (probabilidad de excedencia del 90% mensual) y el período de simulación de noviembre a febrero.*

De la simulación se obtendrá una potencia equivalente para las centrales hidráulicas de embalse calculada como el promedio de las potencias horarias con las que participen durante el período de noviembre a febrero; y para las centrales de pasada como el promedio de las potencias horarias con las que participen en las demandas de media y punta (7:00 - 22:00 horas) durante el mismo período.

Estas potencias equivalentes serán las potencias con las que las plantas hidroeléctricas participarán en la asignación de la Potencia Remunerable.

- b) *La segunda, para las restantes unidades de generación, agregará estas unidades, en orden de mérito de acuerdo a sus costos variables de producción, hasta completar el parque generador térmico mínimo necesario para cubrir la demanda máxima del período de la simulación (noviembre-febrero).*

Para el caso de la sección 3.1, que trata sobre mantenimientos programados se propone eliminar este literal y reemplazarlo por el siguiente texto:

“En el caso de indisponibilidad de unidades por mantenimientos programados los Agentes Generadores no continuarán percibiendo el pago por Potencia Remunerable”.

Es necesario enfatizar que el procedimiento actual es una señal de ineficiencia, ya que al remunerarse esta clase de indisponibilidad, los agentes generadores no tendrán un incentivo para realizar los mantenimientos programados en tiempos más cortos, y ayudar de esta forma con la confiabilidad del sistema. Se promovería la realización de mantenimientos más eficientes en tiempo a través de un pago implícito de ellos por medio de un pago mayor por la disponibilidad efectiva de las unidades, estos se puede llevar a cabo, primero asignando la potencia neta como potencia remunerable y, segundo, a través de elevar el valor del precio unitario de potencia.

En caso que la potencia instalada en el país sea suficiente, habrá unidades que no participen en esta remuneración, por el contrario si el parque generador es insuficiente la diferencia entre la potencia que debe cubrirse y la potencia que realmente se cubre, es un indicativo del déficit de potencia instalada.

No se debería, como lo indica la regulación, determinar un escenario hidrológico más favorable hasta cubrir la demanda proyectada y la reserva del sistema, pues lo único que se hace es asignar más valor de potencia a la generación hidráulica, se supone que se determinó anteriormente un grado de confiabilidad y al mejorar las condiciones hidrológicas de la simulación, se esta disminuyendo este grado de confiabilidad del sistema.

Con el fin de remunerar la disponibilidad de otras unidades que no participen en la potencia remunerable se debe poner en práctica un esquema que retribuya a estas unidades, esto se debería realizar a través de un mercado de servicios

complementarios tales como: reserva de reactivos, reserva en línea, reserva fuera de línea de rápido ingreso, arranque en negro, etc.

Cabe resaltar que como resultado de los cambios propuestos las unidades que resultan afectadas son las hidráulicas de embalse y las térmicas de vapor, para las primeras es necesario comentar los siguientes hechos.

Para el caso de la central Pucara, tiene la particularidad que esta central al poseer un embalse de tipo mensual, debido a su potencia instalada, su operación en la estación lluviosa es mínima con el objetivo de llenar el embalse, mientras que en la estación seca suele ser despachada a potencia efectiva durante las 24 horas, por lo cual su remuneración es igual a su potencia efectiva.

Para el caso de la central Marcel Laniado, es necesario recordar que la generación eléctrica no es la primera prioridad para el embalse que posee, es decir que quizás se cuente con la potencia, y con el agua embalsada suficiente para generar energía, pero debido a la limitación descrita, que se verifica en la comunicación que envía semanalmente al CENACE esta central indicando la cuota energética que el sistema dispone, se ve la necesidad que para determinar el valor de potencia que se le asigne se debe considerar como el promedio de la cuota energética total que la central esta en capacidad de entregar al sistema durante los meses de noviembre a febrero.

Para el caso de la central Agoyán que tiene un embalse de regulación horaria, se considera que el valor de potencia que se le debe asignar debe ser el promedio de las potencias despachada durante la demanda punta y media del periodo de simulación considerado.

Con respecto a las unidades de vapor al igual que el resto de unidades de vapor se les debe con la propuesta realizada se les debería asignar como potencia remunerable su valor de potencia efectiva.

Con estos antecedentes los resultados de la aplicación de estos mecanismos son los siguientes:

EMPRESA	CENTRAL / UNIDAD	PRPD MW	TIPO
HIDROPAUTE	PAUTE	202	CENTRALES HIDROELECTRICAS
HIDROPUCARA	PUCARA	70,9	
HIDRONACION	M. LANIADO	101,0	
HIDROAGOYAN	AGOYÁN	116,7	
QUITO	QUITO_H	58,9	
ELECAUSTRO	ELECAUSTRO_H	26,1	
RIOBAMBA	RIOBAMBA_H	7,2	
COTOPAXI	COTOPAXI_H	3,4	
REGIONAL NORTE	RNORTE_H	5,9	
AMBATO	AMBATO_H	1,2	
BOLIVAR	BOLIVAR_H	0,5	
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR_H	1,7	
ELECTROGUAYÁS	TRINITARIA	133	
TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	125	
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV3	73	
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV2	73	
ELECTROECUADOR	V. A.SANTOS	33,5	
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL 1	5,25	
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL 2	5,25	
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL 3	10,5	
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL 4	10,5	

El resto de unidades térmicas se asignan con su potencia efectiva, hasta cubrir el parque térmico mínimo necesario determinado en el estudio de confiabilidad

5.3. CALCULO DEL VALOR UNITARIO DE POTENCIA.

Una vez determinado el procedimiento para la asignación de la potencia remunerable, ahora corresponde determinar el valor con el cual se pagara por este servicio.

Se parte de la idea que un sistema eléctrico debe proporcionar una cierta calidad en el suministro de la generación; para evaluar esta calidad definiremos ciertas variables:

$G(t)$ = Generación total en la hora t

$D(t)$ = Demanda total en la hora t

$L(t)$ = Perdidas totales en la hora t

En todo sistema eléctrico se tiene la siguiente igualdad

$$G(t) = D(t) + L(t)$$

Se define al nivel crítico de generación $G(t)$ crítica como la generación máxima disponible en el sistema menos la generación determinada para la reserva.

En cualquier instante de tiempo, con el fin de mantener la calidad en el suministro de generación se debe cumplir con la siguiente condición:

$$G(t) \leq G_{critica}(t)$$

Para prevenir que se cumpla esta condición, un sistema debe incurrir en costos $C[G(t)]$, el cual se puede evaluar en dos formas:

A. Como la derivada de un costo

$$\frac{\partial C[G(t)]}{\partial G(t)}$$

Valor que define el costo marginal del incremento o decremento de potencia que sustituye una falla.

B. Como el valor de equilibrio de mercado.

A continuación se detallaran los métodos para determinar el costo de suministro de generación⁵:

5.3.1. PRECIO DE EQUILIBRIO DE MERCADO.

En un mundo ideal en el cual el equilibrio de mercado esta basado en la minimización de la función de costo social, el valor de la calidad de suministro de generación esta determinado por las fuerzas de mercado. Este valor se determina como el costo provocado al consumidor de reducir su uso de energía hasta el punto en el cual $G(t)=G(t)$ critica y depende de la cantidad de carga que se requiere reducir. Este mecanismo se lo puede ver como el costo de la compra de cortes voluntarios de energía.

Este método es difícil de aplicarse en la realidad, ya que requiere para llevarlo a efecto de condiciones de equilibrio que solo se encuentra en un mundo ideal.

5.3.2. COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA.

Se define el costo de la energía no suministrada como el valor que esta dispuesto a pagar el consumidor con el fin de evitar el corte de servicio de energía eléctrica.

El valor de la energía no suministrada esta relacionada pero no necesariamente es igual al costo de equilibrio de mercado. En general el precio de equilibrio de mercado es menor por que en este método el consumidor determina que carga es la menos importante y por lo tanto la primera a ser desconectada, en cambio el costo de energía no servida asume que los cortes que se realizaran, no son selectivos y por lo tanto pueden incluir cargas muy valiosas para el usuario, provocando perdidas económicas importantes en procesos productivos.

Con el fin evaluar el costo de la potencia en situaciones de corte se define el costo de suministro de generación como:

⁵ Spot pricing of electricity. Schweppe, Caramis, Tabors. Capítulos 2, 4 y 6.

$$C[G(t)] = C_{ens} * ens(t)$$

C_{ens} : Costo de la energía no suministrada [\$/kWh]

$ens(t)$: energía no suministrada en la hora t [kWh]

$$ens(t) = D(t) - G_{critica}(t)$$

si $G_{critica}(t) \leq D(t)$, o

$$ens(t) = 0$$

en cualquier otro caso

Considerando que:

$$\frac{\partial ens(t)}{\partial G(t)} = \begin{cases} 1 & \text{si } G_{critica}(t) \leq D(t) \Rightarrow \text{Situaciones de déficit} \\ 0 & \text{en cualquier otro caso} \end{cases}$$

$$\frac{\partial C[G(t)]}{\partial G(t)} = C_{ens} * \frac{\partial ens(t)}{\partial G(t)}$$

Por lo tanto:

$$\frac{\partial C[G(t)]}{\partial G(t)} = C_{ens} [$/kWh] \Rightarrow \text{Situaciones de déficit}$$

Si se sustituye la $ens(t)$ por un valor esperado de energía no servida, entonces se determina que:

$$\frac{\partial C[G(t)]}{\partial G(t)} = C_{ens} * LOLP(t) [$/kWh]$$

Este método es más factible de aplicar al mundo real pero para el caso del Ecuador tiene dos limitaciones importantes, primero el costo de la energía no suministrada es el resultado de un estudio completo, cuyos resultados no se

pueden extender de un país a otro, pues la realidad en la que se desenvuelve cada uno es diferente, especialmente en los procesos productivos, por ejemplo no se valorara de igual forma la posibilidad de corte de energía en Ecuador que en un país industrializado; y segundo es necesario emprender un estudio para determinar la probabilidad de pérdida carga (LOLP) en el Ecuador. Ninguno de estos estudios se ha realizado, por lo tanto no existen elementos de juicio que permitan valorar la potencia a través de este método.

5.3.3. COSTO DE CAPITAL DE UNA PLANTA DE PUNTA⁶.

Se lo define como el costo mínimo de desarrollo de las unidades que operan en la demanda de punta del sistema, es decir, el costo económico de ampliar la capacidad instalada mediante unidades diesel o turbinas de gas de gran tamaño y características adecuadas al sistema que corresponda; se calcula considerando el sobre equipamiento mínimo en la capacidad de generación que debe tener un sistema para abastecer potencia de punta con un nivel de seguridad adecuado. En resumen, el precio de la potencia calculado con este criterio se refiere a la anualidad que cubre el pago de costos de inversión, operación y mantenimiento además de una rentabilidad mínima de un grupo generador que permite abastecer la demanda.

Este método se aplica sobre la base que se ha realizado un estudio de planificación, para una expansión óptima de la generación, considerando satisfacer criterios de confiabilidad establecidos, es decir, se ha determinado el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional.

La determinación de la unidad idónea más económica es fundamental en la determinación del costo de potencia, pero este proceso tiene algunos inconvenientes, como es la posibilidad de cometer errores de pronóstico en el crecimiento de la carga, evolución de precios de combustibles, y en el caso el

⁶ Operación económica de sistemas eléctricos de potencia. EGEMSA-Perú. Capítulo 9.

Ecuador en la aleatoriedad de la hidrología. Por tanto se ha optado por definir que la planta de punta es una turbina de gas de ciclo abierto.

Este valor se determinara multiplicando el monto de la inversión por el factor de recuperación de capital obtenido con la tasa de retorno mínima aceptable y un tiempo de vida útil de la planta.

Para la determinación del valor de precio unitario de potencia se tomó las siguientes consideraciones:

Se tomó como referencia la unidad de central gas Pascuales con una potencia de 92 MW.

Vida útil de 15 años.

Tasa de retorno de 11.2 %.

Costo de inversión de 400 US\$/kW y gastos de operación y mantenimiento de 14 US\$/kW⁷.

La anualidad se calculo con la siguiente formula:

$$A = C * \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1}$$

C = Costo de inversión

i = Tasa de retorno

n = Vida útil

Se tomo como 5% del número de horas del año, el tiempo que esta unidad podrá estar fuera de servicio ya sea o para realizar los mantenimiento programados o por salidas forzadas, este valor representa 18,25 días en el año. En base a estadísticas se ha determinado que el valor promedio de un mantenimiento una unidad de gas es de 12 días. En el ultimo año en el mercado eléctrico las declaraciones de tiempo de mantenimiento de las unidades de gas fueron las siguientes:

⁷ Datos obtenidos del CONAM.

UNIDAD	DÍAS DE MANTENIMIENTO DECLARADO
E.G. PASCUALES	12
E.GZ.TG4	12
ELEC-AT1	14
ELEC-AT2	16
E.GASAN1	23
E.GASAN2	23
E.GASAN3	23
E.GASAN5	23
E.GASAN6	23
EQL2-U1	8
EQL2-U2	8
EQL3-U3	8
EQL3-U4	8

Con estos antecedentes, el procedimiento seguido para realizar el cálculo del valor unitario de potencia se detalla a continuación:

Con los valores asumidos de costos de inversión, vida útil y tasa de retorno; se calcula la anualidad para esta unidad, valor que resulto en 56.24 US\$/kW. Al valor obtenido se suma 14 US\$/kW correspondiente a los costos de operación y mantenimiento, con lo cual se obtiene los costos fijos totales por kW instalado para la unidad.

Con el último valor obtenido, se obtiene la cantidad de ingresos necesaria para la unidad, con el objeto de cubrir sus costos de operación y mantenimiento además de una rentabilidad.

Se asume que la indisponibilidad de la unidad debido a mantenimientos es de 5%, por esto, el valor de potencia media que la unidad pone a disposición del sistema es de 87,40 MW.

Esta potencia media es la que se remunerará y por lo tanto basándose en este se determina el valor del precio unitario de potencia, el mismo que resulta de la

división de los costos totales fijos totales de la instalación para la potencia media y dividido entre los 12 meses del año.

Los resultados del cálculo se presentan en el siguiente cuadro.

Mantenimientos programados y tasa salida forzada	Potencia equivalente	Potencia firme a remunerar	Costo de Inversión	Vida útil	Anualidad	O&M/año	Costos fijos anuales por kW instalado	Costos fijos anuales totales	Precio unitario de potencia
	MW	MW	US\$/kW	Años	US\$/kW/año	US\$/kW/año	US\$/kW/año	US\$/año	US\$/kW/mes
5%	4.60	87.40	400	15	56.24	14	70.24	6,462,224.46	6.16154

El valor que se ha calculado es mayor que el determinado en el estudio realizado por la empresa consultora SYNEX, cabe recalcar que este resultado ya era esperado, pues como resultado de las simulaciones realizadas se observaba que la unidad de gas Pascuales a pesar de tener un alto porcentaje de disponibilidad no alcanzaba a recuperar sus costos de inversión.

Se realizó el cálculo del precio unitario de potencia en base a ciertas consideraciones que se espera aportarán para mejorar la confiabilidad de las unidades y por lo tanto del sistema.

En primer lugar, se considera que no se debe pagar por el tiempo de indisponibilidad de las unidades debido a mantenimientos, al contrario se debe incentivar que los agentes realicen sus mantenimientos lo más rápido y óptimamente posible. Esto se puede llevar a efecto a través de una mayor remuneración por la potencia efectivamente disponible para el sistema, y esto es posible subiendo el valor del precio unitario de potencia.

En segundo lugar, se incluyó para el cálculo del valor de la potencia remunerable un porcentaje de indisponibilidad, con el cual de una manera implícita se está pagando por los mantenimientos, este porcentaje de indisponibilidad es mayor que el valor medio determinado de estadísticas, es decir, se reconoce estos

mantenimientos a través de un valor mayor del precio unitario de potencia, con esto se promueve la eficiencia de los mantenimientos.

¿Cabe aquí la pregunta de cómo estos mecanismos fomentan la eficiencia? Se parte de las estadísticas, que un buen mantenimiento se lo realiza en 12 días, se considero 18,25 días de indisponibilidad total entre mantenimientos y salidas forzadas, le queda a la unidad una holgura de 6,25 días; los mismo que pueden ser utilizados o para reparaciones imprevistas o para alargar los mantenimientos programados o también para utilizar ese tiempo como reserva en caso de salidas forzadas en cuyo caso se estaría pagando incluso por este tipo de indisponibilidad.

Con este mecanismo una unidad de gas que tenga tiempos de indisponibilidad menores al considerado en el estudio puede alcanzar ingresos por concepto de potencia superiores a los normales, con esto se fomenta la eficiencia en los mantenimientos. Si alguna unidad con la esperanza de percibir mayores ingresos por potencia reduce demasiado el tiempo de sus mantenimientos y como consecuencia los realiza mal, esto simplemente se vera reflejado en las salidas forzadas de la unidad que seguramente aumentarán, como se observa con este mecanismo de pago implícito de mantenimientos se fomenta que las empresas realicen mantenimientos eficientes en los menores tiempos posibles, aumentando su disponibilidad y por ende la confiabilidad del sistema.

Existe otro inconveniente que resulta de la aplicación de este mecanismo y es que puede posibilitar que los agentes realicen mantenimientos no programados sin seguir los procedimientos determinados en el MEM con respecto a la solicitud y la coordinación de la ejecución de los mismos con el CENACE, con el fin que estos no sean considerados en el tiempo de indisponibilidad y como consecuencia reciban beneficios por concepto de potencia, esto provocaría que se tenga un nivel real de confiabilidad del sistema menor al que se buscaba.

Con el fin de evitar este problema es necesario implementar un mecanismo de verificación de disponibilidad de unidades además de otro mecanismo de

penalización por "fraude" de disponibilidad, el mismo que debe ser severo con el fin de desalentar cualquier intención de esta clase.

Finalmente las leyes del mercado determinaran que tiempos de indisponibilidad total puede considerarse como eficientes, sin embargo de acuerdo al mecanismo propuesto el valor del precio unitario de potencia aumentará mientras mayor sea el porcentaje de indisponibilidad que se acepte, esto se observa en el cuadro siguiente.

FOR	Potencia equivalente 1	Mantenimiento programado	Potencia equivalente 2	Potencia firme a remunerar	Costo de Inversión	Vida útil	Anualidad	O&M/año	Costos fijos anuales por kW instalado	Costos fijos anuales totales	Precio unitario de potencia
	MW		MW		US\$/kW	Años	US\$	US\$/kW/año	US\$/kW/año	US\$	US\$/kW/mes
0%	0.00	5%	4.60	87.40	400	15	56.24	14	70.24	6,462,224.46	6.16154
1%	0.92	5%	4.60	86.48	400	15	56.24	14	70.24	6,462,224.46	6.22709
2%	1.84	5%	4.60	85.56	400	15	56.24	14	70.24	6,462,224.46	6.29405
3%	2.76	5%	4.60	84.64	400	15	56.24	14	70.24	6,462,224.46	6.36246
4%	3.68	5%	4.60	83.72	400	15	56.24	14	70.24	6,462,224.46	6.43238
5%	4.60	5%	4.60	82.80	400	15	56.24	14	70.24	6,462,224.46	6.50385

En este cuadro se observa, que para realizar el cálculo del valor de potencia, se considera un porcentaje de indisponibilidad constante de 5% por mantenimientos programados, y además valores cambiantes de tasas de salida forzada que van de 0 a 5 %, es decir se incluye un pago a los generadores debido a sus salidas forzadas. Resulta claro que conforme, a la evolución del mercado, los agentes participantes se involucraran más en la determinación de procedimientos, como es el caso de la potencia remunerable se irán produciendo acuerdos entre los agentes generadores y los reguladores sobre cual es el mecanismo más idóneo para remunerar el servicio de potencia, en particular sobre el procedimiento propuesto, se deberá buscar un punto de equilibrio sobre que porcentaje de indisponibilidad se debe considerar que es admisible y como consecuencia sujeto a remuneración, con el fin de fomentar la confiabilidad del sistema.

CAPITULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

6.1. CONCLUSIONES

- Si bien desde hace tiempo los economistas han explicado las ventajas de relacionar los precios de un bien o servicio con los costos marginales del suministro, la idea ha ido ganando adeptos muy lentamente. En general, los ingenieros, contadores, analistas financieros y administradores de las industrias, desconocen la determinación de precios basada en el costo marginal. Resulta interesante entonces que los administradores de los mercados, caso particular el mercado eléctrico, conozcan la aplicación en forma practica de los análisis económicos marginales en la determinación de los precios de la electricidad.
- Los costos marginales difieren mucho de los costos contables sobre los cuales se basaban los ingresos de los generadores en el esquema anterior. Los costos contables son calculados examinando los registros de desembolsos pasados, mientras que los costos marginales son calculados examinado el modo en el que el sistema va a ser operado a medida que la demanda aumente. En otras palabras los costos contables miran hacia el pasado, mientras que los marginales hacia el porvenir.
- Con el sistema de costos contables, es posible transmitir al consumidor final los costos producto de decisiones de inversiones erradas, mientras que con el esquema de costos marginales es responsabilidad del inversionista, el análisis de los resultados en el mercado como consecuencia de la ejecución de un nuevo proyecto.

- Las decisiones sobre precios e inversiones en la industria eléctrica, como en otras industrias, deben ser hechas en un ambiente de incertidumbre; información ilimitada o falta de información de algunos temas; tal como sucedió en algunos aspectos de análisis de esta tesis, situaciones que deben ser consideradas para que las recomendaciones que se hagan tengan una utilidad mayor.
- La idea fundamental de las nuevas teorías económicas, es la aplicación de esquemas para la fijación de precios en la industria, como la electricidad, que fomenten la eficiencia en la utilización de recursos, con el fin de abandonar un esquema tradicional para la determinación de precios basado en costos contables que no tiene nada que ver con la eficiencia, en un mundo en el cual se habla continuamente de los limitados recursos que se dispone y de la optimización del uso de los mismos, la determinación de precios basándose en costos marginales parece ser un mecanismo idóneo para el cumplimiento de este objetivo.
- Aspecto relevante del nuevo esquema de costos de la electricidad implantado es que trata de reflejar en forma real el gasto o el ahorro producido por las decisiones de los consumidores es decir mira hacia el futuro, mientras que el sistema de costos contables se preocupa en la recuperación de costos pasados.
- Sin embargo de las bondades que se atribuye al sistema de costos marginales en la determinación de precios es necesario ir mas allá de la simple aplicación teórica, y es allí donde se observa que en general esta teoría adolece de inconvenientes que no le permiten una aplicación directa en mercados reales, provocando distorsiones en la asignación de recursos. Es allí donde el papel de un ente regulador toma gran importancia, como la institución encargada de elaborar la normatividad necesaria para enviar las señales más adecuadas para el desarrollo del mercado, corrigiendo las distorsiones que pueden presentarse.

- Un aspecto importante de resaltar como se afirmó en el desarrollo de esta tesis, es que ninguna industria actúa independiente del resto del sistema económico, y como consecuencia es difícil esperar que su implementación en la industria eléctrica asegure su éxito, sí el mercado de combustibles tan importante para la producción de la energía eléctrica, esta sujeto a distorsiones como subsidios, o la falta de un número importante de oferentes como ha ocurrido en el Ecuador.
- Otro aspecto importante de resaltar es que si bien este mecanismo fomenta el uso eficiente de los recursos, no aporta con soluciones sobre los medios necesarios para el financiamiento de las infraestructuras para el aprovechamiento de los recursos. Es aquí donde nace la necesidad de establecer mecanismos exógenos a la formación de precios de la energía con el fin de hacer de las unidades de generación objetos autofinanciables y que de este modo incentiven la intervención del financiamiento privado en su ejecución.
- En un mercado de alta participación de generación hidráulica como es el caso del Ecuador, donde los precios de la energía se hallan sujetos a situaciones aleatorias como los caudales afluentes a las centrales, y como consecuencia está en continuos cambios, es necesario reflexionar sobre la utilidad del sistema tarifario implantado. Si las tarifas envían señales numerosas, complicadas y confusas para el inversionista, su implementación no tendrá utilidad alguna, por lo que se deduce que la tarifación marginalista de la energía no lograría sus objetivos.
- Como resultado de los análisis económicos realizados se observa que el sistema implementado, esta cumpliendo con parte de los objetivos que se planteó, y que además la remuneración adicional por potencia esta aliviando en algo las distorsiones que se presentan en el mercado, pero que sin embargo resulta insuficiente, dando señales negativas para el desarrollo del mercado, por lo que es necesario fortalecer este mecanismo con el fin de incentivar el desarrollo del mercado.

- En la Regulación N.º CONELEC 003-00 sobre declaración de costos variables de producción se incluye una componente determinada por los costos causados en el medio ambiente derivados de la generación de energía eléctrica, sin embargo hasta el momento no se ha llevado a la práctica la determinación de estos valores, debido principalmente a la falta de estudios que permitan evaluar los daños causados al ambiente, como consecuencia es difícil evaluar si los costos variables determinados sin este componente son una medida real de los costos marginales de producción de la electricidad.
- El costo marginal de un servicio dado se refiere al incremento en el costo total de proveer el servicio como resultado de un pequeño (marginal) incremento en la producción. Hay una distinción entre los costos marginales de corto y largo plazo, los costos marginales de corto plazo se relacionan con los costos que se requiere incrementar en orden a expandir la producción de una planta existente. Los costos marginales de largo plazo se relacionan con un cambio en los costos totales asociados con un incremento permanente en la producción a través de la expansión de la capacidad.
- Se debe resaltar que como consecuencia de la curva de carga del Ecuador, la misma que puede calificarse como ineficiente en el uso del recurso energía eléctrica, se requiere de una capacidad extra para atender únicamente una demanda instantánea, en particular la máxima, que se presenta por periodos de tiempo demasiado cortos en el día, provocando que exista una cantidad importante de potencia ociosa, sobre todo en los meses de estación lluviosa.
- Es importante enfatizar que en cualquier mercado eléctrico, el concepto de potencia se refiere a un servicio que contribuye con la confiabilidad, incluso cuando no se necesita para satisfacer demanda instantánea, y por lo tanto, como todo servicio debe ser remunerado, independientemente que sea tomada en cuenta o no para generar en el sistema.
- Para determinar que valor se asignará a cada generador como potencia a remunerar, es importante recordar que la capacidad tiene valor porque

representa la posibilidad de entregar energía. Y es en este sentido que la propuesta planteada se manifiesta.

- Otro inconveniente que se desprende de este mecanismo de remuneración, es la determinación del precio unitario de potencia-PUP-, si bien existen algunos métodos, solo el que considera el costo de capital de una planta de punta es aplicable al Ecuador. Como consecuencia a priori del tipo de curva de carga del sistema ecuatoriano, se desprende que la unidad más idónea para cubrir la demanda de punta es una turbina de gas, a causa de sus condiciones tanto técnicas como económicas que hacen de esta clase de generación la más adaptable a las condiciones de operación que requeriría este sistema.
- En el Ecuador existen unidades de gas y en base a ellas se ha determinado el valor de PUP. En base a los datos que se asumieron para el análisis de la rentabilidad de este tipo de unidades, en particular a los gastos de operación y mantenimiento, se concluye que el valor con el cual se está pagando este servicio no es suficiente para que las unidades recuperen sus costos totales. Por lo cual, se propone aumentar este valor, y además eliminar el mecanismo por el cual se paga incluso el tiempo de indisponibilidad de las unidades durante mantenimientos programados, porque provoca señales ineficientes en el mercado; se propone incentivar una mayor disponibilidad de las unidades a través de un pago del tiempo real de disponibilidad con un valor de PUP mayor.

6.2. RECOMENDACIONES

- Como consecuencia de la aplicación de modelos de mercado, aparecen ya las primeras señales de la aplicación de la desregulación del sector eléctrico, por lo tanto es necesario realizar una reflexión sobre las experiencias obtenidas con el fin de adoptar las acciones tendientes a evitar las distorsiones presentes en mercados como: California, Chile y Brasil.

- De los resultados obtenidos basándose en las consideraciones iniciales, se aprecia que el sistema de determinación de precios en base a los costos marginales de producción de la energía, es un modelo adecuado para el Ecuador. Sin embargo, existen situaciones ajenas al modelo mismo de mercado, como por ejemplo plantas térmicas de bajos rendimientos o también la presencia de subsidios o impuestos a los combustibles, por lo que se debe fortalecer el sistema de remuneración por potencia con el fin de estabilizar los ingresos de los agentes generadores para que los inversionistas valoren más el mercado eléctrico en el Ecuador y por lo tanto se concreten nuevos proyectos de generación.
- Se propone en base a los análisis realizados en el capítulo 5 de este trabajo, llevar a efecto una reforma al procedimiento de cálculo de la potencia, en primer lugar, se plantea que las unidades de generación hidráulicas, en especial las de embalse, deben recibir un valor de potencia que represente la energía media que es capaz de entregar durante los meses de noviembre a febrero.

Se plantea que a las unidades térmicas se les debe asignar una potencia a remunerar igual a su potencia efectiva, sin descontar ningún porcentaje.

Además se debe eliminar las distorsiones provocadas como consecuencia de la aplicación del procedimiento actual, en el cual se dispone el pago del tiempo de indisponibilidad de las unidades durante mantenimientos programados.

Y finalmente se propone como consecuencia de los resultados obtenidos en este trabajo, elevar el valor del precio unitario de potencia con el fin de enviar señales adecuadas para el desarrollo del mercado.

- En los análisis de la rentabilidad de las unidades que se realizó en esta tesis, se partió del supuesto que la tasa de retorno mínima aceptable para el negocio de generación debe ser de 11.2%; sin embargo se plantea que se

BIBLIOGRAFÍA ECONÓMICA.

1. AHIJADO, M. Problemas resueltos de Microeconomía y Macroeconomía. Ceura 1987
2. ESTRIN, S. y LAIDLER, D. Microeconomía. Prentice Hall, 1995.
3. FRANK, R. Microeconomía y conducta. McGraw-Hill. 1992
4. HEYNE, P. Conceptos de Economía. Prentice Hall. 1997
5. KATZ, M. y ROSEN, H. Microeconomía. Addison-Wesley Iberoamericana. 1994
6. FISCHER, STANLEY Y RUDIGER DORNBUSCH. Economía. McGraw Hill México, 1990.
7. LIPSEY, R. Introducción a la Economía positiva. Vicens Vives. 1991
8. MADDALA, G Microeconomía. McGraw-Hill. 1990
9. MANKIW, N. Principios de Microeconomía. McGraw-Hill. 1998
10. NICHOLSON, W. Teoría Microeconómica. Principios básicos y aplicaciones. McGraw-Hill. 1997
11. PARKIN, M. Microeconomía. Addison-Wesley. 1995
12. PINDICK, R. y RUBINFELD, D Microeconomía. Prentice Hall. Clases prácticas. 1995
13. SALVATORE, D. Microeconomía. Schaum-McGraw-Hill. 1980
14. SLOMAN, J. Introducción a la Microeconomía. Prentice Hall. 1997
15. TUGORES, J. Introducción a la Economía. Problemas y cuestiones. Vicens Vives. 1991
16. TUGORES, J. Microeconomía. Cuestiones y problemas. McGraw-Hill. 1992

BIBLIOGRAFÍA

1. ADAM JAFFE, FRANK FELDER. Should electricity markets have a capacity requirement? If so, how should it be priced?. Electricity Journal. 1996
2. CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR CORPORATION, FERC electric tariff, first replacement volume no. 1, ISO tariff appendix A, master definitions supplement.
3. CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR. Roles of New Market Entities, Demand Response Programs.
4. CENACE. Informe anual 2000.
5. CENACE. Programa de operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Octubre 1999-Septiembre 2000.
6. CENACE. Regulación No CONELEC 001-00.
7. EGEMSA. Operación económica de sistemas eléctricos de potencia. 1996
8. FRANK A. WOLAK, ROBERT R. NORDHAUS, CARL SHAPIRO. Long-term price cap policy, opinion of market surveillance committee California independent system operator,
9. FRANK WOLAK, ROBERT NORDHAUS, CARL SHAPIRO. Preliminary Report On the Operation of the Ancillary Services Markets of the California Independent System Operator (ISO), Prepared by the Market Surveillance Committee of the California ISO.
10. GREEN RICHARD. Draining the Pool. The reform of electricity trading in England and Wales. Department of Applied Economics, University of Cambridge, Department of Applied Economics Sidgwick Avenue Cambridge CB3 9DE. www.iee.org.uk.

11. HARRY SINGH, JONATHAN JACOBS. Capacity Products and ISO Markets. WWW.CALISO.COM
12. HUNG-PO CHAO AND ROBERT WILSON. Design of Wholesale Electricity Markets, Electric Power Research Institute.
13. NARAYAN RAU. ISO-NE. The need for capacity markets in the deregulated electrical industry.
14. NEW ENGLAND. Market rules and procedures. WWW.ISO.NE.COM
15. PEREZ ARRIAGA, JI ,MESSEGUER C. ,Garantía de suministro de largo plazo en mercados competitivos de generación: la remuneración de potencia Jornadas Hispano Lusas Salamanca.
16. PÉREZ ARRIAGA, JI, BATLE CARLOS, El calculo de la potencia equivalente a efectos de fiabilidad basado en las teorías probabilísticas y sus problemas de aplicación practica. Comisión del Sistema Eléctrico (CNSE).
17. PEREZ ARRIAGA, JI ,MESSEGUER C., Wholesale marginal price in competitive generation markets. IEEE
18. PJM INTERCONNECTION, L.L.C Reliability Assurance Agreement, among load serving entities (LSE) in the PJM control area.Manual and documents in PJM interconnection.
19. PJM INTERCONNECTION, L.L.C System Coordination Division Capacity Adequacy Planning.
20. PJM INTERCONNECTION, L.L.C. PJM Manual for Accounted For Obligation, Manual M-17. Prepared by Capacity Adequacy Planning.
21. PJM Interconnection, L.L.C. PJM Manual for PJM Reserve Requirements, Manual M-20. Prepared by Capacity Adequacy Planning,

22. SALLY HUNT, NERA .Competition in the Electricity Market: the England and Wales Privatisation, , London.
23. SCHWEPPE, CARAMIS, TABORS, BOHN. Spot Pricing of Electricity. The Kluwer international series. 1987.

Paginas WEB consultadas.

1. www.eumed.net/cursecon
Economías de mercado virtudes e inconvenientes.
2. www.cetdigital.com/ahorroElect.htm
El sector eléctrico español.
3. www.monografias.com/trabajos/ofertaydemanda/ofertaydemanda.shtml
La oferta y la demanda .
4. www.monografias.com/trabajos/microeconomia/microeconomia.shtml
Microeconomía.
5. www.monografias.com/trabajos/tprodcost/tprodcost.shtm
Teoría de la producción y costos.
6. www.drexel.edu/top/prin/txt/Cost/cost2.html
Estructuras de costos.
7. www.eclipse.cl/Sector/art/Articulo3.html
Paradojas del mercado eléctrico chileno.
8. www.eia.doe.gov/oiaf/elepri97/comp.html
Electricity Prices in a Competitive Environment: Marginal Cost Pricing of Generation Services and Financial Status of Electric Utilities
9. <http://hadm.sph.sc.edu/Courses/Econ/Tutorials.html>

Marginal Cost and the Output Rate Under Competition.

10. www.pjm.com
PJM Interconnection, L.L.C.
11. www.isa.co.com
Interconexión eléctrica .S.A. Colombia
12. www.mecom.ar
Secretaria de energía y minas Argentina.
13. www.eia.doe.gov/emen/cabs/contens.html
14. www.offer.uk
15. www.nerc.com
16. www.powerpools.com
Mercado eléctrico inglés.
17. www.energy.ca.gov/education
18. www.chilectra.cl
19. www.cammesa.com
Administrador del mercado eléctrico argentino.
20. www.necanews.org/necarestructure.html
21. www.ieee.org
22. www.electricity.org.uk
Mercado eléctrico inglés.
23. www.mcyt.es/Informacion_anexa/minas.htm
Ministerio de energía y minas de España.
24. www.caiso.com/
Sistema independiente de California.

ANEXOS



DESPACHO ECONOMICO DIARIO PROGRAMADO

HORA PUBLICACION WEB:

12:10

En Operación de tiempo real el ingreso, variación de carga y salida de las unidades, está bajo coordinación del CENACE.

FECHA: Miércoles 14 de Junio de 2000

EMPRESA HORA	H-PAUTE	N-NACION	ELEAUS_H	AGQYAN_H	EEQVIC_H	EEQMOV_H	RIOBAM_H	COTOPX_H	RNORTU_H	AMBATO_H	BOLIVE_H	R-BUR_H	E-TRINIT	E.GZ.TV3	E.VASANT	ELEC-AT1	MAN-M12	TPGUANG1	TPGUANG8	TPGUANG2	TPGUANG4
0- 1	596.6	-	26.0	156.0	32.8	17.7	10.1	8.1	3.6	2.9	1.3	2.4	50.0	26.0	15.0	15.0	-	-	-	-	-
1- 2	561.4	-	26.0	156.0	32.8	17.7	10.1	8.1	3.6	2.9	1.3	2.4	50.0	26.0	15.0	15.0	-	-	-	-	-
2- 3	543.1	-	26.0	156.0	32.8	17.7	10.1	8.1	3.6	2.9	1.3	2.4	50.0	26.0	15.0	15.0	-	-	-	-	-
3- 4	547.0	-	26.0	156.0	32.8	17.7	10.1	8.1	3.6	2.9	1.3	2.4	50.0	26.0	15.0	15.0	-	-	-	-	-
4- 5	573.7	-	26.0	156.0	36.3	17.7	10.1	8.2	3.6	2.9	1.3	2.4	50.0	26.0	15.0	15.0	-	-	-	-	-
5- 6	715.2	-	26.0	156.0	36.3	17.7	10.1	8.3	3.6	2.9	1.3	2.4	50.0	26.0	15.0	15.0	-	-	-	-	-
6- 7	733.0	-	28.0	156.0	36.3	17.7	10.1	8.3	3.6	2.9	1.3	2.4	50.0	26.0	15.0	15.0	-	-	-	-	-
7- 8	754.8	-	28.0	156.0	49.0	17.7	10.1	8.3	3.6	2.9	1.3	2.4	50.0	40.0	15.0	15.0	-	-	-	-	-
8- 9	826.9	-	30.0	156.0	49.0	17.7	10.1	8.0	2.9	2.9	1.3	2.4	50.0	70.8	20.0	15.0	-	-	-	-	-
9- 10	838.5	-	30.0	156.0	49.0	17.7	10.1	8.1	2.9	2.9	1.3	2.4	50.0	70.8	32.5	21.0	-	-	-	-	-
10- 11	711.3	137.9	29.0	156.0	49.0	17.7	10.1	7.7	2.9	2.9	1.3	2.4	50.0	69.0	32.5	15.0	-	-	-	-	-
11- 12	706.1	137.9	29.0	156.0	49.0	17.7	10.1	7.7	2.9	2.9	1.3	2.4	50.0	69.0	32.5	15.0	-	-	-	-	-
12- 13	804.5	-	29.0	156.0	49.0	17.7	10.1	7.7	3.6	2.9	1.3	2.4	50.0	64.0	32.5	15.0	5.0	-	-	-	-
13- 14	818.8	-	29.0	156.0	49.0	17.7	10.1	7.8	3.6	2.9	1.3	2.4	50.0	67.0	26.0	15.0	5.0	-	-	-	-
14- 15	830.4	-	32.8	156.0	49.0	17.7	10.1	8.1	3.6	2.9	1.3	2.4	50.0	70.8	26.0	15.0	5.0	-	-	-	-
15- 16	819.5	-	27.0	156.0	49.0	17.7	10.1	8.1	3.6	2.9	1.3	2.4	50.0	68.0	26.0	15.0	5.0	-	-	-	-
16- 17	802.1	-	27.0	156.0	60.7	17.7	10.1	8.1	3.6	2.9	1.3	2.4	50.0	62.0	26.0	15.0	5.0	-	-	-	-
17- 18	890.6	-	27.0	156.0	60.7	17.7	10.1	8.2	3.6	2.9	1.3	2.4	50.0	70.8	21.0	15.0	5.0	-	-	-	-
18- 19	979.5	206.6	38.4	156.0	67.1	17.7	10.1	8.2	3.6	2.9	1.3	2.4	129.0	70.8	32.5	17.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
19- 20	953.2	206.6	38.4	156.0	67.1	17.7	10.1	8.2	3.6	2.9	1.3	2.4	118.0	70.8	32.5	15.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
20- 21	870.7	206.6	34.4	156.0	67.1	17.7	10.1	8.2	3.6	2.9	1.3	2.4	101.0	70.8	27.0	15.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
21- 22	821.7	137.9	31.4	156.0	60.7	17.7	10.1	8.0	3.6	2.9	1.3	2.4	69.0	67.0	15.0	15.0	5.0	-	-	-	-
22- 23	868.3	137.9	28.4	156.0	46.8	17.7	10.1	7.7	3.6	2.9	1.3	2.4	50.0	46.0	15.0	15.0	-	-	-	-	-
23- 24	652.1	-	27.0	156.0	46.8	17.7	10.1	7.7	3.6	2.9	1.3	2.4	50.0	26.0	15.0	15.0	-	-	-	-	-
ENERGIA	18,018.8	1,171.3	698.8	3,744.0	1,158.1	424.8	242.4	193.0	84.0	69.8	31.2	57.6	1,417.0	1,255.6	532.0	368.0	50.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Costo Variable borges																					
o valor del agua (\$/ KWH)	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	304.20	318.13	331.49	574.75	610.73	644.02	648.70	649.23	654.04
(ctvs USD/KWH)	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	1.217	1.273	1.328	2.299	2.443	2.578	2.587	2.597	2.616

Nota: Los valores de generación horaria se encuentran en MW y corresponden a la potencia Bruta

Los valores de energía de las plantas y unidades se encuentran en MWh

Los valores de generación horaria considera la Reg. Primaria Frec. 3% para condiciones lluviosas del periodo Abril - Septiembre 2000. Paute realiza la Reg. Secundaria Frec. 3.2% (demanda)

Costos variables de producción consideran precios locales de combustible: Diesel 6806 (sucres/galón), Bunker 3230 (sucres/galón), Nafta 7750 (sucres/galón) (Fuente CONELEC)

Costos Variables de Producción declarados para el mes de junio del 2000, con precios anteriores de diesel y fuel oil

COSTO DE PRODUCCION 111.42 mil USD
EN BARRA DE MERCADO 2785.5 millones de sucres



DESPACHO ECONOMICO DIARIO PROGRAMADO

En Operación de tiempo real el ingreso, variación de carga y salida de las unidades, está bajo coordinación del CENACE.

FECHA: Miércoles 14 de Junio de 2000

EMPRESA HORA	TPGUANGS	TPGUANGS	EMLEBUH	EMLEBUZ	ELEC-AT2	TP.ROSA3	DEMANDA SISTEMA MW	UNIDAD MARGINAL	PRECIO MERCADO(2)			
									S/. KWH	ctvs USD/KWH		
0- 1	-	-	-	-	-	-	963.50	AGOYAN H	53.78	0.215	265.2	64.1
1- 2	-	-	-	-	-	-	928.40	AGOYAN H	53.74	0.215	249.7	57.5
2- 3	-	-	-	-	-	-	910.00	AGOYAN H	53.79	0.215	248.1	55.0
3- 4	-	-	-	-	-	-	913.90	AGOYAN H	53.72	0.215	241.2	53.3
4- 5	-	-	-	-	-	-	944.20	AGOYAN H	53.82	0.214	238.0	54.6
5- 6	-	-	-	-	-	-	1,085.90	H-PAUTE	53.58	0.214	270.5	62.4
6- 7	-	-	-	-	-	-	1,105.60	H-PAUTE	53.81	0.214	288.5	69.5
7- 8	-	-	-	-	-	-	1,154.10	H-PAUTE	53.81	0.215	280.9	75.0
8- 9	-	-	-	-	-	-	1,263.00	H-PAUTE	54.43	0.218	310.7	74.7
9- 10	-	-	-	-	-	-	1,293.10	H-PAUTE	54.68	0.219	323.5	75.0
10- 11	-	-	-	-	15.0	-	1,308.60	H-PAUTE	54.84	0.219	336.6	75.6
11- 12	-	-	-	-	15.0	-	1,304.40	H-PAUTE	54.85	0.219	338.1	75.4
12- 13	-	-	-	-	15.0	-	1,285.70	H-PAUTE	54.63	0.219	326.5	75.0
13- 14	-	-	-	-	15.0	-	1,278.70	H-PAUTE	54.70	0.219	336.9	75.8
14- 15	-	-	-	-	15.0	-	1,296.20	H-PAUTE	54.78	0.219	343.2	75.0
15- 16	-	-	-	-	15.0	-	1,278.80	H-PAUTE	54.66	0.219	332.2	75.2
16- 17	-	-	-	-	15.0	-	1,264.90	H-PAUTE	53.73	0.215	327.2	75.4
17- 18	-	-	-	-	15.0	-	1,357.40	H-PAUTE	54.17	0.217	351.9	74.8
18- 19	5.0	5.0	3.3	3.3	15.0	4.0	1,803.70	EQL3-U3	573.11	2.292	353.7	75.8
19- 20	5.0	5.0	3.3	3.3	15.0	4.0	1,764.40	ELEC-AT1	565.66	2.283	347.8	69.0
20- 21	5.0	5.0	-	-	-	4.0	1,633.80	E-TRINIT	304.78	1.219	354.8	75.3
21- 22	-	-	-	-	-	-	1,424.70	H-PAUTE	54.42	0.218	354.8	74.8
22- 23	-	-	-	-	-	-	1,209.10	AGOYAN H	53.67	0.215	335.7	74.9
23- 24	-	-	-	-	-	-	1,033.70	AGOYAN H	53.87	0.215	290.1	74.7
ENERGIA	15.0	15.0	6.6	6.6	150.0	12.0	29781.6					
Costo Variable bomes												
o valor del agua (S/. kWh)	655.53	666.30	675.80	675.80	682.58	1,208.20						
(ctvs USD/kWh)	2.822	2.665	2.703	2.703	2.730	4.825						

Precio Marginal Ponderado en BM

	S/. KWH	ctvs USD/KWH
Dem. Base	63.71	0.215
Dem. Med	54.52	0.218
Dem. Punta	335.77	1.343
Promedio	129.67	0.519

DISTRIBUCION DE GENERACION

	MWh	%
HDRAULICA:	25893.6	86.9
TERMICA:	3888.0	13.1

Nota: Los valores de generación horaria se encuentran en MW y corresponden a la potencia Bruta

Los valores de energía de las plantas y unidades se encuentran en MWh

Los valores de generación horaria considera la Reg. Primaria Frec. 3% para condiciones lluviosas del periodo Abril - Septiembre 2000. Paute realiza a Reg. Secundaria Frec. 3.2% demanda

Costos variables de producción consideran precios locales de combustible Diesel 6806 (sucres/galón), Bunker 3230 (sucres/galón), Nafta 7750 (sucres/galón) (Fuente CONELEC)

Costos Variables de Producción declarados para el mes de junio del 2000, con precios anteriores de diesel y fuel oil

COSTO DE PRODUCCION 111.42 mil USD
 EN BARRA DE MERCADO 2785.5 millones de sucres

(1) Costos Variables de Producción en Bomes del Generador.

(2) Precio Marginal (en Barra de Mercado)

Barra de Mercado: S/E Pascuales 230 kV



DESPACHO ECONOMICO DIARIO PROGRAMADO

HORA PUBLICACION WEB.

13:45

En Operación de tiempo real el ingreso, variación de carga y salida de las unidades, está bajo coordinación del CENACE.

FECHA: Miércoles 22 de Noviembre de 2000

EMPRESA HORA	H-PAUTE	H-PUCARA	H-NACION	ELEAUS_H	AGOYAN_H	EEQMC_H	ESQNOV_H	RIOBAM_H	CÓTOPK_H	RINORIE_H	RINDRTU_H	AMBATO_H	BOLIVR_H	R-SUR_H	T-ESMER	E-TRINIT	E.GZ.TV3
0- 1	81.9	-	-	6.0	52.0	25.9	14.0	10.5	3.0	2.0	2.6	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
1- 2	66.0	-	-	6.0	30.0	25.9	14.0	10.5	3.0	2.0	2.6	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
2- 3	55.8	-	-	6.0	30.0	25.9	14.0	10.5	3.0	2.0	2.6	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
3- 4	51.6	-	-	6.0	30.0	25.9	14.0	8.5	3.0	2.0	2.6	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
4- 5	67.2	-	-	6.0	52.0	25.9	14.0	8.5	3.0	2.0	2.6	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
5- 6	58.6	-	139.2	6.0	52.0	25.9	14.0	8.5	3.0	2.0	2.6	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
6- 7	66.3	-	139.2	6.0	30.0	25.9	14.0	8.5	3.0	2.0	2.6	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
7- 8	36.8	-	139.2	19.0	30.0	25.9	14.0	8.5	3.0	2.0	2.6	0.5	0.5	1.8	122.5	130.3	71.5
8- 9	68.1	71.5	139.2	19.0	52.0	25.9	12.2	8.5	2.0	2.0	2.6	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
9- 10	117.6	71.5	139.2	19.0	52.0	25.9	12.2	8.5	2.0	2.0	2.6	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
10- 11	137.9	71.5	139.2	19.0	52.0	25.9	12.2	8.5	2.0	2.0	2.6	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
11- 12	142.1	71.5	139.2	19.0	52.0	25.9	12.2	8.5	2.0	2.0	2.6	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
12- 13	70.4	20.0	204.3	19.0	52.0	25.9	12.2	8.5	2.0	2.0	2.6	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
13- 14	85.5	20.0	204.3	19.0	52.0	25.9	12.2	8.5	2.0	2.0	2.6	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
14- 15	109.9	20.0	204.3	19.0	52.0	25.9	12.2	8.5	2.0	2.0	2.6	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
15- 16	104.3	20.0	204.3	19.0	52.0	27.6	12.2	8.5	2.0	2.0	2.6	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
16- 17	85.8	20.0	204.3	19.0	52.0	32.8	14.0	8.5	2.0	2.0	2.6	0.5	0.5	1.8	122.5	130.3	71.5
17- 18	110.8	71.5	204.3	27.0	52.0	46.8	14.0	8.5	2.0	7.8	2.6	0.5	0.5	1.8	122.5	130.3	71.5
18- 19	347.4	71.5	204.3	37.4	156.0	62.4	14.0	8.5	5.0	7.6	3.7	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
19- 20	278.4	71.5	204.3	37.4	156.0	82.4	14.0	8.5	5.0	7.8	3.7	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
20- 21	149.7	71.5	204.3	25.0	156.0	62.4	14.0	8.5	5.0	7.8	3.7	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
21- 22	90.8	71.5	204.3	6.0	52.0	39.8	14.0	8.5	2.3	2.0	2.6	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
22- 23	102.4	-	139.2	6.0	52.0	32.8	14.0	8.5	2.3	2.0	2.6	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
23- 24	123.9	-	-	6.0	52.0	32.8	14.0	8.5	2.3	2.0	2.6	0.5	0.4	1.8	122.5	130.3	71.5
ENERGIA REQUERIMIENTOS DE COMBUSTIBLES (mil gal)	2,609.3	743.8	3,156.6	378.8	1,450.0	788.3	321.6	210.0	65.9	71.4	65.6	12.0	10.6	43.0	2,940.0	3,126.2	1,717.0
Costo Variable bombes o valor del agua (\$/ kWh (ctvs USD/kWh)	2,564.18 10.250	2,564.18 10.250	2,564.18 10.250	50.00 0.200	961.16 3.845	968.12 3.872	1,120.44 4.482										

Nota: Los valores de generación horaria se encuentran en MW y corresponden a la potencia Bruta. Los valores de energía de las plantas y unidades se encuentran en MWh.
Los valores de generación horaria considera la Reg Primaria Prec 2% para estación seca del periodo Octubre - Marzo 2001. Paute realiza la Reg Secundaria Prec 3.0% (demanda).
Costos variables declarados por los agentes para el mes de noviembre con precios internacionales de combustibles vigentes para la semana 16/11 -22/11'00.
Valores proporcionados por PETROCOMERCIAL: fuel oil 4 (BUNKER)=0.538737 USD/gal; Diesel 2=1.075524 USD/gal. (Incluyen margen de comercialización).

COSTO DE PRODUCCION 1322.036 mil USD
EN BARRA DE MERCADO 33050.9 millones de sucs



DESPACHO ECONOMICO DIARIO PROGRAMADO

En Operación de tiempo real el Ingreso, variación de carga y salida de las unidades, está bajo coordinación del CENACE.

FECHA: Miércoles 22 de Noviembre de 2000

EMPRESA HORA	E.GZ.TV2	E.VASANT	TPGUANG6	TPGUANG5	TPGUANG2	TPGUANG1	TPGUANG4	TPGUANG3	G.HERNA4	G.HERNA2	G.HERNA1	G.HERNA3	G.HERNA5	G.HERNA6	VGQL1-U1	VGQL2-U3	VGQL2-U4	MAN-M12	EQL3-U3
0- 1	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	-	44.0
1- 2	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	-	44.0
2- 3	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	-	44.0
3- 4	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	-	44.0
4- 5	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	-	44.0
5- 6	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	-	44.0
6- 7	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	-	44.0
7- 8	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	5.0	44.0
8- 9	71.5	-	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	5.0	44.0
9- 10	71.5	-	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	5.0	44.0
10- 11	71.5	-	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	5.0	44.0
11- 12	71.5	-	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	5.0	44.0
12- 13	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	5.0	44.0
13- 14	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	5.0	44.0
14- 15	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	5.0	44.0
15- 16	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	5.0	44.0
16- 17	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	5.0	44.0
17- 18	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	5.0	44.0
18- 19	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	5.0	44.0
19- 20	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	5.0	44.0
20- 21	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	5.0	44.0
21- 22	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	5.0	44.0
22- 23	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	5.0	44.0
23- 24	71.5	32.8	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.2	10.3	10.3	-	44.0
ENERGIA REQUERIMIENTOS OE COMBUSTIBLES (mil gal)	1,717.0	856.0	122.3	122.3	122.3	122.3	122.3	122.3	134.1	134.1	134.1	134.1	134.1	134.1	124.7	247.0	247.0	80.0	1,056.0
Costo Variable borges o valor de agua (\$/ kWh) (ctvs USD/kWh)	128.13	51.94	7.43	7.45	7.48	7.44	7.47	7.50	8.15	8.18	8.22	8.22	8.22	8.22	12.99	26.00	26.56	5.42	71.35
Costo Variable borges o valor de agua (\$/ kWh) (ctvs USD/kWh)	1,152.51	1,212.90	1,255.22	1,255.77	1,257.43	1,259.04	1,267.33	1,284.36	1,365.12	1,366.31	1,373.46	1,374.11	1,374.11	1,374.11	1,572.13	1,619.06	1,639.38	2,009.14	2,016.75
	4.610	4.852	5.021	5.023	5.030	5.036	5.069	5.137	5.460	5.473	5.494	5.496	5.496	5.496	6.289	6.476	6.558	8.037	8.067

Nota Los valores de generación horaria se encuentran en MW y corresponden a la potencia Bruta. Los valores de energía de las plantas y unidades se encuentran en MWh.
 Los valores de generación horaria considera la Reg. Primaria Frec. 2% para estación seca del periodo Octubre - Marzo 2001. Paute realiza la Reg. Secundaria Frec. 3.0% (demanda).
 Costos variables declarados por los agencias para el mes de noviembre con precios internacionales de combustibles vigentes para la semana 16/11 -22/11/00.
 Valores proporcionados por PETROCOMERCIAL: fuel oil 4 (BUNKER)=0.538737 USD/gal Diesel 2=1.075524 USD/gal. (Incluyen margen de comercialización)

COSTO DE PRODUCCION 1322.036 mil USD
 EN BARRA DE MERCADO 33050.9 millones de sucs



DESPECHO ECONOMICO DIARIO PROGRAMADO
En Operación de tiempo real el Ingreso, variación de carga y salida de las unidades, está bajo coordinación del CENACE.
FECHA: Miércoles 22 de Noviembre de 2000

EMPRESA HORA	EMLRIO1	EQL3-U4	EQL2-U2	EMLRIO3	AMB-LU2	LULUN-13	SELG1	LULUN-12	SELG10	LULUN-11	SEPOGS	EMLESU1	EMLESU2	SELG9	MILA-G6	MILA-G4	MILA-G7	LOJ-CA6	EMLNOR	
0- 1	-	44.0	43.1	-	-	2.9	-	2.7	-	2.9	-	-	-	2.9	-	-	-	-	2.5	-
1- 2	-	44.0	43.1	-	-	2.9	-	2.7	-	2.9	-	-	-	2.9	-	-	-	-	2.5	-
2- 3	-	44.0	43.1	-	-	2.9	-	2.7	-	2.9	-	-	-	2.9	-	-	-	-	2.5	-
3- 4	-	44.0	43.1	-	-	2.9	-	2.7	-	2.9	-	-	-	2.9	-	-	-	-	2.5	-
4- 5	-	44.0	43.1	-	-	2.9	-	2.7	-	2.9	-	-	-	2.9	-	-	-	-	2.5	-
5- 6	-	44.0	43.1	-	-	2.9	-	2.7	-	2.9	-	-	-	2.9	-	-	-	-	2.5	-
6- 7	-	44.0	43.1	-	-	2.9	-	2.7	-	2.9	-	-	-	2.9	-	-	-	-	2.5	-
7- 8	2.8	44.0	43.1	2.8	2.0	2.9	2.0	2.7	2.0	2.9	-	-	-	2.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.5	-
8- 9	2.8	44.0	43.1	2.8	2.0	2.9	2.0	2.7	2.0	2.9	-	-	-	2.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.5	-
9- 10	2.8	44.0	43.1	2.8	2.0	2.9	2.0	2.7	2.0	2.9	-	-	-	2.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.5	-
10- 11	2.8	44.0	43.1	2.8	2.0	2.9	2.0	2.7	2.0	2.9	2.1	3.3	3.3	2.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.5	1.5
11- 12	2.8	44.0	43.1	2.8	2.0	2.9	2.0	2.7	2.0	2.9	2.1	3.3	3.3	2.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.5	1.5
12- 13	2.8	44.0	43.1	2.8	2.0	2.9	2.0	2.7	2.0	2.9	2.1	3.3	3.3	2.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.5	1.5
13- 14	2.8	44.0	43.1	2.8	2.0	2.9	2.0	2.7	2.0	2.9	2.1	3.3	3.3	2.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.5	1.5
14- 15	2.8	44.0	43.1	2.8	2.0	2.9	2.0	2.7	2.0	2.9	2.1	3.3	3.3	2.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.5	1.5
15- 16	2.8	44.0	43.1	2.8	2.0	2.9	2.0	2.7	2.0	2.9	2.1	3.3	3.3	2.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.5	1.5
16- 17	2.8	44.0	43.1	2.8	2.0	2.9	2.0	2.7	2.0	2.9	2.1	3.3	3.3	2.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.5	1.5
17- 18	2.8	44.0	43.1	2.8	2.0	2.9	2.0	2.7	2.0	2.9	2.1	3.3	3.3	2.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.5	1.5
18- 19	2.8	44.0	43.1	2.8	2.0	2.9	2.0	2.7	2.0	2.9	2.1	3.3	3.3	2.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.5	1.5
19- 20	2.8	44.0	43.1	2.8	2.0	2.9	2.0	2.7	2.0	2.9	2.1	3.3	3.3	2.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.5	1.5
20- 21	2.8	44.0	43.1	2.8	2.0	2.9	2.0	2.7	2.0	2.9	2.1	3.3	3.3	2.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.5	1.5
21- 22	2.8	44.0	43.1	2.8	2.0	2.9	2.0	2.7	2.0	2.9	2.1	3.3	3.3	2.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.5	1.5
22- 23	2.8	44.0	43.1	2.8	2.0	2.9	2.0	2.7	2.0	2.9	-	-	-	2.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.5	-
23- 24	-	44.0	43.1	-	-	2.9	-	2.7	-	2.9	-	-	-	2.9	-	-	-	-	2.5	-
ENERGIA	45.5	1,056.0	1,034.9	45.5	31.4	70.6	31.4	65.9	31.4	70.6	24.7	40.0	40.0	70.6	31.4	31.4	31.4	58.8	17.8	
REQUERIMIENTOS DE COMBUSTIBLES (mil gal)	3.10	71.35	70.40	3.15	2.45	4.90	2.43	4.59	2.43	4.93	1.92	3.08	3.08	5.48	2.53	2.55	2.62	4.02	1.46	
Costo Variable bombes o valor del agua (\$/ kWh) [ctvs USD/kWh]	2,021.31 8.085	2,030.88 8.124	2,045.21 8.181	2,050.73 8.203	2,151.42 8.606	2,161.52 8.646	2,185.12 8.660	2,169.73 8.679	2,170.49 8.682	2,175.24 8.701	2,184.52 8.738	2,210.90 8.844	2,210.90 8.844	2,227.80 8.911	2,229.43 8.918	2,248.02 8.992	2,285.53 9.142	2,295.46 9.182	2,300.33 9.201	

Nota: Los valores de generación horaria se encuentran en MW y corresponden a la potencia Bruta. Los valores de energía de las plantas y unidades se encuentran en MWh.
Los valores de generación horaria considera la Reg. Primaria Frec. 2% para estación seca de período Octubre - Marzo 2001. Pauta realiza la Reg. Secundaria Frec. 3.0% (demanda).
Costos variables declarados por los agentes para el mes de noviembre con precios internacionales de combustibles vigentes para la semana 15/11-22/11/00.
Valores proporcionados por PETROCOMERCIAL: Fuel oil 4 (BUNKER)=0.538737 USD/gal. Diesel 2=1.075524 USD/gal. (Incluyen margen de comercialización).

COSTO DE PRODUCCION 1322.036 mil USD
EN BARRA DE MERCADO 33050.9 millones de sures



DESPACHO ECONOMICO DIARIO PROGRAMADO
 En Operación de tiempo real el ingreso, variación de carga y salida de las unidades, está bajo coordinación del CENACE.
FECHA: Miércoles 22 de Noviembre de 2000

EMPRESA HORA	ORO-CAG4	AMB-BAT3	MAN-M16	MAN-M13	MAN-M15	LOJ-CA7	E.G.PASC	MAN-M17	ORO-MAU4	MAN-M22	MAN-M16	MAN-M18	MAN-M18	ORO-MAU5	LOJ-CA8	LOJ-CA9	ELEC-AT2	LOJ-C10	SEPLG4	LOJ-CA2
0- 1	-	-	-	-	-	2,5	90,2	-	-	-	-	-	-	-	2,2	2,2	15,0	2,2	-	1,0
1- 2	-	-	-	-	-	2,5	90,2	-	-	-	-	-	-	-	2,2	2,2	15,0	2,2	-	1,0
2- 3	-	-	-	-	-	2,5	90,2	-	-	-	-	-	-	-	2,2	2,2	15,0	2,2	-	1,0
3- 4	-	-	-	-	-	2,5	90,2	-	-	-	-	-	-	-	2,2	2,2	15,0	2,2	-	1,0
4- 5	-	-	-	-	-	2,5	90,2	-	-	-	-	-	-	-	2,2	2,2	15,0	2,2	-	1,0
5- 6	-	-	-	-	-	2,5	90,2	-	-	-	-	-	-	-	2,2	2,2	15,0	2,2	-	1,0
6- 7	-	-	-	-	-	2,5	90,2	-	-	-	-	-	-	-	2,2	2,2	33,3	2,2	-	-
7- 8	-	-	2,0	2,0	2,0	2,5	90,2	2,0	-	2,0	2,0	2,0	2,0	-	2,2	2,2	33,3	2,2	-	-
8- 9	-	-	2,0	2,0	2,0	2,5	90,2	2,0	-	2,0	2,0	2,0	2,0	-	2,2	2,2	33,3	2,2	0,7	-
9- 10	-	-	2,0	2,0	2,0	2,5	90,2	2,0	-	2,0	2,0	2,0	2,0	-	2,2	2,2	33,3	2,2	0,7	-
10- 11	-	-	2,0	2,0	2,0	2,5	90,2	2,0	-	2,0	2,0	2,0	2,0	-	2,2	2,2	33,3	2,2	0,7	-
11- 12	-	-	2,0	2,0	2,0	2,5	90,2	2,0	-	2,0	2,0	2,0	2,0	-	2,2	2,2	33,3	2,2	0,7	-
12- 13	-	-	2,0	2,0	2,0	2,5	90,2	2,0	-	2,0	2,0	2,0	2,0	-	2,2	2,2	33,3	2,2	0,7	-
13- 14	-	-	2,0	2,0	2,0	2,5	90,2	2,0	-	2,0	2,0	2,0	2,0	-	2,2	2,2	33,3	2,2	0,7	-
14- 15	-	1,0	2,0	2,0	2,0	2,5	90,2	2,0	-	2,0	2,0	2,0	2,0	-	2,2	2,2	33,3	2,2	0,7	-
15- 16	-	1,0	2,0	2,0	2,0	2,5	90,2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,2	2,2	33,3	2,2	0,7	-
16- 17	-	1,0	2,0	2,0	2,0	2,5	90,2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,2	2,2	33,3	2,2	-	-
17- 18	-	1,0	2,0	2,0	2,0	2,5	90,2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,2	2,2	33,3	2,2	-	-
18- 19	4,1	1,0	2,0	2,0	2,0	2,5	90,2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,2	2,2	33,3	2,2	-	1,0
19- 20	4,1	1,0	2,0	2,0	2,0	2,5	90,2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,2	2,2	33,3	2,2	-	1,0
20- 21	4,1	1,0	2,0	2,0	2,0	2,5	90,2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,2	2,2	33,3	2,2	-	1,0
21- 22	4,1	1,0	2,0	2,0	2,0	2,5	90,2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,2	2,2	33,3	2,2	-	1,0
22- 23	4,1	-	2,0	2,0	2,0	2,5	90,2	2,0	-	2,0	2,0	2,0	2,0	-	2,2	2,2	33,3	2,2	-	1,0
23- 24	4,1	-	-	-	-	2,5	90,2	-	-	-	-	-	-	-	2,2	2,2	33,3	2,2	-	1,0
ENERGIA REQUERIMIENTOS DE COMBUSTIBLES (mil gal)	24,7	7,8	31,4	31,4	31,4	58,8	2.163,8	31,4	13,7	31,4	31,4	31,4	31,4	13,7	51,7	51,7	689,4	51,7	5,5	11,8
Costo Variable bombes o valor del agua (\$/ kWh) (ctvs USD/kWh)	1,86	0,65	2,60	2,60	2,60	4,22	201,66	2,60	1,07	2,60	2,60	2,60	2,60	1,10	4,15	4,12	60,26	4,18	0,46	0,87
	2.340,60	2.345,91	2.354,33	2.354,33	2.354,33	2.358,24	2.366,32	2.375,53	2.376,29	2.391,22	2.396,38	2.396,70	2.402,83	2.407,04	2.411,44	2.416,56	2.437,10	2.437,51	2.465,48	2.471,06
	9,362	9,384	9,417	9,417	9,417	9,425	9,485	9,502	9,505	9,565	9,586	9,587	9,611	9,628	9,646	9,666	9,748	9,750	9,862	9,884

Nota: Los valores de generación horaria se encuentran en MW y corresponden a la potencia Bruta. Los valores de energía de las plantas y unidades se encuentran en MWh.
 Los valores de generación horaria considera la Reg. Primaria Frec. 2% para estación seca del periodo Octubre - Marzo 2001. Pauta realiza la Reg. Secundaria Frec. 3 0% (demanda).
 Costos variables declarados por los agentes para el mes de noviembre con precios internacionales de combustibles vigentes para la semana 16:11-22:11 00.
 Valores proporcionados por PETROCOMERCIAL: fuel oil 4 (BUNKER)=0 538737 USD/gal; Diesel 2=1 075524 USD/gal. (Incluyen margen de comercialización).

COSTO DE PRODUCCION 1322,036 mil USD
EN BARRA DE MERCADO 33050,9 millones de sucs

EMPRESA HORA	BOLIVAR	EPW-SD1	EPW-SD2	DEMANDA SISTEMA MW	UNIDAD MARGINAL	PRECIO MERCADO(2)			
						S/. kWh	ctvs USD/kWh		
0- 1	-	23.5	-	1,002.90	EPW-SD1	2,617.13	10.489	-103.2	-110.4
1- 2	-	23.5	-	965.00	EPW-SD1	2,617.04	10.468	-118.6	-116.9
2- 3	-	23.5	-	954.90	EPW-SD1	2,618.31	10.473	-119.6	-118.6
3- 4	-	23.5	-	948.80	EPW-SD1	2,618.58	10.474	-125.1	-121.1
4- 5	-	23.5	-	986.20	EPW-SD1	2,612.07	10.448	-123.9	-120.1
5- 6	-	23.5	-	1,116.80	EPW-SD1	2,802.70	10.411	-105.6	-113.8
6- 7	-	23.5	-	1,119.80	EPW-SD1	2,595.96	10.384	-118.9	-108.5
7- 8	-	23.5	-	1,141.50	EPW-SD1	2,594.68	10.379	-112.8	-92.2
8- 9	-	23.5	-	1,231.40	EPW-SD1	2,625.62	10.502	-28.2	-28.6
9- 10	-	23.5	-	1,280.90	EPW-SD1	2,623.33	10.493	4.5	-14.5
10- 11	-	23.5	-	1,311.30	EPW-SD1	2,633.84	10.535	19.5	-6.7
11- 12	-	23.5	-	1,315.50	EPW-SD1	2,624.63	10.499	25.4	-3.6
12- 13	-	23.5	-	1,290.20	EPW-SD1	2,629.83	10.519	-5.4	-34.0
13- 14	-	23.5	-	1,305.30	EPW-SD1	2,615.02	10.460	-2.4	-32.4
14- 15	11	23.5	-	1,331.80	EPW-SD1	2,613.91	10.456	1.1	-30.6
15- 16	11	23.5	-	1,331.90	EPW-SD1	2,614.20	10.457	8.5	-28.1
16- 17	11	23.5	-	1,319.60	EPW-SD2	2,646.73	10.587	3.5	-32.2
17- 18	11	23.5	47.0	1,471.10	EPW-SD2	2,627.87	10.511	16.9	-27.3
18- 19	11	23.5	47.0	1,846.80	EPW-SD2	2,612.02	10.448	78.1	-15.5
19- 20	11	23.5	47.0	1,777.90	EPW-SD2	2,614.70	10.459	46.9	-32.6
20- 21	11	23.5	47.0	1,636.70	EPW-SD2	2,632.74	10.531	16.1	-44.8
21- 22	11	23.5	47.0	1,422.70	EPW-SD2	2,629.10	10.516	-25.0	-70.8
22- 23	-	23.5	-	1,227.40	EPW-SD1	2,613.37	10.453	-85.6	-104.5
23- 24	-	23.5	-	1,071.60	EPW-SD1	2,616.98	10.468	-111.5	-121.4
ENERGIA	8.6	564.5	235.2	30408.0					
REQUERIMIENTOS DE COMBUSTIBLES (mil gal)	0.73	54.54	22.72						
Costo Variable bombes o valor del agua (S/. kWh)	2,476.51	2,659.78	2,659.78						
(ctvs USD/kWh)	9.906	10.639	10.639						

Precio Marginal Ponderado
En Barra de Mercado S/. kWh

Dem. Base	2612.11	10.448
Dem. Med.	2622.48	10.490
Dem. Punta	2622.60	10.490
Promedio	2619.31	10.477

DISTRIBUCION DE GENERACION

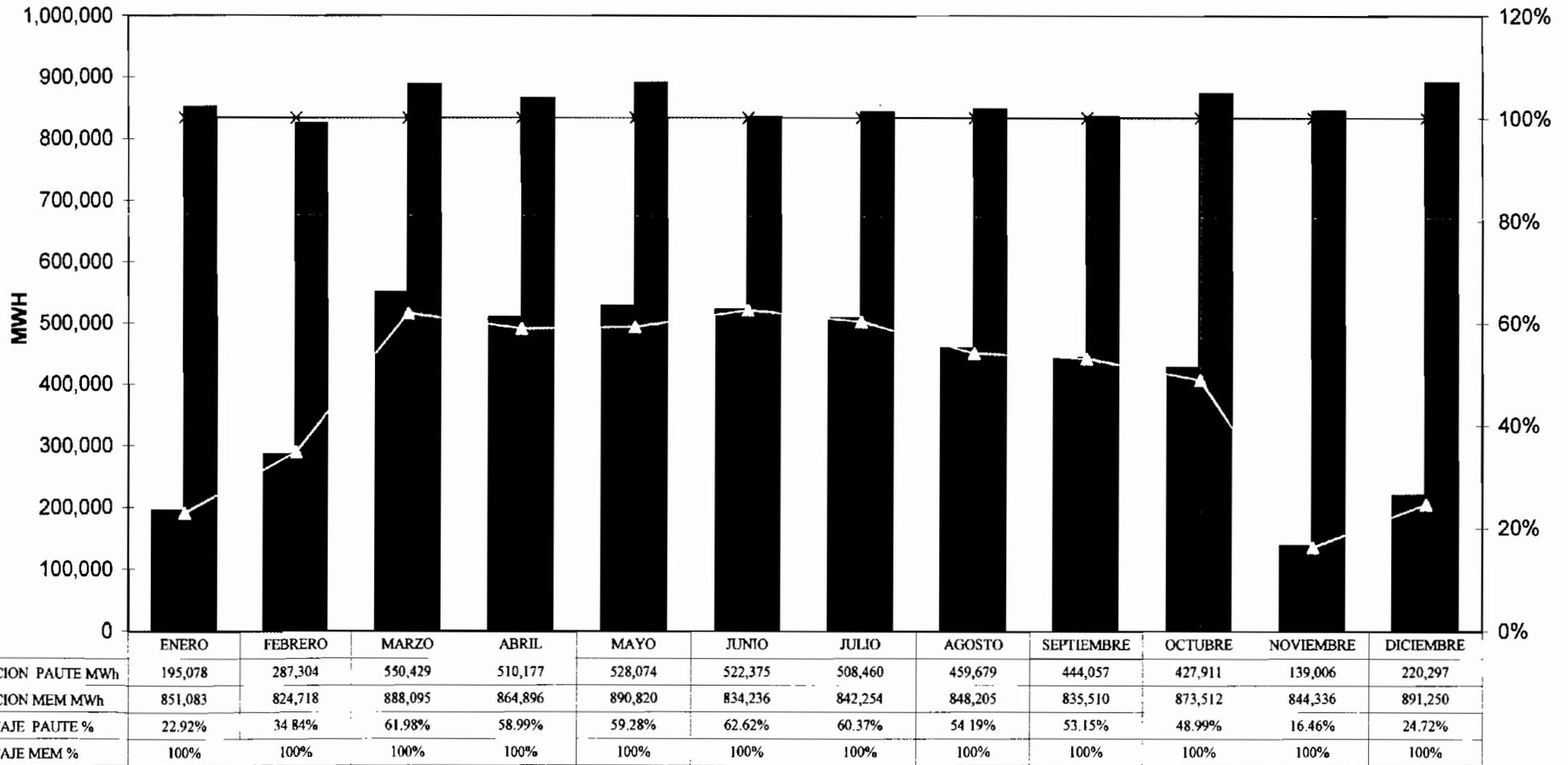
	MWh	%
HIDRAULICA:	8871.3	32.5
TERMICA:	20536.7	67.5

(1) Costos Variables de Producción en Bombes del Generador

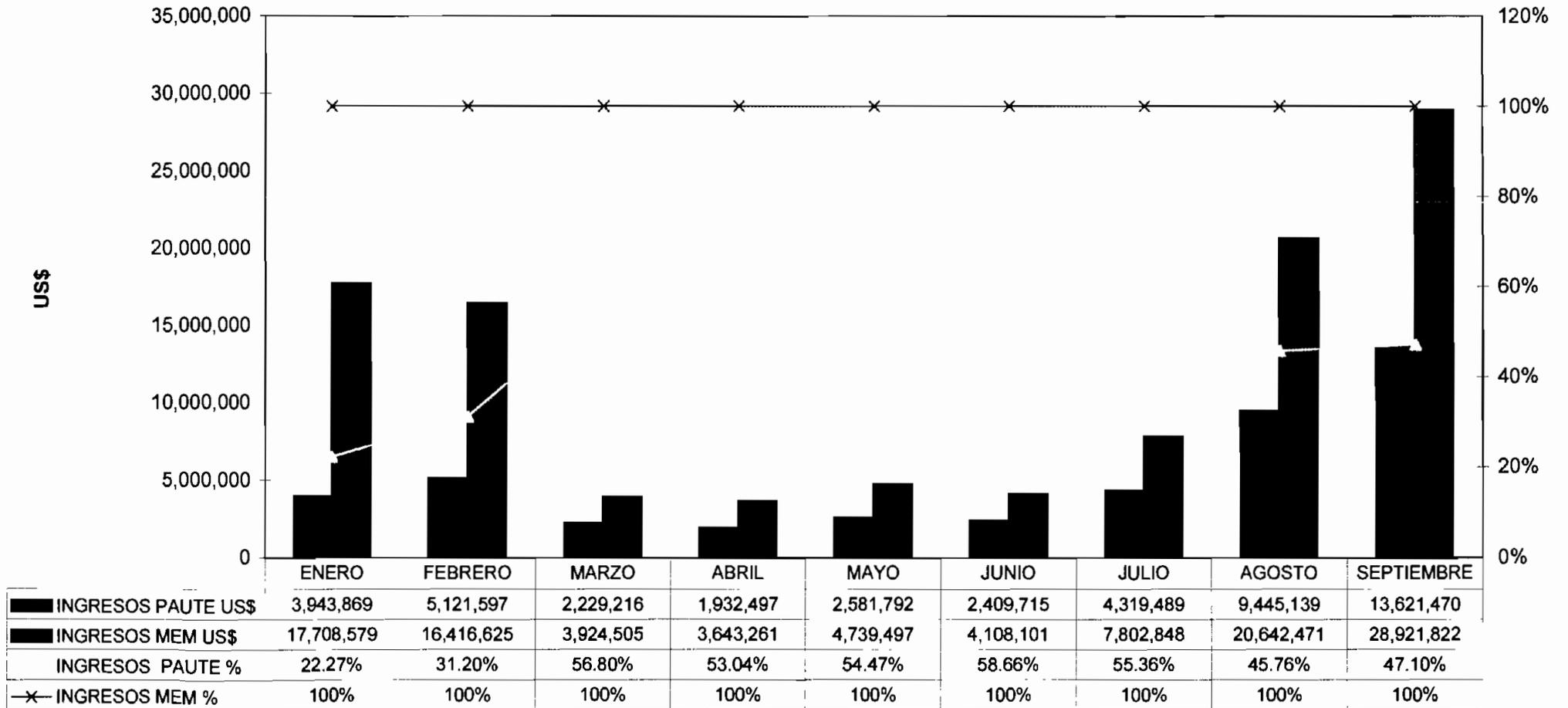
(2) Precio Marginal (en Barra de Mercado)

Barra de Mercado: S/E Pascuales 230 kV

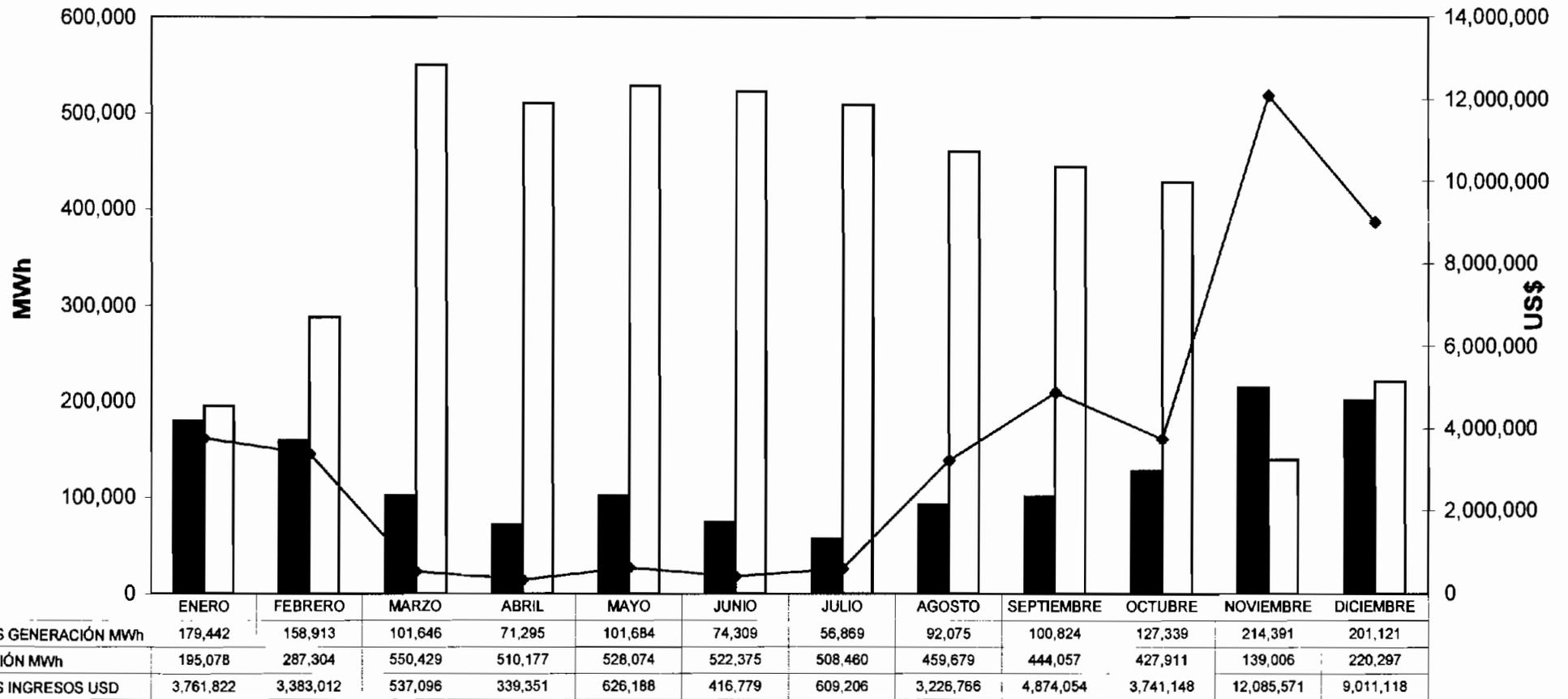
PRODUCCION MENSUAL DE ENERGÍA DE HIDROPAUTE Y EL MEM AÑO 2000



INGRESO MENSUAL DE PAUTE Y RECAUDACION TOTAL POR CONCEPTO DE ENERGÍA EN EL MEM AÑO 2000

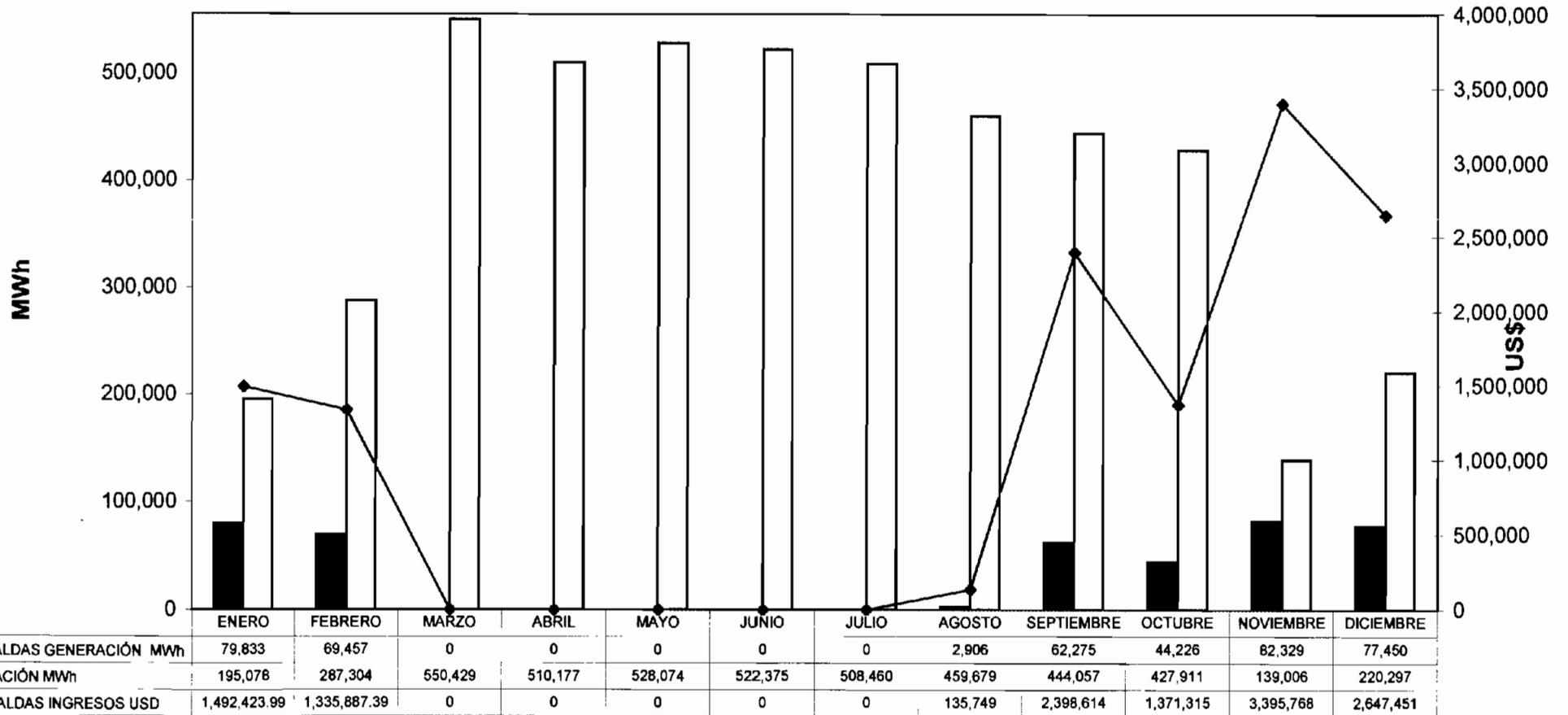


PRODUCCIÓN E INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL ELECTROGUAYAS



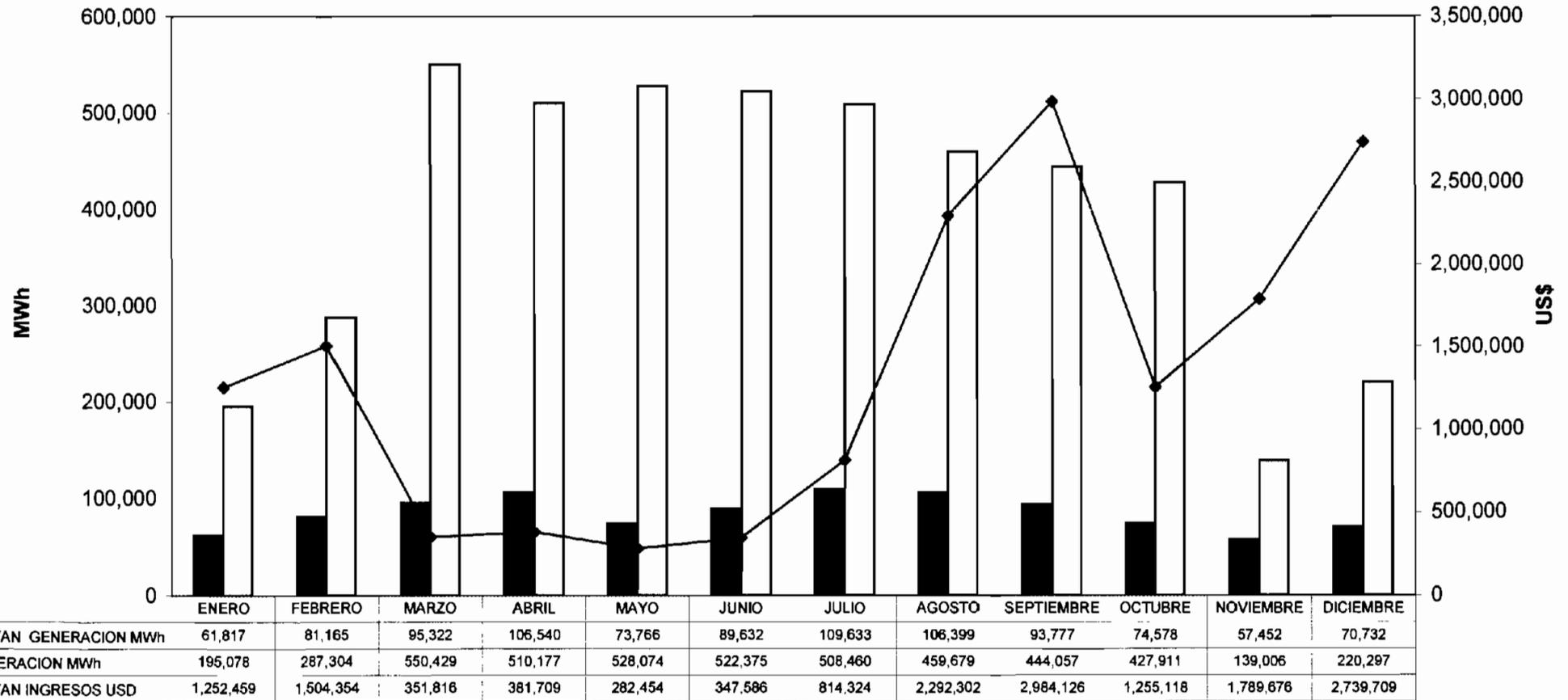
■ ELECTROGUAYAS GENERACIÓN MWh □ PAUTE GENERACIÓN MWh ◆ ELECTROGUAYAS INGRESOS USD

PRODUCCIÓN E INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL TERMOESMERALDAS



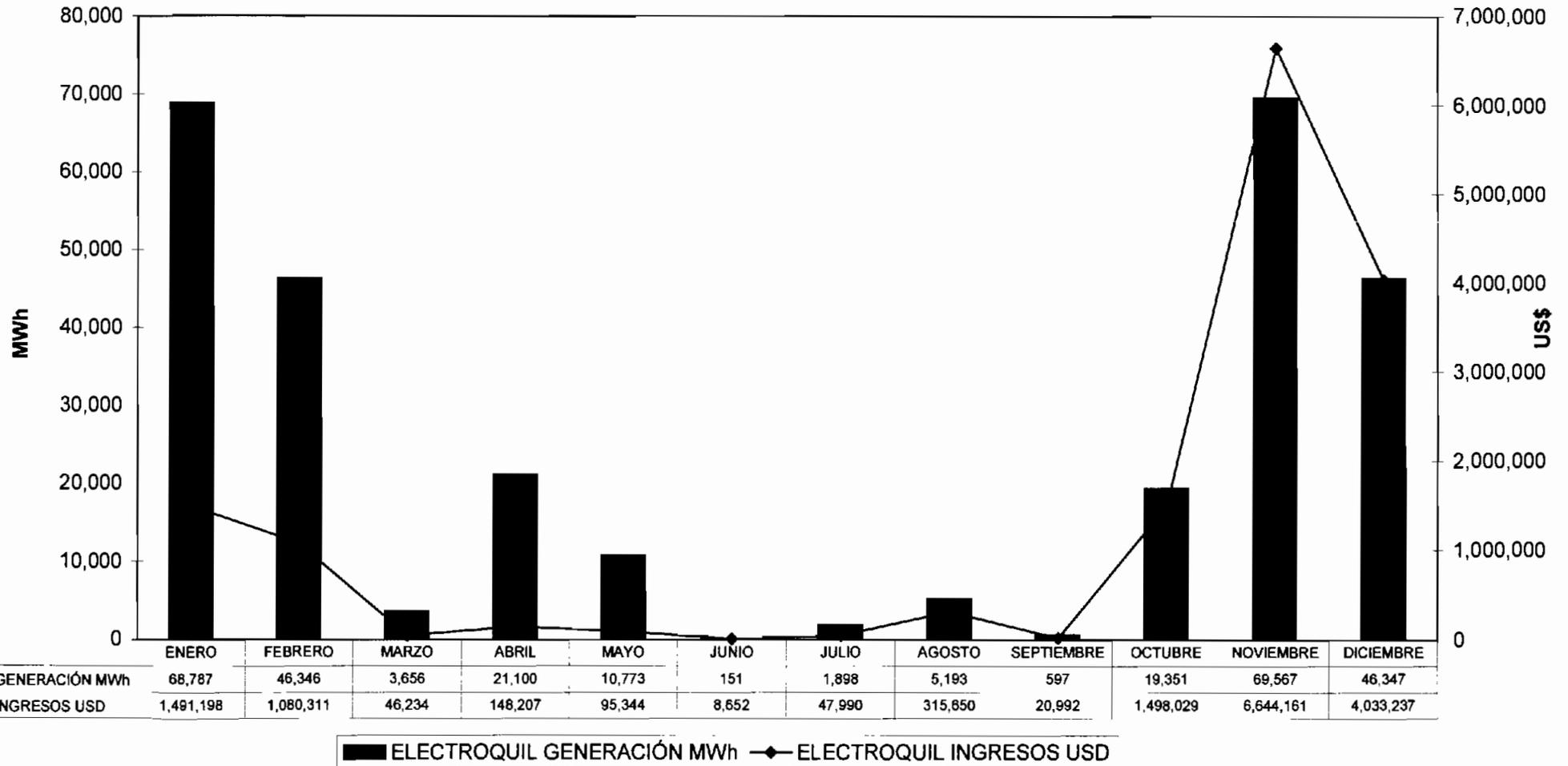
■ TERMOESMERALDAS GENERACIÓN MWh □ PAUTE GENERACIÓN MWh ◆ TERMO ESMERALDAS INGRESOS USD

**PRODUCCIÓN E INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL
HIDROAGOYAN**

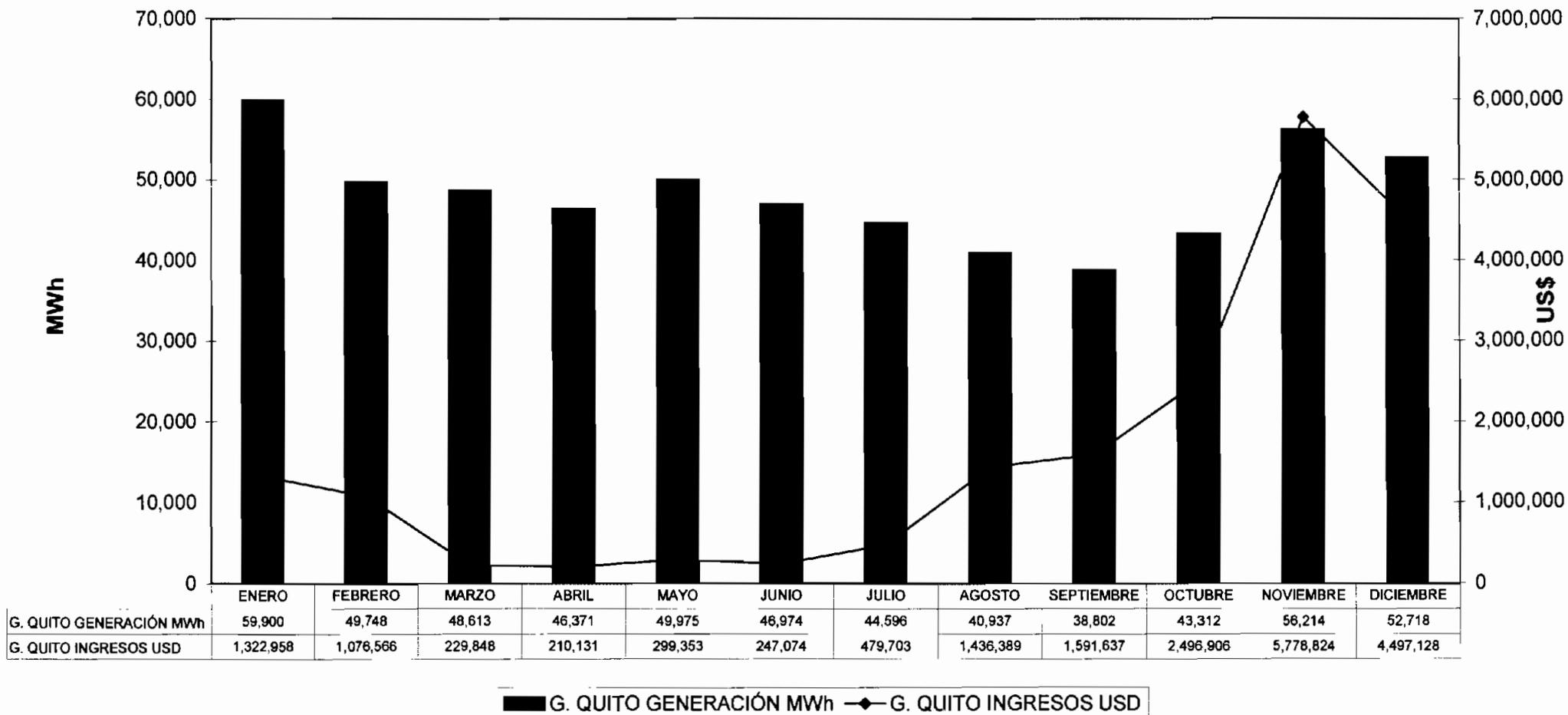


■ HIDROAGOYAN GENERACION MWh □ PAUTE GENERACION MWh ◆ HIDROAGOYAN INGRESOS USD

PRODUCCIÓN E INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL ELECTROQUIL

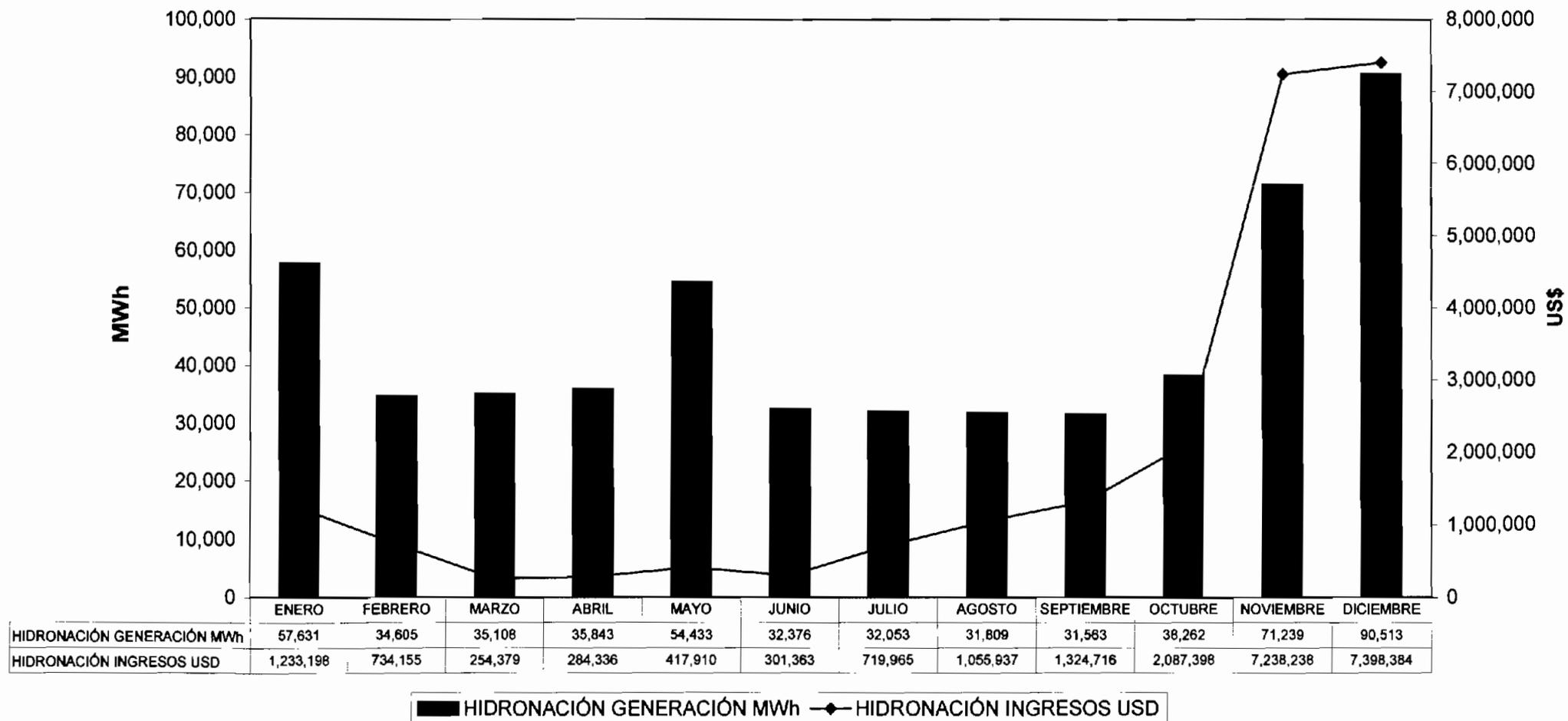


**PRODUCCIÓN E INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL
GENERACIÓN E.E. QUITO**

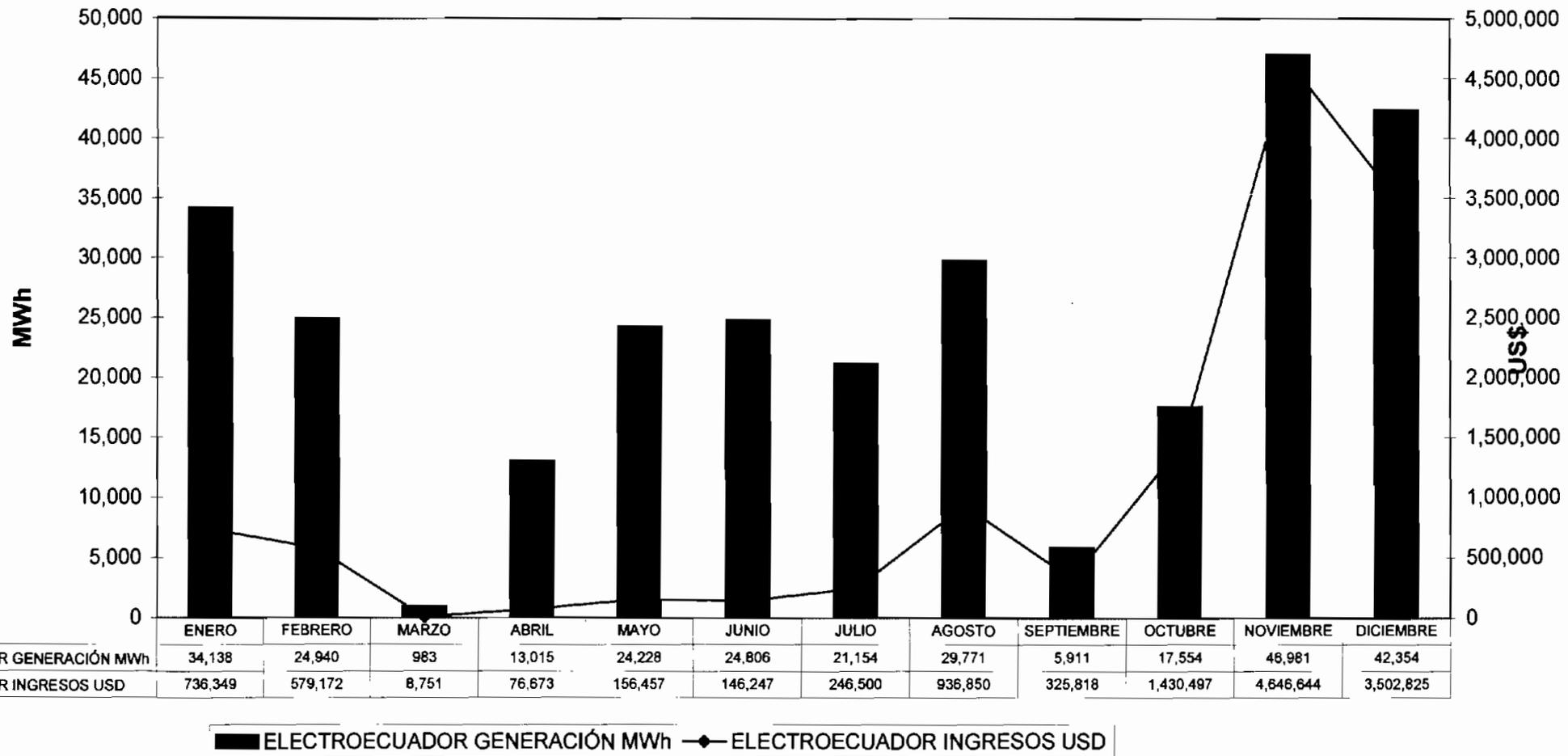


ANEXO 4

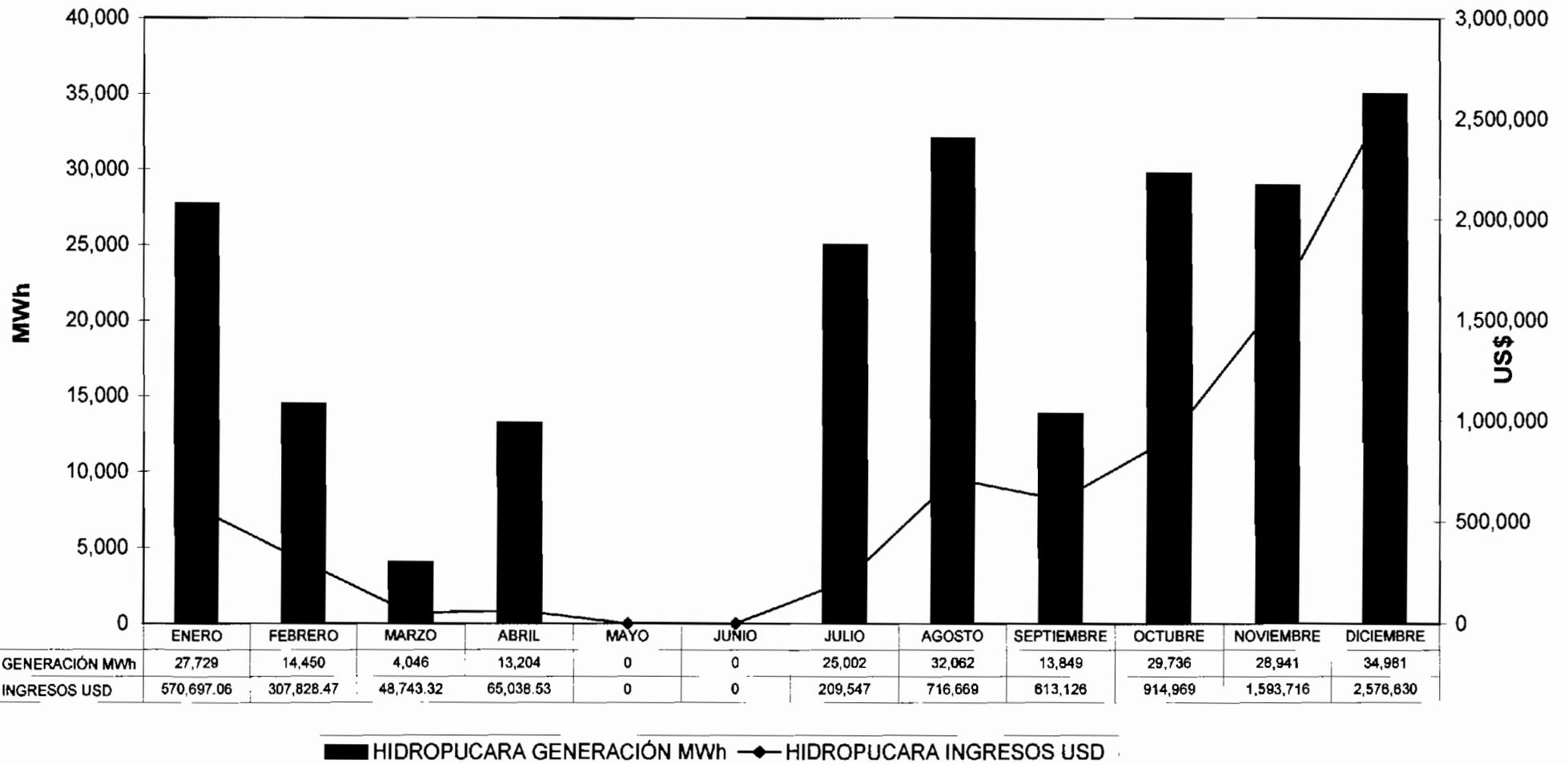
**PRODUCCIÓN E INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL
HIDRONACIÓN**



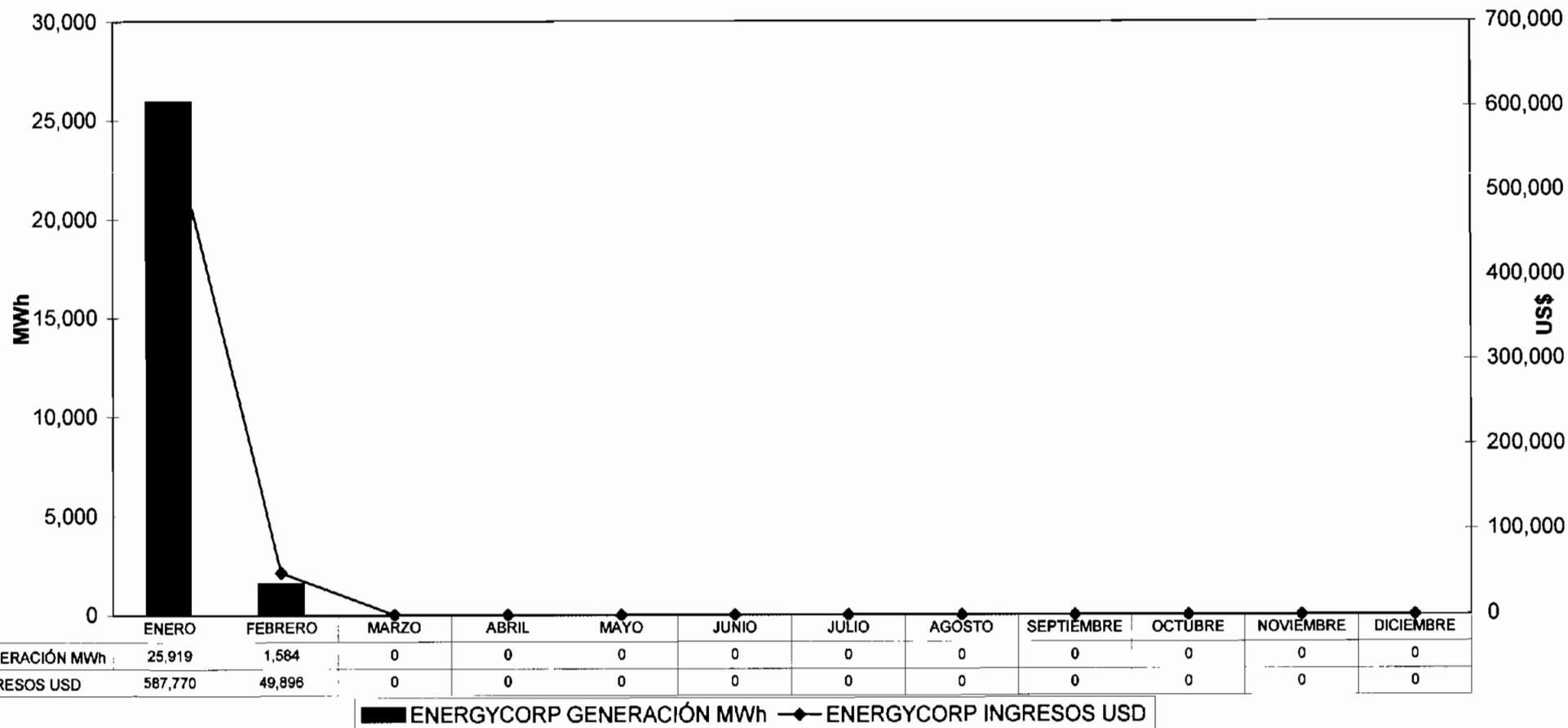
PRODUCCIÓN E INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL ELECTROECUADOR



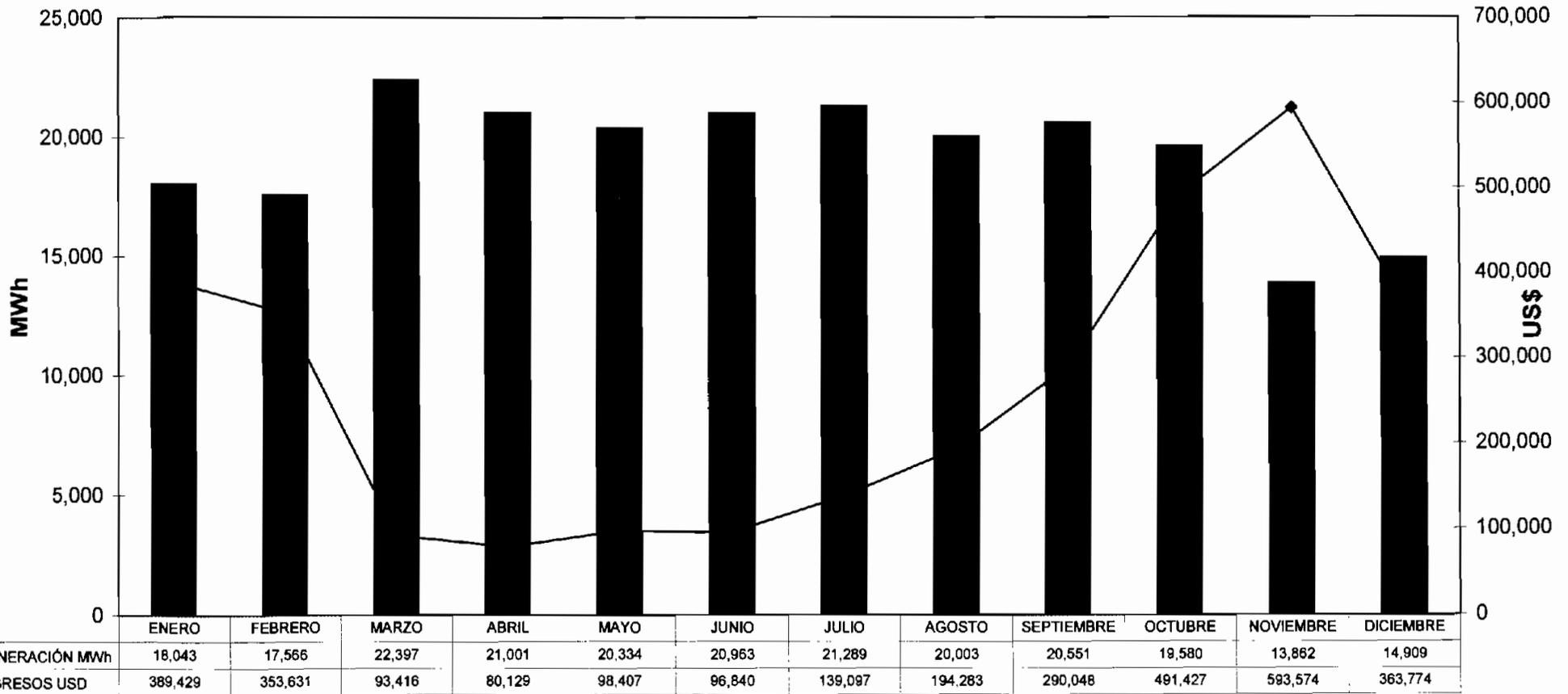
**PRODUCCIÓN E INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL
HIDROPUCARA**



**PRODUCCIÓN E INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL
ENERGYCORP**

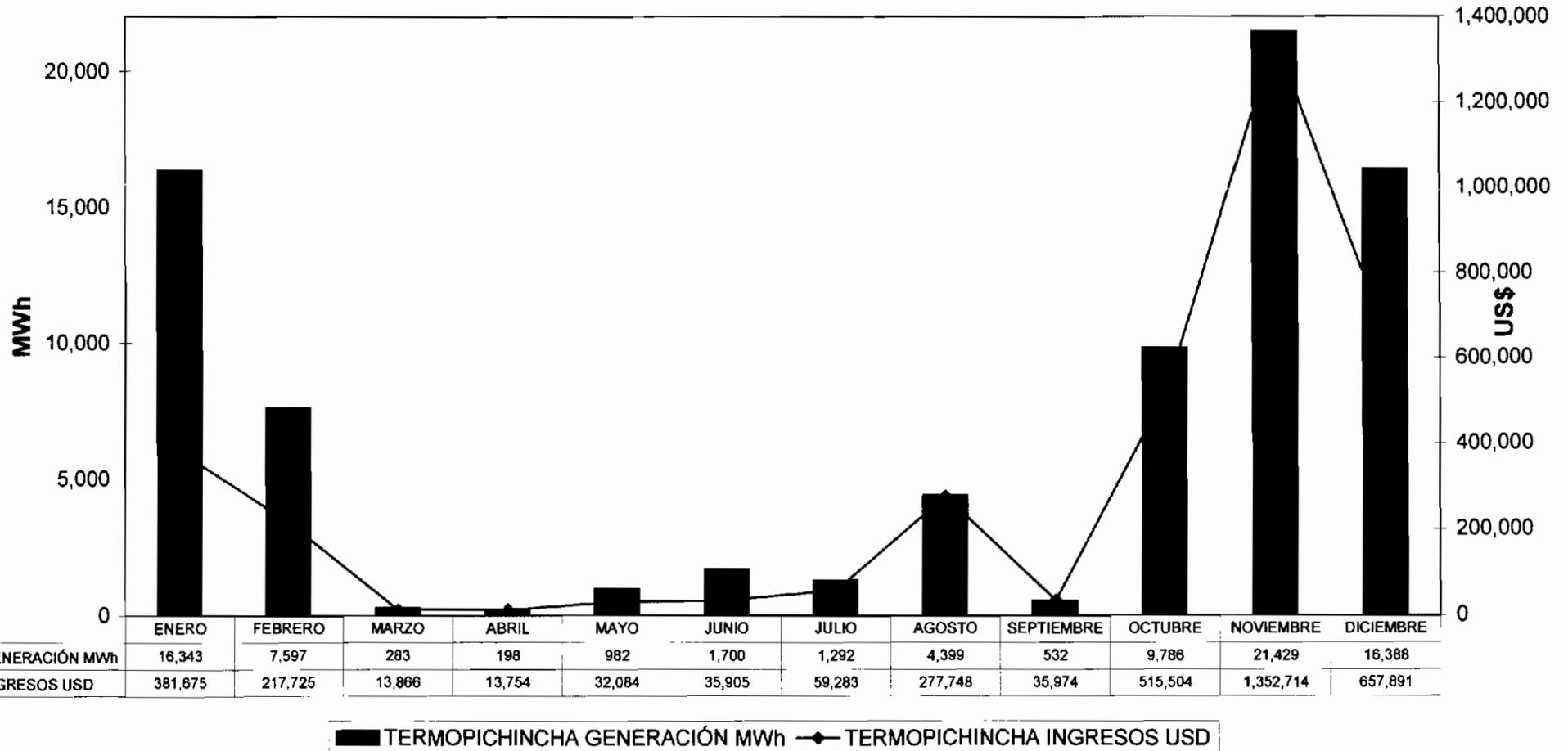


**PRODUCCIÓN E INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL
ELECAUSTRO**



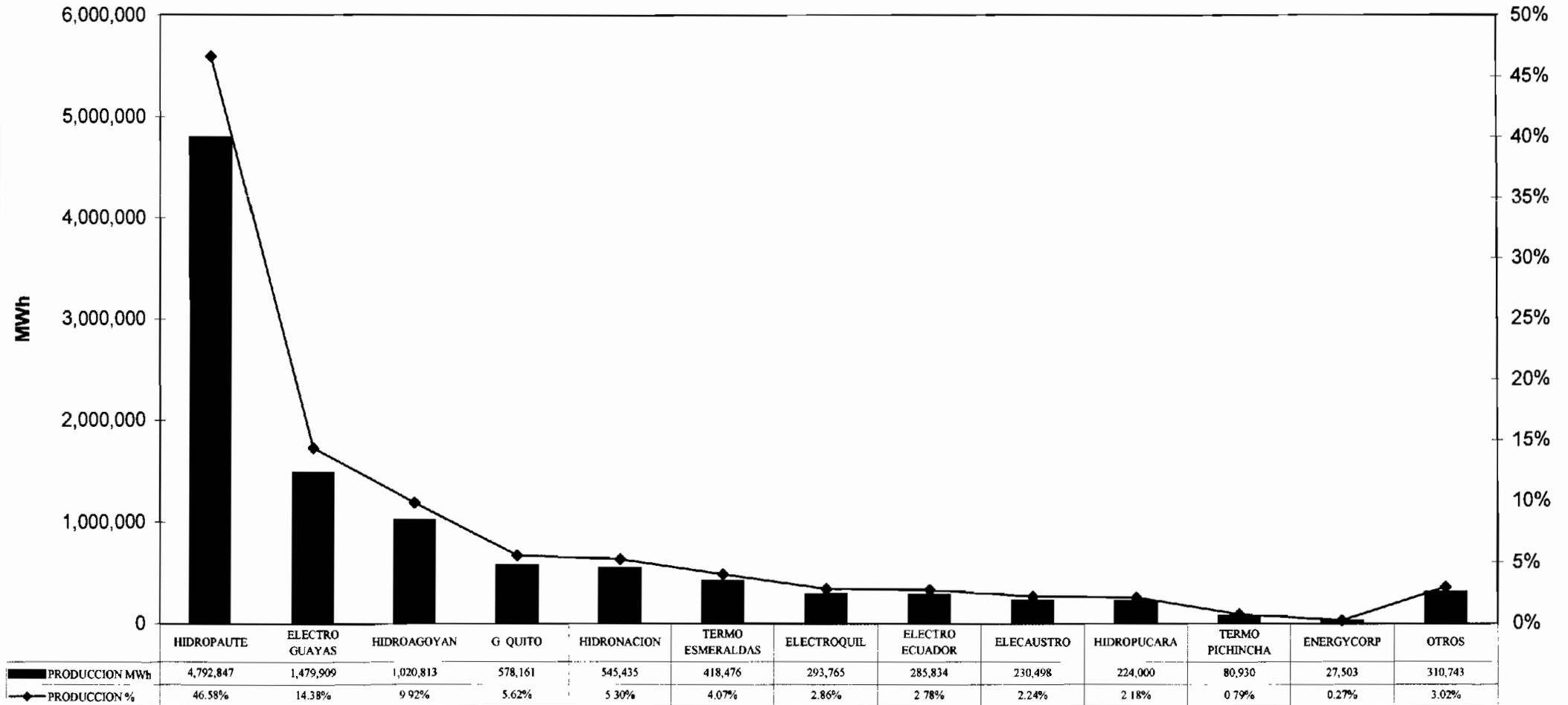
■ ELECAUSTRO GENERACIÓN MWh —◆— ELECAUSTRO INGRESOS USD

**PRODUCCIÓN E INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL
TERMOPICHINCHA**



ANEXO 4

PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN EL MEM AÑO 2000



**PRINCIPALES AGENTES GENERADORES
ANEXO 4**



**CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO**

POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION - PRPD:

DEMANDA MAXIMA: ENERO - SEPTIEMBRE 2000

CONFORME DISPOSICION TRANSITORIA DADA POR EL CONELEC

RESERVA: ENERO - MARZO 2000

DEMANDA MAXIMA REAL PERIODO NOVIEMBRE - FEBRERO	1917.0	MW
PREVISION DEMANDA MAXIMA TRIMESTRE ENE - MAR 2000	1917.0	MW
PREVISION DE RESERVA DE GENERACION TRIMESTRE ENE - MAR 2000	124.2	MW
DEMANDA MAXIMA MAS RESERVA DE GENERACION TRIMESTRAL:	2041.2	MW
POTENCIA REMUNERABLE POR DEMANDA MAXIMA PERIODO ENE - SEP 2000	1917.6	MW
POTENCIA REMUNERABLE TRIMESTRAL PARA RESERVA DE GENERACION:	123.6	MW
POTENCIA REMUNERABLE TOTAL TRIMESTRE ENE - MAR 2000	2041.2	MW

EMPRESA	CENTRAL / UNIDAD	PRPD MW	TIPO	PRPD ACUMULADA MW	
HIDROPAUTE	PAUTE	365.1	CENTRALES HIDROELECTRICAS	365.1	
HIDROPUCARA	PUCARA	70.9		436.0	
HIDRONACION	M LANIADO	181.0		627.1	
HIDROAGOYAN	AGOYAN	118.7		743.7	
QUITO	QUITO H	58.9		802.6	
ELECAUSTRO	ELECAUSTRO H	26.1		828.8	
RIOBAMBA	RIOBAMBA H	7.2		838.0	
COTOPAXI	COTOPAXI H	3.4		839.4	
REGIONAL NORTE	RNORTE H	5.9		845.3	
AMBATO	AMBATO H	1.2		846.4	
BOLIVAR	BOLIVAR H	0.6		847.0	
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR H	1.7		848.7	
ELECTROGUAYAS	TRINITARIA	119.6		UNIDADES VAPOR	968.2
TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	123.6			1091.8
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV3	71.2	1163.0		
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV2	71.2	1234.2		
ELECTROECUADOR	V A SANTOS	33.4	1267.6		
ELECTROECUADOR	V GUAYAQUIL 1	4.9	1272.5		
ELECTROECUADOR	V GUAYAQUIL 2	4.9	1277.4		
ELECTROECUADOR	V GUAYAQUIL 3	9.4	1286.7		
ELECTROECUADOR	V GUAYAQUIL 4	9.4	1296.1		
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 3	2.8	TERMoeLECTRICAS POR DEMANDA MAXIMA		1298.9
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 4	2.8		1301.7	
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 6	4.6		1306.3	
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 2	4.7		1311.0	
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 4	4.7		1315.7	
QUITO	G.HERNANDEZ 2	5.2		1320.9	
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 3	4.7		1325.6	
QUITO	G.HERNANDEZ 4	5.2		1330.8	
QUITO	G.HERNANDEZ 5	5.2		1336.0	
QUITO	G.HERNANDEZ 1	5.2		1341.2	
QUITO	G.HERNANDEZ 3	5.2		1346.5	
QUITO	G.HERNANDEZ 6	5.2		1351.7	
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 4	42.8		1394.4	
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 3	42.8		1437.2	
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 5	4.7		1441.9	
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 1	2.4		1444.3	
REGIONAL SUR	CATAMAYO 6	2.3		1446.6	
ELECTROECUADOR	ALVARO TINAJERO 1	34.8		1481.4	
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 1	41.8		1623.2	
REGIONAL SUR	CATAMAYO 2	0.9		1624.1	
PENIN STA ELENA	LA LIBERTAD 11	1.9		1626.0	
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 2	38.0		1664.0	
STO DOMINGO	STO. DOMINGO 9	1.9		1665.9	
PENIN STA ELENA	LA LIBERTAD 9	2.9		1668.7	
ELECTROGUAYAS	PASCUALES	79.0		1847.7	
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 12	4.7		1852.4	
ENERGYCORP	ENERGYCORP	102.9		1765.3	
PENIN STA ELENA	LA LIBERTAD 10	1.9		1767.2	
REGIONAL SUR	CATAMAYO 8	2.0		1769.2	
MILAGRO	MILAGRO 6	1.9		1761.1	
MILAGRO	MILAGRO 4	1.9		1762.9	
REGIONAL NORTE	SAN FRANCISCO	1.0		1764.0	
ESMERALDAS	LA PROPICIA 1	3.3		1767.2	
ESMERALDAS	LA PROPICIA 2	3.3	1770.5		
REGIONAL SUR	CATAMAYO 10	2.0	1772.5		
MILAGRO	MILAGRO 7	1.9	1774.4		
PENIN. STA. ELENA	LA LIBERTAD 8	1.6	1775.8		



**CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO**

POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION - PRPD:

DEMANDA MAXIMA: ENERO - SEPTIEMBRE 2000

CONFORME DISPOSICION TRANSITORIA DADA POR EL CONELEC

REGIONAL SUR	CATAMAYO 5	1.2	TERMOELECTRICAS POR DEMANDA MAXIMA	1777.0
QUITO	LULUNCOTO 12	2.0		1779.1
ELECAUSTRO	MONAY 1	1.0		1780.1
QUITO	LULUNCOTO 11	2.7		1782.8
REGIONAL EL ORO	EL ORO CAMBIO 3	4.3		1787.1
REGIONAL SUR	CATAMAYO 9	2.0		1789.1
QUITO	LULUNCOTO 13	2.7		1791.8
REGIONAL EL ORO	EL ORO MACHALA 4	1.9		1793.7
ELECTROECUADOR	ALVARO TINAJERO 2	33.8		1827.4
REGIONAL SUR	CATAMAYO 4	1.2		1828.6
REGIONAL EL ORO	EL ORO CAMBIO 4	4.1		1832.7
AMBATO	LLIGUA 2	1.9		1834.6
ELECAUSTRO	MONAY 2	1.0		1836.6
ELECAUSTRO	MONAY 3	1.0		1836.6
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 10	1.4		1838.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 13	1.4		1839.6
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 14	1.4		1840.8
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 15	1.0		1841.8
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 7	1.0		1842.8
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 18	1.4		1844.2
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 22	1.4	1846.6	
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 8	1.4	1847.0	
ECUAPOWER	EPW STO. DOMINGO 1	29.9	1876.9	
ECUAPOWER	EPW STO. DOMINGO 2	39.7	1916.6	
BOLIVAR	BOLIVAR 1	1.0	1917.6	
RIOBAMBA	RIOBAMBA	1.9	1919.6	
TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 1	15.5	TERMOELECTRICAS DE RESERVA	1936.0
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 1	16.0		2021.2
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 2	16.2		2037.4
ELECAUSTRO	MONAY 5	1.1		2038.6
ELECTROGUAYAS	G ZEVALLOS TG4 (17)	2.7		2041.2
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 3	13.7		2064.8
TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 3	15.5		2070.4
ELECAUSTRO	WMONAY 6	1.9		2072.2
MILAGRO	WMILAGRO 5	1.8		2074.0
TOTAL HIDRO+VAPOR		1296.1		
TERMICO DEM. MAXIMA		621.5		
TERMICO RESERVA		123.6		
PRPD DEM. MAXIMA		1917.6		
PRPD TOTAL		2041.2		

* Centrales o unidades con PRPD para cubrir Demanda Máxima

** Unidades con PRPD para Reserva de Generación Trimestral

Notas:

- Las potencias equivalentes de la centrales hidroeléctricas y las unidades de vapor se mantienen igual que en el cálculo anterior, debido a que son despachadas prioritariamente en la base de la curva de carga, en mérito a sus menores CVP.
- Las unidades termoeléctricas para cubrir la demanda máxima se agregan en orden mérito de los CVP- promedio. El promedio se obtiene con base e los CVP vigentes para los meses de noviembre, diciembre de 1999 y enero, febrero del 2000.
- Las unidades termoeléctricas para reserva de generación se agregan en orden mérito de los CVP vigentes para diciembre de 1999, conforme establece el Procedimiento de Aplicación de la Regulación CONELEC 001/00.
- Por demanda máxima se cubre un valor de 1917.6 MW, valor ligeramente mayor a la demanda máxima 1917.0 MW.
- La PRPD total se iguala a 2041,2 MW (1917,0 + 124,2) asignando a la última unidad agregada la potencia faltante para cubrir exactamente la demanda máxima mas reserva. Esta unidad, por excepción, puede realizar reemplazos de unidades indisponibles con su capacidad disponible restante (potencia efectiva - PRPD).
- Del listado anterior se han excluido las unidades que estuvieron indisponibles durante el periodo de simulación. No constan Milagro 5, Monay 6, Santa Rosa TG3.



**CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO**

POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION - PRPD:

DEMANDA MAXIMA: ENERO - SEPTIEMBRE 2000

CONFORME DISPOSICION TRANSITORIA DADA POR EL CONELEC

RESERVA: ABRIL - JUNIO 2000

DEMANDA MAXIMA REAL PERIODO NOVIEMBRE - FEBRERO	1917.0	MW
PREVISION DEMANDA MAXIMA TRIMESTRE ABR - JUN 2000	1934.1	MW
PREVISION DE RESERVA DE GENERACION TRIMESTRAL:	124.2	MW
DEMANDA MAXIMA MAS RESERVA DE GENERACION TRIMESTRAL:	2058.3	MW
POTENCIA REMUNERABLE POR DEMANDA MAXIMA PERIODO ENE - SEP 2000	1917.6	MW
POTENCIA REMUNERABLE TRIMESTRAL PARA RESERVA DE GENERACION:	140.7	MW
POTENCIA REMUNERABLE TOTAL TRIMESTRE ABR - JUN 2000	2058.3	MW

EMPRESA	CENTRAL / UNIDAD	PRPD MW	TIPO	PRPD ACUMULADA MW
HIDROPAUTE	PAUTE	366.1	CENTRALES HIDROELECTRICAS	366.1
HIDROPUCARA	PUCARA	70.9		436.0
HIDRONACION	M LANIADO	191.0		627.1
HIDROAGOYAN	AGOYAN	116.7		743.7
QUITO	QUITO H	68.8		802.6
ELECAUSTRO	ELECAUSTRO H	26.1		828.8
RIOBAMBA	RIOBAMBA H	7.2		836.0
COTOPAXI	COTOPAXI H	3.4		839.4
REGIONAL NORTE	RNORTE H	5.9		845.3
AMBATO	AMBATO H	1.2		846.4
BOLIVAR	BOLIVAR H	0.5		847.0
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR H	1.7		848.7
ELECTROGUAYAS	TRINITARIA	119.6		968.2
TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	123.6		1091.8
ELECTROGUAYAS	G ZEVALLOS TV3	71.2	1163.0	
ELECTROGUAYAS	G ZEVALLOS TV2	71.2	1234.2	
ELECTROECUADOR	V. A.SANTOS	33.4	1267.6	
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL 1	4.9	1272.5	
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL 2	4.9	1277.4	
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL 3	9.4	1286.7	
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL 4	9.4	1296.1	
ELECAUSTRO	EL. DESCANSO 3	2.8	TERMOELECTRICAS POR DEMANDA MAXIMA	1298.9
ELECAUSTRO	EL. DESCANSO 4	2.8		1301.7
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 6	4.5		1306.3
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 2	4.7		1311.0
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 4	4.7		1315.7
QUITO	G HERNANDEZ 2	6.2		1320.9
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 3	4.7		1325.6
QUITO	G HERNANDEZ 4	6.2		1330.8
QUITO	G HERNANDEZ 5	6.2		1336.0
QUITO	G HERNANDEZ 1	6.2		1341.2
QUITO	G HERNANDEZ 3	6.2		1346.6
QUITO	G HERNANDEZ 6	6.2		1351.7
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 4	42.8		1394.4
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 3	42.8		1437.2
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 5	4.7		1441.9
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 1	2.4		1444.3
REGIONAL SUR	CATAMAYO 6	2.3		1446.6
ELECTROECUADOR	ALVARO TINAJERO 1	34.8		1481.4
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 1	41.8		1523.2
REGIONAL SUR	CATAMAYO 2	0.9		1524.1
PENIN. STA. ELENA	LA LIBERTAD 11	1.9		1526.0
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 2	38.0		1564.0
STO. DOMINGO	STO DOMINGO 9	1.9		1565.9
PENIN. STA. ELENA	LA LIBERTAD 9	2.9		1568.7
ELECTROGUAYAS	PASCUALES	79.0		1647.7
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 12	4.7		1652.4
ENERGYCORP	ENERGYCORP	102.9		1755.3
PENIN STA ELENA	LA LIBERTAD 10	1.9		1757.2
REGIONAL SUR	CATAMAYO 8	2.0		1759.2
MILAGRO	MILAGRO 6	1.9		1761.1
MILAGRO	MILAGRO 4	1.9		1762.9
REGIONAL NORTE	SAN FRANCISCO	1.0		1764.0
ESMERALDAS	LA PROPICIA 1	3.3	1767.2	
ESMERALDAS	LA PROPICIA 2	3.3	1770.6	
REGIONAL SUR	CATAMAYO 10	2.8	1772.6	
MILAGRO	MILAGRO 7	1.9	1774.4	
PENIN STA. ELENA	LA LIBERTAD 8	1.5	1776.8	



**CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO**

POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION - PRPD:

DEMANDA MAXIMA: ENERO - SEPTIEMBRE 2000

CONFORME DISPOSICION TRANSITORIA DADA POR EL CONELEC

RESERVA: ABRIL - JUNIO 2000

REGIONAL SUR	CATAMAYO 5	1.2	TERMOELECTRICAS POR DEMANDA MAXIMA	1777.0	*
QUITO	LULUNCOTO 12	2.0		1779.1	*
ELECAUSTRO	MONAY 1	1.0		1780.1	*
QUITO	LULUNCOTO 11	2.7		1782.8	*
REGIONAL EL ORO	EL ORO CAMBIO 3	4.3		1787.1	*
REGIONAL SUR	CATAMAYO 9	2.0		1789.1	*
QUITO	LULUNCOTO 13	2.7		1791.8	*
REGIONAL EL ORO	EL ORO MACHALA 4	1.9		1793.7	*
ELECTROECUADOR	ALVARO TINAJERO 2	33.8		1827.4	*
REGIONAL SUR	CATAMAYO 4	1.2		1828.6	*
REGIONAL EL ORO	EL ORO CAMBIO 4	4.1		1832.7	*
AMBATO	LLIGUA 2	1.9		1834.6	*
ELECAUSTRO	MONAY 2	1.0		1835.6	*
ELECAUSTRO	MONAY 3	1.0		1836.6	*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 10	1.4		1838.0	*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 13	1.4		1839.5	*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 14	1.4		1840.8	*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 15	1.0		1841.8	*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 7	1.0		1842.8	*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 18	1.4		1844.2	*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 22	1.4		1845.6	*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 8	1.4		1847.0	*
ECUAPOWER	EPW STO. DOMINGO 1	29.9		1876.9	*
ECUAPOWER	EPW STO. DOMINGO 2	39.7		1916.6	*
BOLIVAR	BOLIVAR 1	1.0		1917.6	*
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 1	2.4		1920.0	**
REGIONAL SUR	CATAMAYO 7	2.1		1922.1	**
PENIN. STA. ELENA	POSORJA 5	1.3		1923.4	**
PENIN. STA. ELENA	PLAYAS 4	1.9		1925.3	**
PENIN. STA. ELENA	LIBERTAD 1	1.9		1927.2	**
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TG4	19.0		1946.2	**
TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 1	13.4		1969.6	**
TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 2	16.5		1975.1	**
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 5	14.7		1989.8	**
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 6	14.7		2004.5	**
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 1	19.6		2024.1	**
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 2	19.6		2043.7	**
ECUAPOWER	EPW STA. ELENA (28.9)	14.5		2068.3	**
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 3	13.7		#REF!	**
TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 3	15.5		#REF!	**
ELECAUSTRO	WMONAY 6	1.9		#REF!	**
MILAGRO	WMILAGRO 5	1.8		#REF!	**
	TOTAL HIDRO+VAPOR	1296.1			
	ITERMICO DEM. MAXIMA	621.5			
	ITERMICO RESERVA	140.7			
	IPRPD DEM. MAXIMA	1917.6			
	IPRPD TOTAL	2058.3			

* Centrales o unidades con PRPD para cubrir Demanda Máxima

** Unidades con PRPD para Reserva de Generación Trimestral

Notas.

- 1) Las potencias equivalentes de la centrales hidroeléctricas y las unidades de vapor corresponden al promedio de potencias despachadas en la simulación de operación del S.N.I. realizado en septiembre 1999, para el periodo octubre 1999 - septiembre 2000
- 2) Las unidades termoeléctricas para cubrir la demanda máxima se agregan en orden mérito de los CVP- promedio, calculado con base a los CVP vigentes para los meses de noviembre, diciembre de 1999 y enero , febrero del 2000.
- 3) Por demanda máxima se cubre un valor de 1917.6 MW, valor ligeramente mayor a la demanda máxima 1917.0 MW.
- 4) La PRPD total se iguala a 2058.3 MW (1934.1 + 124.2) asignando a la última unidad agregada la potencia faltante para cubrir exactamente la demanda máxima mas reserva. Esta unidad, por excepción, puede realizar reemplazos de unidades indisponibles con su capacidad disponible restante (potencia efectiva - PRPD)
- 5) Las unidades para reserva de generación son seleccionadas en orden de mérito de los CVP de marzo del 2000 (Procedimiento de Aplicación de la Regulación CONELEC 001/00)
- 6) Se incluyen las unidades declaradas disponibles para el trimestre abril - junio del 2000



**CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO**

POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION - PRPD:

DEMANDA MAXIMA: ENERO - SEPTIEMBRE 2000

CONFORME DISPOSICION TRANSITORIA DADA POR EL CONELEC

RESERVA: JULIO - SEPTIEMBRE 2000

DEMANDA MAXIMA REAL PERIODO NOVIEMBRE - FEBRERO	1917.0	MW
PREVISION DEMANDA MAXIMA TRIMESTRE JUL - SEP 2000	1893.0	MW
PREVISION DE RESERVA DE GENERACION TRIMESTRE JUL - SEP 2000	124.2	MW
DEMANDA MAXIMA MAS RESERVA DE GENERACION TRIMESTRAL:	2017.2	MW
POTENCIA REMUNERABLE POR DEMANDA MAXIMA PERIODO ENE - SEP 2000	1917.6	MW
POTENCIA REMUNERABLE TRIMESTRAL PARA RESERVA DE GENERACION:	99.6	MW
POTENCIA REMUNERABLE TOTAL TRIMESTRE JUL - SEP 2000	2017.2	MW

EMPRESA	CENTRAL / UNIDAD	PRPD MW	TIPO	PRPD ACUMULADA MW		
HIDROPAUTE	PAUTE	365.1	CENTRALES HIDROELECTRICAS	365.1	*	
HIDROPUCARA	PUCARA	70.9		436.0	*	
HIDRONACION	M LANIADO	191.0		627.1	*	
HIDROAGOYAN	AGOYAN	116.7		743.7	*	
QUITO	QUITO H	58.9		802.6	*	
ELECAUSTRO	ELECAUSTRO H	26.1		828.8	*	
RIOBAMBA	RIOBAMBA H	7.2		836.0	*	
COTOPAXI	COTOPAXI H	3.4		839.4	*	
REGIONAL NORTE	RNORTE H	6.9		846.3	*	
AMBATO	AMBATO H	1.2		846.4	*	
BOLIVAR	BOLIVAR H	0.5		847.0	*	
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR H	1.7		848.7	*	
ELECTROGUAYAS	TRINITARIA	119.5		UNIDADES VAPOR	968.2	*
TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	123.6			1091.8	*
ELECTROGUAYAS	G ZEVALLOS TV3	71.2	1163.0		*	
ELECTROGUAYAS	G ZEVALLOS TV2	71.2	1234.2		*	
ELECTROECUADOR	V A SANTOS	33.4	1267.6		*	
ELECTROECUADOR	V GUAYAQUIL 1	4.9	1272.6		*	
ELECTROECUADOR	V GUAYAQUIL 2	4.9	1277.4		*	
ELECTROECUADOR	V GUAYAQUIL 3	9.4	1286.7		*	
ELECTROECUADOR	V GUAYAQUIL 4	9.4	1296.1		*	
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 3	2.8	1298.9		*	
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 4	2.8	1301.7		*	
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 6	4.5	1306.3	*		
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 2	4.7	1311.0	*		
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 4	4.7	1316.7	*		
QUITO	G HERNANDEZ 2	5.2	1320.9	*		
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 3	4.7	1325.6	*		
QUITO	G HERNANDEZ 4	5.2	1330.8	*		
QUITO	G HERNANDEZ 5	5.2	1336.0	*		
QUITO	G HERNANDEZ 1	5.2	1341.2	*		
QUITO	G HERNANDEZ 3	5.2	1346.5	*		
QUITO	G HERNANDEZ 6	5.2	1351.7	*		
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 4	42.8	1394.4	*		
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 3	42.8	1437.2	*		
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 5	4.7	1441.9	*		
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 1	2.4	1444.3	*		
REGIONAL SUR	CATAMAYO 6	2.3	1446.6	*		
ELECTROECUADOR	ALVARO TINAJERO 1	34.8	1481.4	*		
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 1	41.8	1523.2	*		
REGIONAL SUR	CATAMAYO 2	0.9	1524.1	*		
PENIN STA ELENA	LA LIBERTAD 11	1.9	1526.0	*		
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 2	38.0	1564.0	*		
STO DOMINGO	STO. DOMINGO 9	1.9	1565.9	*		
PENIN STA ELENA	LA LIBERTAD 9	2.9	1568.7	*		
ELECTROGUAYAS	PASCUALES	79.0	1647.7	*		
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 12	4.7	1652.4	*		
ENERGYCORP	ENERGYCORP	102.9	1755.3	*		
PENIN. STA. ELENA	LA LIBERTAD 10	1.9	1757.2	*		
REGIONAL SUR	CATAMAYO 8	2.0	1759.2	*		
MILAGRO	MILAGRO 6	1.9	1761.1	*		
MILAGRO	MILAGRO 4	1.9	1762.9	*		
REGIONAL NORTE	SAN FRANCISCO	1.0	1764.0	*		
ESMERALDAS	LA PROPICIA 1	3.3	1767.2	*		
ESMERALDAS	LA PROPICIA 2	3.3	1770.5	*		
REGIONAL SUR	CATAMAYO 10	2.0	1772.6	*		
MILAGRO	MILAGRO 7	1.9	1774.4	*		
PENIN STA. ELENA	LA LIBERTAD 8	1.6	1776.8	*		



**CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO**

**POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION - PRPD:
DEMANDA MAXIMA: ENERO - SEPTIEMBRE 2000
CONFORME DISPOSICION TRANSITORIA DADA POR EL CONELEC**

RESERVA: JULIO - SEPTIEMBRE 2000

REGIONAL SUR	CATAMAYO 5	1.2	TERMOELECTRICAS POR DEMANDA MAXIMA	1777.0	*
QUITO	LULUNCOTO 12	2.0		1779.1	*
ELECAUSTRO	MONAY 1	1.0		1780.1	*
QUITO	LULUNCOTO 11	2.7		1782.8	*
REGIONAL EL ORO	EL ORO CAMBIO 3	4.3		1787.1	*
REGIONAL SUR	CATAMAYO 9	2.0		1789.1	*
QUITO	LULUNCOTO 13	2.7		1791.8	*
REGIONAL EL ORO	EL ORO MACHALA 4	1.9		1793.7	*
ELECTROECUADOR	ALVARO TINAJERO 2	33.8		1827.4	*
REGIONAL SUR	CATAMAYO 4	1.2		1828.6	*
REGIONAL EL ORO	EL ORO CAMBIO 4	4.1		1832.7	*
AMBATO	LLIGUA 2	1.9		1834.6	*
ELECAUSTRO	MONAY 2	1.0		1835.6	*
ELECAUSTRO	MONAY 3	1.0		1836.6	*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 10	1.4		1838.0	*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 13	1.4		1839.5	*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 14	1.4		1840.8	*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 15	1.0		1841.8	*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 7	1.0		1842.8	*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 18	1.4		1844.2	*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 22	1.4		1845.6	*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 8	1.4	1847.0	*	
ECUAPOWER	EPW STO. DOMINGO 1	29.9	1876.9	*	
ECUAPOWER	EPW STO. DOMINGO 2	39.7	1916.6	*	
BOLIVAR	BOLIVAR 1	1.0	1917.6	*	
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 1	1.7	1919.3	**	
PENIN. STA. ELENA	LA LIBERTAD 1	1.3	1920.6	**	
PENIN. STA. ELENA	POSORJA 5	1.3	1921.9	**	
AMBATO	LLIGUA 1	1.7	1923.6	**	
AMBATO	BATAN 3	0.9	1924.6	**	
TERMOPICHINCHA	STA. ROSA 3	14.1	1938.7	**	
TERMOPICHINCHA	STA. ROSA 1	14.3	1963.0	**	
RIOBAMBA	RIOBAMBA	1.9	1964.8	**	
TERMOPICHINCHA	STA. ROSA 2	14.1	1969.0	**	
ELECAUSTRO	MONAY 6	1.8	1970.7	**	
ELECAUSTRO	MONAY 5	1.1	1971.9	**	
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 1	17.7	1989.5	**	
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 5	14.4	2003.9	**	
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 6	10.1	2014.0	**	
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 3	3.2	2017.2	**	
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 3	13.7	# REF		
TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 3	15.5	# REF		
ELECAUSTRO	WMONAY 6	1.9	# REF		
MILAGRO	WMILAGRO 5	1.8	# REF		
TOTAL HIDRO+VAPOR		1296.1	MW		
TERMICO DEM. MAXIMA		621.5	MW		
TERMICO RESERVA		99.6	MW		
PRPD DEM. MAXIMA		1917.6	MW		
PRPD TOTAL		2017.2	MW		

* Centrales o unidades con PRPD para cubrir Demanda Máxima

** Unidades con PRPD para Reserva de Generación Trimestral

Notas.

- Las potencias equivalentes de las centrales hidroeléctricas y las unidades de vapor corresponden al promedio de potencias despachadas en la simulación de operación del S.N.I. realizado en septiembre 1999, para el periodo octubre 1999 - septiembre 2000
- Las unidades termoelectricas para cubrir la demanda máxima se agregan en orden mérito de los CVP- promedio, calculado con base a los CVP vigentes para los meses de noviembre, diciembre de 1999 y enero, febrero del 2000.
- Por demanda máxima se cubre un valor de 1917.6 MW, valor ligeramente mayor a la demanda máxima 1917.0 MW.
- Le PRPD total se iguala a 1917.2 MW (1893.0 + 124.2) asignando a la última unidad agregada la potencia faltante para cubrir exactamente la demanda máxima mas reserva. Esta unidad, por excepción, puede realizar reemplazos de unidades indisponibles con su capacidad disponible restante (potencia efectiva - PRPD).
- Las unidades para reserva de generación son seleccionadas en orden de mérito de los CVP, calculados con precios de combustibles internacionales vigentes para el periodo del 19 al 28 de junio de 2000, en concordancia con las regulaciones vigentes sobre precios de combustibles y el Procedimiento de Aplicación de la Regulación CONELEC 001/00.
- Los precios de combustibles incluyen el margen de comercialización
- Para la selección de las unidades se consideraron las unidades declaradas disponibles para el trimestre julio - septiembre del 2000.
- La demanda máxima trimestral corresponde al mes de septiembre de 2000 según la previsión actualizada de demanda.

**CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO**

PLAN DE OPERACIÓN DEL MEM OCTUBRE 2000 - SEPTIEMBRE 2001

ASIGNACION DE POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION - PRPD

DEMANDA MAXIMA: OCTUBRE 2000 - SEPTIEMBRE 2001

RESERVA: OCTUBRE - DICIEMBRE 2000

PREVISION DEMANDA MAXIMA TRIMESTRE OCTUBRE - DICIEMBRE 2000 =>	1984.0	MW
PREVISION DE RESERVA DE GENERACION TRIMESTRE OCTUBRE - DICIEMBRE 2000 =>	89.3	
PREVISION DEMANDA MAXIMA MAS RESERVA DE GENERACION TRIMESTRAL =>	2073.3	
POTENCIA REMUNERABLE POR DEMANDA MAXIMA PERIODO OCT/2000 - SEP/2001 =>	2000.5	
POTENCIA REMUNERABLE TRIMESTRAL PARA RESERVA DE GENERACION =>	72.8	
POTENCIA REMUNERABLE TOTAL TRIMESTRE OCTUBRE - DICIEMBRE 2000 =>	2073.3	

EMPRESA	CENTRAL / UNIDAD	PRPD MW	TIPO	PRPD ACUMULADA MW	
HIDROPAUTE	PAUTE	359.182	CENTRALES HIDROELECTRICAS	359.182 *	
HIDROPUCARA	PUCARA	66.957		426.139 *	
HIDRONACION	M LANIADO	208.316		634.455 *	
HIDROAGOYAN	AGOYAN	116.687		751.142 *	
QUITO	QUITO H	60.548		811.690 *	
ELECAUSTRO	ELECAUSTRO H	28.652		840.342 *	
RIOBAMBA	RIOBAMBA H	11.071		851.413 *	
COTOPAXI	COTOPAXI H	4.883		856.296 *	
REGIONAL NORTE	RNORTE H	10.159		866.455 *	
AMBATO	AMBATO H	0.389		866.844 *	
BOLIVAR	BOLIVAR H	0.654		867.498 *	
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR H	1.900		869.398 *	
TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	117.918		UNIDADES VAPOR	987.316 *
ELECTROGUAYAS	TRINITARIA	128.163			1115.479 *
ELECTROGUAYAS	G ZEVALLOS TV3	72.643	1188.122 *		
ELECTROGUAYAS	G ZEVALLOS TV2	72.337	1260.459 *		
ELECTROECUADOR	V. A.SANTOS	33.714	1294.173 *		
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL 1	4.796	1298.969 *		
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL 2	4.949	1303.918 *		
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL 3	10.031	1313.949 *		
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL 4	9.316	1323.265 *		
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 4	3.381	1326.646 *		
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 1	3.906	1330.552 *		
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 3	1.144	1331.696 *		
QUITO	G HERNANDEZ 4	5.208	1336.904 *		
QUITO	G HERNANDEZ 2	5.208	1342.112 *		
QUITO	G HERNANDEZ 1	5.208	1347.320 *		
QUITO	G HERNANDEZ 6	4.892	1352.212 *		
QUITO	G HERNANDEZ 5	5.208	1357.420 *		
QUITO	G HERNANDEZ 3	5.208	1362.628 *		
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 6	4.710	TERMOELECTRICAS POR DEMANDA MAXIMA	1367.338 *	
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 1	4.697		1372.035 *	
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 5	3.627		1375.662 *	
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 4	4.489		1380.151 *	
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 2	4.836		1384.987 *	
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 3	4.489		1389.476 *	
REGIONAL SUR	CATAMAYO 7	2.325		1391.801 *	
ELECTROECUADOR	ALVARO TINAJERO 1	30.672		1422.473 *	
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 11	4.650		1427.123 *	
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 12	4.529		1431.652 *	
EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 2	2.669		1434.321 *	
REGIONAL SUR	CATAMAYO 6	2.325		1436.646 *	
EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 1	2.669		1439.315 *	
REGIONAL SUR	CATAMAYO 2	0.698		1440.013 *	
EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 3	2.669		1442.682 *	
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 3	41.800		1484.482 *	
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 4	41.800		1526.282 *	
EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 4	2.669		1528.951 *	
PENIN. STA. ELENA	LA LIBERTAD 11	1.588		1530.519 *	
QUITO	LULUNCOTO 13	2.697		1533.216 *	
QUITO	LULUNCOTO 12	2.697		1535.913 *	
AMBATO	LLIGUA 2	1.860		1537.773 *	
QUITO	LULUNCOTO 11	2.697		1540.470 *	
REGIONAL EL ORO	EL ORO CAMBIO 4	3.644		1544.114 *	
PENIN. STA. ELENA	POSORJA 5	1.995		1546.109 *	
ESMERALDAS	LA PROPICIA 1	2.244		1548.353 *	
ESMERALDAS	LA PROPICIA 2	2.244		1550.597 *	
REGIONAL SUR	CATAMAYO 9	2.046		1552.643 *	
REGIONAL SUR	CATAMAYO 8	2.046	1554.689 *		



**CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO**

PLAN DE OPERACIÓN DEL MEM OCTUBRE 2000 - SEPTIEMBRE 2001

ASIGNACION DE POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION - PRPD

DEMANDA MAXIMA: OCTUBRE 2000 - SEPTIEMBRE 2001

RESERVA: OCTUBRE - DICIEMBRE 2000

REGIONAL EL ORO	EL ORO CAMBIO 3	4.092	1558.781*
MILAGRO	MILAGRO 6	1.395	1560.178*
MILAGRO	MILAGRO 4	1.860	1562.036*
PENIN. STA. ELENA	LA LIBERTAD 1	2.090	1564.126*
REGIONAL EL ORO	EL ORO MACHALA 4	1.747	1565.873*
REGIONAL EL ORO	EL ORO MACHALA 5	1.860	1567.733*
PENIN. STA. ELENA	LA LIBERTAD 9	2.640	1570.373*
PENIN. STA. ELENA	LA LIBERTAD 10	2.090	1572.463*
MILAGRO	MILAGRO 5	1.610	1574.073*
MILAGRO	MILAGRO 7	1.282	1575.356*
REGIONAL NORTE	SAN FRANCISCO	1.470	1576.825*
ELECAUSTRO	MONAY 1	0.930	1577.755*
REGIONAL SUR	CATAMAYO 10	2.046	1579.801*
REGIONAL SUR	CATAMAYO 5	1.209	1581.010*
AMBATO	BATAN 3	0.930	1581.940*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 10	1.860	1583.800*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 13	1.812	1585.612*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 14	0.930	1586.542*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 15	1.810	1588.352*
REGIONAL SUR	CATAMAYO 4	1.209	1589.561*
ELECAUSTRO	MONAY 3	0.930	1590.491*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 7	1.860	1592.351*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 22	1.807	1594.158*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 16	1.860	1596.018*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 18	1.747	1597.765*
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 8	1.810	1599.575*
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 1	41.800	1641.375*
ELECAUSTRO	MONAY 2	0.930	1642.305**
ELECTROECUADOR	ALVARO TINAJERO 2	33.762	1676.067*
PENIN. STA. ELENA	PLAYAS 4	0.665	1676.732*
ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCIA (PASCUAL)	89.700	1766.432*
BOLIVAR	BOLIVAR 1	1.023	1767.455*
ECUAPOWER	EPW STO. DOMINGO 1	44.809	1812.064*
ECUAPOWER	EPW STO. DOMINGO 2	44.834	1856.698*
TERMOPICHINCHA	STA. ROSA 3	15.470	1872.188*
TERMOPICHINCHA	STA. ROSA 1	15.470	1887.638**
TERMOPICHINCHA	STA. ROSA 2	15.470	1903.108*
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 2	41.800	1944.908*
RIOBAMBA	RIOBAMBA	1.860	1946.768**
ELECAUSTRO	MONAY 6	1.674	1948.442*
ELECAUSTRO	MONAY 4	1.674	1950.116*
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 1	11.161	1961.277**
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 2	19.540	1980.817**
ELECAUSTRO	MONAY 5	1.116	1981.933**
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 3	1.810	1983.743**
ELECTROGUAYAS	G ZEVALLOS TG4	16.800	2000.543**
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 5	17.352	2017.895**
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 6	13.014	2030.909**
ECUAPOWER	EPW STA. ELENA	31.616	2062.525**
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 3	10.803	2073.328**
TOTAL HIDRO-VAPOR		1323.265	
TERMICO DEM MAXIMA		677.278	
PRPD DEMA. MAXIMA		2000.643	
TERMICO PARA RESERVA		72.785	
PRPD TOTAL		2073.328	

TERMOELECTRICAS POR DEMANDA MAXIMA

RESERVA

MW

* Centrales o unidades con PRPD para cubrir Demanda Máxima

** Unidades con PRPD para Reserva de Generación Trimestral

Notas.

- Las unidades termoeléctricas para cubrir la demanda máxima y la reserva se agregan en orden mérito de los CVP vigentes para septiembre de 2000.
- Se cubre una demanda máxima de 1984 MW prevista para el periodo noviembre 2000 a febrero 2001.
- Los CVP aplicados fueron determinados con precios de combustibles para el sector eléctrico vigentes para la semana del 21 al 27 de septiembre de 2000
- Los precios de combustibles incluyen el margen de comercialización.
- Se retira del MEM el parque generador de la Empresa Santo Domingo.
- Por efecto de borde la potencia remunerada para cubrir la demanda máxima alcanza los 2000.543 MW.
- La reserva de generación prevista de 89.3 MW se cubre con: ((PRPD por demanda máxima - Demanda máxima) + Reserve de Generación remunerada trimestral) => ((2000.543 - 1984) + 72.785) (MW)

ANEXO 7

DATOS DE POTENCIA ASIGNADA E INGRESO POR ESTE CONCEPTO EN EL MEM AÑO 2000								
ENERO			FEBRERO			MARZO		
GENERADORES	Potencia a Remunerar	Pago por Potencia	GENERADORES	Potencia a Remunerar	Pago por Potencia	GENERADORES	Potencia a Remunerar	Pago por Potencia
	MW	USD		MW	USD		MW	USD
HIDROPAUTE	365.10	1,286,715	HIDROPAUTE	365.10	1,547,162	HIDROPAUTE	365.10	1,547,162
ELECTROGUAYAS	357.90	1,261,340	ELECTROGUAYAS	321.14	1,360,870	ELECTROGUAYAS	357.90	1,516,651
G. ELECTROECUADOR	203.10	715,781	HIDRO NACION	176.46	747,763	HIDRO NACION	191.00	809,389
HIDRO NACION	191.00	673,137	G. ELECTROECUADOR	153.42	650,133	G. ELECTROECUADOR	188.29	713,158
ELECTROQUIL	165.40	582,916	ELECTROQUIL	153.11	648,805	ELECTROQUIL	164.32	696,325
TERMOESMERALDAS	123.60	435,601	TERMOESMERALDAS	121.55	515,092	TERMOESMERALDAS	123.60	523,772
HIDRO AGOYAN	116.70	411,283	HIDRO AGOYAN	116.70	494,533	HIDRO AGOYAN	116.70	494,533
ENERGY CORP S.A.	102.90	362,648	ENERGY CORP S.A.	102.90	436,053	G. QUITO	90.30	382,659
ECUAPOWER	97.70	344,322	G. QUITO	91.14	386,223	ECUAPOWER	80.98	343,144
G. QUITO	97.50	343,617	ECUAPOWER	78.96	334,586	HIDRO PUCARA	70.00	296,635
TERMOPICHINCHA	72.20	254,453	HIDRO PUCARA	70.24	297,647	TERMOPICHINCHA	56.70	240,274
HIDRO PUCARA	70.90	249,871	TERMOPICHINCHA	56.70	240,274	ENERGY CORP S.A.	40.65	172,240
G. CENT. SUR	37.60	132,513	G. CENT. SUR	36.61	155,152	G. CENT. SUR	37.10	157,237
G. MANABI	15.10	53,217	G. MANABI	15.10	63,988	G. MANABI	15.10	63,988
G. REG. SUR	13.30	46,873	G. REG. SUR	13.28	56,265	G. REG. SUR	13.30	56,361
G. EL ORO	10.30	36,300	G. RIOBAMBA	9.10	38,563	G. RIOBAMBA	9.10	38,563
G. RIOBAMBA	9.10	32,071	G. EMELNORTE	6.90	29,240	G. EMELNORTE	6.90	29,240
G. STA. ELENA	8.20	28,899	G. MILAGRO	5.76	24,420	G. ESMERALDAS	6.60	27,968
G. MILAGRO	7.60	26,785	G. EL ORO	4.82	20,409	G. MILAGRO	6.00	25,426
G. EMELNORTE	6.90	24,318	G. STA. ELENA	4.32	18,304	G. EL ORO	4.58	19,429
G. ESMERALDAS	6.60	23,260	G. ESMERALDAS	3.75	15,879	G. STA. ELENA	4.51	19,103
G. COTOPAXI	3.40	11,983	G. COTOPAXI	3.40	14,408	G. COTOPAXI	3.40	14,408
G. AMBATO	3.10	10,925	G. AMBATO	3.10	13,137	G. AMBATO	3.10	13,137
G. STO. DMGO	1.90	6,696	G. STO. DMGO	1.90	8,052	G. STO. DMGO	1.90	8,052
G. BOLIVAR	1.50	5,286	G. BOLIVAR	1.50	6,356	G. BOLIVAR	1.50	6,356
ELECTROQUITO	0.00	0	ELECTROQUITO	0.00	0	ELECTROQUITO	0.00	0
INTER. COLOMBIA	0.00	0	INTER. COLOMBIA	0.00	0	INTER. COLOMBIA	0.00	0
TOTAL	2088.60	7,360,811	TOTAL	1916.94	8,123,313	TOTAL	1938.63	8,215,209

ANEXO 7

DATOS DE POTENCIA ASIGNADA E INGRESO POR ESTE CONCEPTO EN EL MEM AÑO 2000								
ABRIL			MAYO			JUNIO		
GENERADORES	Potencia a Remunerar	Pago por Potencia	GENERADORES	Potencia a Remunerar	Pago por Potencia	GENERADORES	Potencia a Remunerar	Pago por Potencia
	MW	USD		MW	USD		MW	USD
HIDROPAUTE	365.10	1,547,162	HIDROPAUTE	365.10	1,547,162	HIDROPAUTE	365.10	1,547,162
ELECTROGUAYAS	359.90	1,525,127	ELECTROGUAYAS	355.41	1,506,115	ELECTROGUAYAS	340.90	1,444,611
HIDRO NACION	191.00	809,389	HIDRO NACION	191.00	809,389	HIDRO NACION	191.00	809,389
G. ELECTROECUADOR	169.42	717,936	G. ELECTROECUADOR	186.23	789,173	G. ELECTROECUADOR	174.83	740,873
ELECTROQUIL	135.19	572,867	ELECTROQUIL	163.57	693,143	ELECTROQUIL	165.35	700,691
TERMOESMERALDAS	123.60	523,772	TERMOESMERALDAS	123.60	523,772	TERMOESMERALDAS	123.60	523,772
HIDRO AGOYAN	116.70	494,533	HIDRO AGOYAN	116.70	494,533	HIDRO AGOYAN	116.70	494,533
G. QUITO	92.30	391,134	G. QUITO	93.48	396,126	G. QUITO	97.50	413,170
TERMOPICHINCHA	72.20	305,958	TERMOPICHINCHA	72.20	305,958	HIDRO PUCARA	70.00	296,635
HIDRO PUCARA	69.96	296,470	HIDRO PUCARA	70.00	296,635	ECUAPOWER	57.20	242,374
ECUAPOWER	51.31	217,422	ECUAPOWER	52.90	224,171	TERMOPICHINCHA	54.60	231,375
G. CENT. SUR	36.48	154,580	G. CENT. SUR	37.10	157,216	G. CENT. SUR	34.30	145,351
G. MANABI	15.10	63,988	G. MANABI	15.10	63,988	G. MANABI	14.76	62,538
G. REG. SUR	14.00	59,327	G. REG. SUR	13.44	56,945	G. REG. SUR	13.03	55,209
G. EL ORO	9.58	40,632	G. EL ORO	10.29	43,619	G. EL ORO	10.30	43,648
G. RIOBAMBA	9.10	38,563	G. RIOBAMBA	9.10	38,563	G. STA. ELENA	10.26	43,475
G. EMELNORTE	6.90	29,240	G. STA. ELENA	8.18	34,655	G. RIOBAMBA	7.20	30,511
G. STA. ELENA	6.85	29,043	G. EMELNORTE	6.90	29,240	G. ESMERALDAS	6.13	25,978
G. ESMERALDAS	6.60	27,968	G. ESMERALDAS	6.60	27,968	G. MILAGRO	5.70	24,155
G. MILAGRO	5.80	24,578	G. MILAGRO	5.93	25,125	G. EMELNORTE	4.35	18,420
G. COTOPAXI	3.40	14,408	G. COTOPAXI	3.40	14,408	G. COTOPAXI	3.40	14,408
G. AMBATO	3.10	13,137	G. AMBATO	3.10	13,137	G. AMBATO	3.10	13,137
G. STO. DMGO	1.90	8,052	G. STO. DMGO	1.90	8,052	G. STO. DMGO	1.53	6,503
G. BOLIVAR	1.50	6,356	G. BOLIVAR	1.50	6,356	G. BOLIVAR	1.50	6,356
ELECTROQUITO	0.00	0	ELECTROQUITO	0.00	0	ELECTROQUITO	0.00	0
INTER. COLOMBIA	0.00	0	INTER. COLOMBIA	0.00	0	INTER. COLOMBIA	0.00	0
ENERGY CORP S.A.	0.00	0	ENERGY CORP S.A.	0.00	0	ENERGY CORP S.A.	0.00	0
TOTAL	1866.99	7,911,642	TOTAL	1812.73	8,105,448	TOTAL	1872.33	7,934,273

ANEXO 7

DATOS DE POTENCIA ASIGNADA E INGRESO POR ESTE CONCEPTO EN EL MEM AÑO 2000								
JULIO			AGOSTO			SEPTIEMBRE		
GENERADORES	Potencia a Remunerar	Pago por Potencia	GENERADORES	Potencia a Remunerar	Pago por Potencia	GENERADORES	Potencia a Remunerar	Pago por Potencia
	MW	USD		MW	USD		MW	USD
HIDROPAUTE	365.11	1,566,335	HIDROPAUTE	365.11	1,588,242	HIDROPAUTE	365.11	1,606,497
ELECTROGUAYAS	328.07	1,407,403	ELECTROGUAYAS	340.90	1,482,924	ELECTROGUAYAS	328.85	1,446,932
GH HIDRO NACION	191.04	819,557	GH HIDRO NACION	191.04	831,020	GH HIDRO NACION	191.04	840,572
ELECTROECUADOR	169.13	725,556	ELECTROECUADOR	173.84	756,188	ELECTROECUADOR	170.44	749,931
GTELQUIL	141.91	608,803	GTELQUIL	165.30	719,055	GTELQUIL	163.72	720,381
GTESMERA	123.63	530,368	GTESMERA	123.63	537,786	GTESMERA	120.41	529,815
GHAGOYAN	116.66	500,467	GHAGOYAN	116.66	507,467	GHAGOYAN	116.66	513,300
G. QUITO	97.58	418,635	G. QUITO	97.58	424,490	G. QUITO	97.58	429,370
TERMOPICHINCHA	68.36	293,269	GHPUCARA	70.91	308,463	GHPUCARA	70.91	312,008
GTECUPOW	53.23	228,372	TERMOPICHINCHA	68.36	297,370	TERMOPICHINCHA	67.23	295,806
GHPUCARA	44.12	189,276	GTECUPOW	58.42	245,424	GTECUPOW	63.65	280,078
ELECAUSTRO	35.90	154,015	ELECAUSTRO	34.77	151,268	ELECAUSTRO	34.78	153,018
GTMANABI	13.07	56,054	GTMANABI	14.99	65,195	GTMANABI	15.01	66,044
G. R.SUR	12.80	54,893	G. R.SUR	13.53	58,838	G. R.SUR	13.53	59,514
GTSELENA	10.53	45,166	GTELORO	10.23	44,501	GTELORO	10.23	45,012
GTELORO	10.23	43,887	G. RIOBAMBA	9.08	39,502	GTSELENA	9.23	40,625
G. RIOBAMBA	9.08	38,957	GTSELENA	8.88	38,618	G. RIOBAMBA	9.08	39,956
GTESMERA	6.51	27,928	G. EMELNORTE	6.91	30,059	G. EMELNORTE	6.91	30,404
GTMILAGR	5.58	23,938	GTESMERA	6.51	28,319	GTESMERA	6.51	28,644
G. AMBATO	3.99	17,109	GTMILAGR	5.58	24,273	GTMILAGR	5.58	24,552
G. EMELNORTE	3.97	17,014	G. AMBATO	3.99	17,348	G. AMBATO	3.99	17,547
GHCOTOPA	3.36	14,419	GHCOTOPA	3.36	14,620	GHCOTOPA	3.36	14,788
GTSDOMIN	1.86	7,979	GTSDOMIN	1.86	8,091	GTSDOMIN	1.86	8,184
G. BOLIVAR	1.53	6,559	G. BOLIVAR	1.53	6,651	G. BOLIVAR	1.53	6,728
GTECORP	0.00	0	GICOLOMB	0.00	0	GICOLOMB	0.00	0
GTWARTSI	0.00	0	GTECORP	0.00	0	GTECORP	0.00	0
GICOLOMB	0.00	0	GTWARTSI	0.00	0	GTWARTSI	0.00	0
TOTAL	1817.24	7,795,960	TOTAL	1890.97	8,225,710	TOTAL	1877.20	8,259,685

ANEXO 7

DATOS DE POTENCIA ASIGNADA E INGRESO POR ESTE CONCEPTO EN EL MEM AÑO 2000								
OCTUBRE			NOVIEMBRE			DICIEMBRE		
GENERADORES	Potencia a Remunerar	Pago por Potencia	GENERADORES	Potencia a Remunerar	Pago por Potencia	GENERADORES	Potencia a Remunerar	Pago por Potencia
	MW	USD		MW	USD		MW	USD
ELECTROGUAYAS	379.64	1,693,208	ELECTROGUAYAS	377.64	1,703,153	ELECTROGUAYAS	379.64	1,734,969
HIDROPAUTE	359.18	1,601,952	HIDROPAUTE	359.18	1,619,911	HIDROPAUTE	359.18	1,641,462
HIDRONACION	208.32	929,089	HIDRONACION	208.32	939,505	HIDRONACION	208.32	952,004
G. ELECTROECUADOR	178.20	794,758	G. ELECTROECUADOR	158.59	715,255	ELECTROQUIL	166.47	760,789
ELECTROQUIL	166.06	740,635	ELECTROQUIL	130.91	590,388	G. ELECTROECUADOR	157.62	720,330
TERMOESMERALDAS	116.89	521,333	TERMOESMERALDAS	117.92	531,810	TERMOESMERALDAS	117.92	538,885
HIDRO AGOYAN	116.69	520,424	HIDRO AGOYAN	116.69	526,258	HIDRO AGOYAN	116.69	533,260
ECUAPOWER	99.97	445,879	G. QUITO	97.14	438,107	G. QUITO	97.53	445,720
G. QUITO	99.57	444,087	TERMOPICHINCHA	72.85	328,565	TERMOPICHINCHA	70.52	322,299
TERMOPICHINCHA	73.10	326,046	ECUAPOWER	70.97	320,057	HIDRO PUCARA	66.96	305,993
HIDRO PUCARA	66.96	298,628	HIDRO PUCARA	66.96	301,976	G. CENT. SUR	33.09	151,216
G. CENT. SUR	36.86	164,406	G. CENT. SUR	36.15	163,055	G. REG. SUR	15.80	72,224
G. MANABI	21.15	94,331	G. REG. SUR	15.80	71,276	G. MANABI	13.29	60,756
G. REG. SUR	15.65	69,797	G. MANABI	12.32	55,558	G. EMELNORTE	11.63	53,145
G. RIOBAMBA	12.93	57,672	G. RIOBAMBA	12.06	54,396	G. RIOBAMBA	11.07	50,594
G. EMELNORTE	11.63	51,865	G. EMELNORTE	11.46	51,675	G. STA. ELENA	8.92	40,772
G. STA. ELENA	9.48	42,281	G. STA. ELENA	9.09	40,989	G. EL ORO	6.32	28,867
G. EMELRIOS	8.49	37,866	G. MILAGRO	5.77	26,033	G. COTOPAXI	4.88	22,315
G. EL ORO	8.39	37,423	G. COTOPAXI	4.88	22,022	G. ESMERALDAS	4.49	20,510
G. MILAGRO	6.15	27,416	G. ESMERALDAS	4.49	20,241	G. MILAGRO	3.05	13,928
G. COTOPAXI	4.88	21,778	G. EMELRIOS	4.35	19,632	G. EMELRIOS	2.70	12,348
G. ESMERALDAS	4.49	20,016	G. EL ORO	4.31	19,425	G. BOLIVAR	1.68	7,664
G. AMBATO	3.18	14,178	G. AMBATO	2.85	12,875	G. AMBATO	1.32	6,028
G. BOLIVAR	1.68	7,479	G. BOLIVAR	1.68	7,563	ECUAPOWER	0.56	2,555
INTER. COLOMBIA	0.00	0	INTER. COLOMBIA	0.00	0	INTER. COLOMBIA	0.00	0
G MEXICO	0.00	0	G MEXICO	0.00	0	G MEXICO	0.00	0
G. STO. DMGO	0.00	0	G. STO. DMGO	0.00	0	G. STO. DMGO	0.00	0
ENERGY CORP	0.00	0	ENERGY CORP	0.00	0	ENERGY CORP	0.00	0
TOTAL	2009.54	8,962,547	TOTAL	1902.38	8,579,725	TOTAL	1,860	8,498,632

REGULACION No. CONELEC – 001/00

CALCULO DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION

**EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD
CONELEC**

Considerando:

Que, es preciso regular el cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición mencionado en el Artículo 16 del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, reformado mediante Decreto Ejecutivo No. 1582 y publicado en el Registro Oficial No. 340 del 16 de diciembre de 1999, de manera que el CENACE pueda cumplir con la liquidación de las transacciones de cada uno de los Agentes del Mercado.

Que, es necesario disponer de una reserva suficiente para abastecer la demanda eléctrica, manteniendo el parque generador en adecuadas condiciones operativas.

Que, es necesario reconocer una remuneración a los Agentes que tienen sus unidades generadoras disponibles y listas para entrar en operación, proporcionándoles una estabilidad de ingresos durante el período de disponibilidad.

En ejercicio de las facultades otorgadas por los literales a) y e) del Artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico:

RESUELVE :

Expedir la presente regulación para el cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición.

1. Objetivo y Alcance

Establecer los procedimientos para: el cálculo de la Potencia Remunerable puesta a Disposición - PRPD, los reemplazos a los generadores indisponibles que son remunerados por PRPD y las liquidaciones económicas derivadas de dichos reemplazos.

2. Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición

Con la Potencia Remunerable Puesta a Disposición con la que cada planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica participe, se cubrirá la demanda máxima y la reserva técnica.

La demanda máxima corresponderá a la demanda máxima para la hora punta del período noviembre-febrero. El monto de la reserva técnica será determinado por el CENACE trimestralmente.

2.1 Cálculo de la Potencia Remunerable para la demanda máxima del periodo.

El cálculo, mediante la simulación de la operación económica del sistema, comprende dos etapas:

- a) La primera, para las unidades hidroeléctricas y térmicas de vapor, utilizará el Despacho Económico considerando los criterios y parámetros contenidos en el Artículo 8 del Reglamento de Despacho y Operación. Para efectos de este cálculo, el escenario hidrológico será el correspondiente a un año seco (probabilidad de excedencia del 90% mensual) y el periodo de simulación de noviembre a febrero. De la simulación se obtendrá una potencia equivalente calculada como el promedio de las potencias horarias con las que participen en las demandas de media y punta (7:00 - 22:00 horas) durante el periodo de noviembre a febrero. Estas potencias equivalentes serán las potencias con las que las plantas hidroeléctricas y térmicas de vapor participarán en la asignación de la Potencia Remunerable para cubrir la demanda máxima del periodo.
- b) La segunda, para las restantes unidades de generación, agregará estas unidades, en orden de mérito de acuerdo a sus costos variables de producción, hasta cubrir el valor de la demanda máxima del periodo de la simulación (noviembre-febrero).

El cálculo lo efectuará el CENACE hasta el 30 de septiembre de cada año y los valores calculados tendrán vigencia para los siguientes doce meses; en consecuencia, los Generadores asignados para cubrir la demanda máxima, recibirán el valor por Potencia Remunerable durante todo el siguiente periodo octubre-septiembre.

2.2 Cálculo de la Potencia Remunerable para la Reserva

El valor de la reserva técnica será determinado por el CENACE, para cada trimestre, de acuerdo a los requerimientos técnicos de confiabilidad, calidad y seguridad de operación del sistema eléctrico.

Este cálculo trimestral se lo efectuará, de acuerdo a lo que dispone el Artículo 48 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, para los periodos: octubre-diciembre, enero-marzo, abril-junio y julio-septiembre. La asignación para la Reserva se la hará de acuerdo a los costos variables de producción. En caso de que el CENACE, en la Programación Semanal, determine la necesidad de Reserva Adicional de Potencia y exista exceso de oferta, realizará un proceso de licitación semanal y la adjudicación se hará en función de los menores precios ofertados, según los Artículos 17 y 18 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM.

Los Generadores asignados para cubrir la Reserva, recibirán el valor por Potencia Remunerable durante el trimestre correspondiente; y, en el caso de la Reserva Adicional de Potencia, durante la semana para la que fue asignado.

Si al efectuar los cálculos, la potencia disponible resulta insuficiente para cubrir la demanda máxima y la reserva para la hora punta, se tomará el año menos seco de la estadística y así sucesivamente, hasta cumplir con la condición de la cobertura de carga.

La simulación de la operación económica para el cálculo de las potencias con que participen cada uno de los generadores en la Potencia Remunerable, tomará en cuenta la potencia neta efectiva así como la disponibilidad de acuerdo a los mantenimientos programados y a la estadística de salidas forzadas.

3. Indisponibilidad por Mantenimientos y Reemplazos

Cuando una unidad que recibe el pago por Potencia Remunerable entra en un período de indisponibilidad, será reemplazada obligatoriamente por otro generador o generadores que también están siendo remunerados por dicha potencia, con base al orden de mérito de los Costos Variables de Producción.

El CENACE determinará, en el Despacho Económico Programado, el reemplazo de aquellas unidades que se hayan declarado indisponibles y que están siendo pagadas por Potencia Remunerable, por unidades que no reciben dicha remuneración.

3.1 Mantenimientos Programados

En el caso de indisponibilidad de unidades por mantenimientos programados, que correspondan al programa de mantenimiento coordinado y aprobado por el CENACE y que consta en el documento Programa de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, período octubre-septiembre, los Agentes Generadores continuarán percibiendo el pago por Potencia Remunerable, si se cumplen las siguientes condiciones:

- a) Que en el Despacho Económico Programado que realice el CENACE, se pueda cubrir la demanda con las unidades que constan en la lista de los generadores que perciben el pago por Potencia Remunerable; y,
- b) Que el mantenimiento se efectúe dentro de los períodos aprobados por el CENACE considerando los estándares para cada clase de unidad generadora y para el tipo de mantenimiento a efectuarse.

En caso de no cubrirse la demanda, las unidades adicionales que ingresen como reemplazantes percibirán el pago por Potencia Remunerable de acuerdo a su mayor potencia asignada en el Despacho Económico Programado, teniendo como límite la potencia remunerable reemplazada; y, el Agente que tiene su unidad en mantenimiento programado, recibirá la diferencia.

Si los mantenimientos programados exceden el plazo señalado por el CENACE, el Agente propietario de la unidad o planta, dejará de percibir la remuneración por Potencia Remunerable, desde el primer día de prolongación del plazo hasta que declare nuevamente la disponibilidad de sus instalaciones. El valor descontado al Agente que incumplió el plazo será acreditado a los Generadores que efectuaron el reemplazo.

3.2 Salidas forzadas y mantenimientos emergentes

En el caso de indisponibilidad de unidades por salidas forzadas o por mantenimientos emergentes, o por fuerza mayor o caso fortuito, los Generadores propietarios dejarán de percibir el pago por Potencia Remunerable durante el período de indisponibilidad. El CENACE determinará el reemplazo de las unidades indisponibles, en el Despacho Económico Programado. Las unidades reemplazantes, recibirán el pago por la potencia remunerable reemplazada, de acuerdo a la mayor potencia despachada.

El reemplazo tendrá efecto hasta la fecha en la cual el Agente reemplazado comunique nuevamente la disponibilidad de su planta o unidad al CENACE.

4. Pago de la Potencia Remunerable luego de un Reemplazo.

El CENACE liquidará el pago de Potencia Remunerable reemplazada que debe percibir cada Generador reemplazante por el período de reemplazo, en los casos señalados en el numeral anterior. Si el reemplazo es mayor a una hora e inferior a 24 horas, se remunerará al Generador que efectuó el reemplazo, el valor correspondiente a un día; y, si el reemplazo es superior a 24 horas, se remunerará por el tiempo efectivo del reemplazo.

Las unidades que hayan efectuado el reemplazo recibirán, en el mes correspondiente, la remuneración calculada con el precio unitario de potencia determinado por el CONELEC por la mayor potencia asignada en el Despacho Económico Programado, durante el período de reemplazo. Para efectos de este cálculo, la mayor potencia asignada no podrá ser superior a la potencia remunerable reemplazada.

5. Incremento de la capacidad de generación

Si se incrementa la capacidad de generación, por ingreso de nuevas unidades o por repotenciación de las unidades ya existentes, para el reajuste o revisión del cálculo de la Potencia Remunerable se procederá de la siguiente manera:

- a) En el caso que el Generador comunique al CENACE la disponibilidad de sus nuevas unidades de generación o unidades repotenciadas, en el tercer trimestre del año, estas unidades serán consideradas dentro del cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición, en el Programa de Operación del CENACE para el siguiente período octubre- septiembre.
- b) Si las nuevas unidades o las unidades repotenciadas, comunican su disponibilidad durante los otros tres trimestres del año (primero, segundo y cuarto), se las incorporará para el cálculo de la Potencia Remunerable para la Reserva, en las revisiones trimestrales que efectuará el CENACE, en cumplimiento del Artículo 48 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

El CENACE determinará las fechas límites de declaración de la disponibilidad de los generadores para cada uno de los períodos mencionados en este numeral.

6. Verificación de la Disponibilidad de las unidades generadoras.

Para verificar la disponibilidad, el CENACE podrá solicitar la entrada en operación de cualquier unidad generadora que reciba la Potencia Remunerable, en cualquier momento que lo considere necesario o a petición del CONELEC, o disponer la realización de una Auditoría Técnica. La verificación la efectuará el CENACE, en forma periódica y sistemática a cada planta, por lo menos una vez cada tres meses.

Los costos de las pruebas de verificación de la disponibilidad o de la Auditoría Técnica serán a cargo del Generador propietario de la unidad. El Generador, por su parte, recibirá por la energía producida el costo marginal del mercado, durante el período de prueba.

En caso de que la prueba de disponibilidad resultare fallida y la unidad no opere de acuerdo a los requerimientos del CENACE, se descontará al Generador lo percibido por Potencia Remunerable. El descuento se lo hará desde la fecha de la última operación o verificación, lo que ocurra más tarde, hasta la fecha en que se produjo la prueba fallida. El descuento, por no pasar la prueba de verificación, en ningún caso podrá ser mayor a la remuneración por Potencia Remunerable correspondiente a tres meses, que reciba el Agente por la unidad que estuvo sometida a dicha verificación. El Agente podrá volver a recibir esta remuneración cuando la unidad concluya satisfactoriamente la siguiente prueba de verificación.

El descuento efectuado al Agente, por no pasar la prueba de verificación, será deducido en la facturación a los Distribuidores que realiza el CENACE.

7. Aplicación de la Regulación por parte del CENACE

El CENACE elaborará los procedimientos de aplicación de la presente Regulación para conocimiento de los Agentes, en un plazo máximo de 30 días a partir de la presente fecha.

DISPOSICION TRANSITORIA

El CENACE efectuará el primer cálculo de la Potencia Remunerable, con la metodología indicada en la presente regulación, en un plazo no mayor a quince días a partir de la fecha de aprobación por parte del Directorio del CONELEC. La Potencia Remunerable así calculada, tendrá vigencia desde el 1 de enero hasta el 30 de septiembre del 2000.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 0023/00, en sesión del 20 de enero del 2000.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC