

ANÁLISIS DEL MÉTODO DE PAGO DE POTENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO

Gabriel Salazar
Investigación y Desarrollo

Santiago Ruales
EPN

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es verificar qué señales reciben los Agentes del Mercado Eléctrico Ecuatoriano con el método actual de Pago de Potencia y analizar que dichas señales sean las adecuadas para el desarrollo de las actividades de generación, y que a su vez permitan asegurar la suficiencia y seguridad en el abastecimiento de la demanda.

Sobre la base de un análisis técnico – económico, se determinarán las ventajas y desventajas que tiene el método actual en el Ecuador, considerando las señales que deberían percibir los Agentes del Mercado (inversión, expansión, sustentabilidad, disponibilidad, confiabilidad, etc.) tanto en el corto como en el largo plazo.

Usando los resultados, la estadística disponible y recopilando experiencias válidas de otros países en lo que se refiere al Pago de Potencia, se realizará un análisis que permitirá iniciar el planteamiento de una alternativa para el Pago de Potencia que cumpla con lo que establece la Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

PALABRAS CLAVE: Métodos de Pago de Potencia, Pago de Capacidad, Potencia Remunerable Puesta a Disposición.

1. INTRODUCCIÓN

El término “Pago por Capacidad” se deriva de la tarificación en mercados eléctricos mayoristas. A partir de precios nodales se deduce que los ingresos de las empresas de generación de energía eléctrica dependen de dos factores: ingresos por capacidad e ingresos por energía, donde la cantidad de energía está limitada por la capacidad disponible.

Las remuneraciones, por lo tanto, no sólo deben estar dadas por la cantidad de energía entregada (MWh), sino también por la capacidad disponible (MW), para poder así, cubrir los costos variables producto de la generación y los costos fijos que provienen, principalmente, de la inversión en la construcción de la planta.

Teóricamente, un mercado competitivo de energía en que el precio refleja el efecto de la oferta y la demanda produciría rentas suficientes para satisfacer todos los costos de la generación. Sin embargo, existen motivos por los que se justifica la existencia de pagos de potencia (capacidad) y de un ente regulador que norme estos cargos.

La demanda eléctrica se considera inelástica, por lo que, ante problemas de racionamiento en un mercado, los precios por la energía tendrían enormes fluctuaciones llegando a niveles muy por encima del precio en condiciones estables.

Por ello, es justificable que en algunos casos el Organismo Regulador establezca un techo para el precio de la energía que mantenga el precio en niveles estables.

Por otro lado, las situaciones de racionamiento deberían ser los momentos óptimos para la generación de punta, donde se obtendrían los mayores beneficios, pero con un techo en el precio no se justificaría generar, la generación de punta tendería a la “*infra-inversión por aversión al riesgo de no recuperar sus capitales*”.

Por eso, a cambio de establecer techos para el precio de energía (price cap), el Organismo Regulador debe remunerar la capacidad instalada mensualmente para incentivar la inversión.

La principal falencia de este método es que no tiene los beneficios que trae el poder tener un precio de mercado y por lo tanto, el precio debe ser ajustado arbitrariamente. Es difícil, además, poder determinar el pago por capacidad necesario total y la forma en que éste debe ser repartido entre los generadores.

Además, un error en el cálculo del Pago de Potencia (pago de capacidad) no tendría un efecto en el corto plazo, lo que permitiría tomar medidas relativamente rápido, sino que a largo plazo. Esto, debido a que los cobros o pagos de potencia están destinados, principalmente, a motivar la puesta en marcha de

nuevos generadores que satisfagan la demanda creciente, lo que requiere un planeamiento y ejecución cuyos frutos se observan, por lo menos, a 10 años de realizado el pago.

Es decir, si se realizan pagos de potencia insuficientes, sólo se podrá ver reflejado este error en el largo plazo, cuando el daño es irreparable y las condiciones de racionamiento sean ineludibles.

El Regulador debe elegir el costo de la planta más cara (de punta), el volumen total de remuneración necesario y las unidades o generadores que clasifican para ser remuneradas. Pero por sobre esto, el problema es que las remuneraciones dependen de la contribución esperada para satisfacer la suficiencia y los incentivos para los generadores, generalmente, no son muy claros.

El cargo de capacidad se justifica en varios mercados a nivel mundial, más que por cuestiones técnicas, por cuestiones económicas, de tal manera de procurar brindar ingresos adecuados a los generadores de punta (los cuales son despachados en pocas horas del año), dar señales para la permanencia en el mercado de unidades de punta y dar alguna señal para el ingreso de nueva generación.

2. MARCO TEÓRICO DE REFERENCIA

2.1. Métodos de Pago de Potencia

Los modelos de reestructuración pretenden fundamentalmente, incentivar mercados sustentables económicamente y mantener niveles de confiabilidad aceptables, tanto en el corto (seguridad), como en el largo plazo (suficiencia).

En la mayoría de nuevos modelos de mercados eléctricos, el pago de potencia ha sido uno de los incentivos que se ha diseñado para asegurar que exista la suficiente capacidad instalada en el parque de generación, y de esta manera poder abastecer la demanda del sistema a futuro.

Otro punto importante a analizar, es el concerniente a las unidades de punta. Este tipo de unidades en un mercado donde sólo se remunere la energía, percibirá ingresos por pocas horas. En este intervalo de tiempo, dichas unidades deberían ser capaces de recuperar su inversión con una rentabilidad adecuada.

Los diferentes métodos de pago de potencia y los lugares donde se aplican los mismos se muestran en la Figura 1.

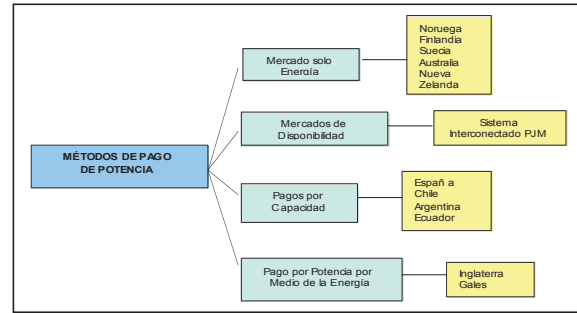


FIGURA 1: Métodos de Pago de Potencia

Mercados de Sólo Energía: Este mercado plantea que el precio de energía que se forma en el mercado spot, debería ser suficiente para cubrir los costos de largo plazo y de esta manera recuperar las inversiones e incentivar la entrada de nuevos proyectos de generación.

Los mercados que tiene esta manera de concebir los sistemas de energía eléctrica son: Noruega, Finlandia, Suecia, Australia, Nueva Zelanda y California. Estos mercados tienen la particularidad de contar con un parque de generación sobre - dimensionado y de disponer de importantes interconexiones con sistemas vecinos, y por este motivo la garantía de suministro no representa un objetivo prioritario.

La crítica fundamental a este modelo radica en que solo proporciona reservas de corto plazo y no existe una provisión explícita de capacidad que asegure el suministro en el largo plazo, se ha ignorado el problema de la suficiencia en generación en el diseño de sus mercados, quizá porque en el momento de implementar la competencia, existía una sobre-instalación en el sistema que hizo irrelevante la amenaza de racionamiento, o porque se creyó que el mercado resolvería este problema por sí mismo.

Mercados de Disponibilidad: El objetivo principal de este tipo de modelos es asegurar un nivel de capacidad adecuado, de tal forma que permita mantener un grado de seguridad en el sistema.

Los mercados de disponibilidad se caracterizan por incorporar pagos por capacidad, lo cual implica a los generadores a proveer una cierta cantidad de energía para todo el sistema, dicha cantidad de energía es determinada por el Regulador.

La implementación de este sistema se realiza mediante proyecciones, que consideran: reservas, mantenimientos y tasas de fallas, y permiten establecer el monto de capacidad que será necesario para mantener un nivel de confiabilidad adecuado para el futuro. Este modelo supone una importante intervención regulatoria.

Los sistemas que presentan este tipo de modelo son el sistema interconectado PJM y el New York Power Pool.

Pagos por Capacidad: Este mecanismo pretende remunerar separadamente la energía y la potencia, y su objetivo es establecer un pago para que incentive nuevas inversiones y establezca la volatilidad de los ingresos a los agentes.

El propósito de dicho pago es compensar a las unidades de punta, de modo de estabilizar sus ingresos durante el año y además, incentivar un adecuado nivel de generación estimulando la inversión.

La cantidad a remunerar es definida anticipadamente por el regulador y la asignación entre los agentes se determina mediante modelos que simulan la operación del sistema. Este esquema de remuneración se aplica en España, Chile, Argentina y Ecuador.

Las críticas que se hacen a este mecanismo en aquellos sistemas en donde ha sido implantado, se relacionan con el volumen total de remuneración al mercado, la forma de asignar estos pagos entre los participantes y la definición del producto que paga el usuario.

Pago por Potencia por Medio de la Energía: Otra forma de incorporar el pago por potencia es incrementando el precio de la energía en la bolsa. En este esquema la potencia se remunera a través de un sobreprecio que se introduce al precio spot.

Así, el precio del pool se compone de dos elementos: el costo de generación (costo de producir la energía) y el costo de potencia (asociado al valor esperado del costo de falla de la energía no suministrada). Éste era el esquema que se aplicaba en Inglaterra y Gales.

La crítica a este procedimiento es que al prescindir de un término explícito de capacidad, distorsiona la señal económica de la energía y adicionalmente, condiciona la inversión a una señal de muy corto plazo, hecho que se contrapone con la necesidad de suficiencia de largo plazo.

Finalmente, el pago por potencia por medio de la energía, sólo se ha incorporado en sistemas donde no existe una componente hidráulica importante.

3. PAGO DE POTENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO

Potencia Remunerable Puesta a Disposición: Es la magnitud de potencia activa que será remunerada a cada generador.

3.1. Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición

3.1.1. Información Requerida

- Período de cálculo: noviembre, diciembre, enero, febrero de cada año.
- Costos Variables de Producción (CVP) declarados por los Agentes Generadores para el mes previo al período anual o trimestral en consideración.
- Del PLAN ANUAL DE OPERACIÓN, se obtiene la siguiente información:
 - Proyección de la demanda de potencia y energía del SNI.
 - Demanda máxima coincidente proyectada para el período.
 - Plan anual de mantenimiento de generación y transmisión.
 - Restricciones técnicas o ambientales.
- Estadística de centrales hidroeléctricas en los últimos 10 años o la que tuvieran disponible.
- Serie histórica de caudales afluentes mensuales en las centrales hidroeléctricas nuevas.
- Parámetros de las unidades de generación existente.
- Estudios energéticos y eléctricos de operación óptima del SNI.

3.2. Procedimiento de Asignación de la PRPD

3.2.1. Plazos para Actualización de la PRPD

La actualización para la asignación anual de la PRPD disponible en el MEM, se realizará hasta el 30 de septiembre de cada año.

La actualización trimestral de las unidades de generación disponibles para fines de reserva de generación se realizará el primer día, del primer mes de cada trimestre.

3.2.2. Cálculo de la Potencia Remunerable para Cubrir la Demanda Máxima

El cálculo para la asignación de la PRPD a las centrales hidroeléctricas y unidades termoeléctricas, se realiza en base a la producción de energía de cada planta o generador en forma individual, dentro del período noviembre – febrero, y considera: la potencia efectiva, la disponibilidad de acuerdo a los mantenimientos programados y las importaciones de energía.

Plantas Hidroeléctricas: Se calcula la producción de energía promedio de las plantas, en cada uno de los

meses del período noviembre – febrero (considerando el efecto de la operación del embalse), usando la estadística operativa de producción de energía de los últimos diez años (o a su vez la estadística operativa existente).

En el caso de nuevas plantas hidroeléctricas, se determinarán las producciones de energía medias mensuales correspondientes al período noviembre – febrero mediante simulación operativa del sistema.

Usando la producción de energía, se determina la potencia equivalente dividiendo la producción de energía para el número de horas del período noviembre – febrero.

Estas potencias equivalentes serán las potencias con las que las plantas hidroeléctricas participarán en la asignación de la Potencia Remunerable para cubrir la demanda máxima del período.

Unidades Termoeléctricas: Se utiliza la potencia media que corresponde al promedio de la potencia efectiva disminuida por efecto de los mantenimientos para el período noviembre – febrero. Se utilizan los costos variables de las unidades termoeléctricas declarados para el mes de septiembre de cada año.

La potencia efectiva disponible de las unidades termoeléctricas se obtiene de la siguiente manera:

$$PED(i) = PE(i) \times (1 - IM(i)) \quad (1)$$

Donde:

PE(i) = Potencia efectiva de la unidad i (MW).

PED(i) = Potencia efectiva disponible de la unidad i (MW).

IM(i) = Indisponibilidad por mantenimiento de la unidad, i (número de días de indisponibilidad en el período dividido por el número de días calendario del período).

Para el cálculo de la PRPD para cubrir la Demanda Máxima, se contabiliza el número de días de indisponibilidad durante el período noviembre a febrero.

3.2.3. Cálculo de la Potencia Remunerable para cubrir la Reserva de Generación

El valor de la reserva técnica se determina para cada trimestre, de acuerdo a los requerimientos técnicos de confiabilidad, calidad y seguridad de operación del sistema eléctrico.

Los generadores que pongan a disposición del

mercado mayorista equipamientos de generación no comprometidos en contratos a plazo que no resulten despachados, percibirán de parte de los distribuidores y grandes consumidores una compensación mensual por el tiempo de puesta a disposición de su potencia en los tramos horarios que fije la reglamentación.

Reserva Adicional de Potencia: En la Programación Semanal, se verifican los requerimientos de Reserva Adicional de Potencia (RAP), necesarios para garantizar condiciones de calidad y seguridad del servicio en el sistema en el transcurso de cada semana, y en caso de ser necesaria RAP y exista exceso de oferta, se realiza un proceso de licitación semanal y adjudican de acuerdo a los menores precios ofertados.

3.3. Disponibilidad de las Unidades de Generación

Una unidad generadora se considera disponible:

- Si se encuentra generando como resultado de un despacho y/o redespacho realizado por el CENACE.
- Si no consta en el despacho y/o redespacho, pero está en condiciones óptimas de operación.
- Si se declara disponible luego de culminado un mantenimiento o luego de haber superado alguna restricción operativa que modificó la disponibilidad de la misma.
- Si la planta o unidad de generación, luego de su sincronización a solicitud del CENACE, ha operado de manera estable, durante por lo menos una hora.

Una unidad generadora se considera indisponible:

- Si la unidad sale del sistema para realizar un mantenimiento programado, correctivo o emergente.
- Si la unidad se declara indisponible con toda su potencia efectiva o con un valor determinado por causa de alguna restricción operativa propia (indisponibilidad parcial).
- Si la unidad sale del sistema por algún problema en la red de transmisión o subtransmisión propia o de terceros, o si sale por condiciones ambientales adversas y/o catástrofes naturales (fuerza mayor o caso fortuito).
- Si no dispone de personal técnico necesario en las instalaciones de las centrales de generación para su operación (Falta de personal).

Para la actualización anual o trimestral de la asignación de la PRPD se consideran todas aquellas unidades

de generación que, en el mes previo al inicio del período operativo octubre - septiembre o del trimestre respectivo, se encuentren en la siguiente situación:

- a) Las unidades están disponibles y listas para entrar en operación.
- b) Las unidades están en consignación por la ejecución de trabajos de mantenimientos o reparaciones, por lo cual, el Agente asegura la disponibilidad de la unidad para el período noviembre a febrero o para el trimestre en consideración.
- c) El Agente declara un cronograma de reparaciones de la unidad de generación que está indisponible, con el cual, el Agente garantiza que la unidad estará disponible en el período noviembre a febrero o para el trimestre en consideración.

3.3.1. Seguimiento de la PRPD

Considerando la estadística de generación mensual y la Potencia Media Puesta a Disposición registrada, se calculará el desvío mensual de la PRPD de las centrales hidroeléctricas y de cada unidad térmica, como la diferencia entre la PRPD real mensual registrada en el período operativo en curso y el valor de PRPD asignado.

3.4. Evaluación de la Potencia Media Puesta a Disposición de las Unidades y Plantas de Generación

3.4.1. Potencia Media Puesta a Disposición de Unidades de Generación Termoeléctrica

La Regulación para el Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición, considera lo siguiente:

- a) Los Generadores Termoeléctricos no recibirán remuneración de potencia, durante los períodos de indisponibilidad de sus unidades, en cualquiera de los siguientes casos:
 - Mantenimientos programados o emergentes.
 - Salidas forzadas.
 - Fuerza mayor, caso fortuito u ocasionado por terceros.
 - Falta de combustibles, repuestos, lubricantes u otros insumos.
 - Limitaciones operativas por regulaciones ambientales.

- b) Aquellas unidades termoeléctricas que no pueden operar en un régimen continuo, sea por características técnicas de sus equipos o por limitaciones en el tiempo de operación acumulado, recibirán la remuneración proporcional correspondiente al número máximo de horas de operación declaradas por el Agente.
- c) En caso de indisponibilidad parcial de potencia, no recibirán la remuneración correspondiente al segmento de potencia disminuido.

3.4.2. Determinación de la Disponibilidad de las Unidades de Generación Termoeléctrica Considerando las Características Técnicas

La Potencia Media Puesta a Disposición Diaria por Características Técnicas (PMPD Diaria-CT) de cada unidad termoeléctrica, es el mínimo valor entre la Potencia Disponible Diaria (PDD) y la Potencia Disponible Diaria por Características Técnicas (PDDCT), es decir:

$$\text{PMPD Diaria} - \text{CT}_i = \min(\text{PDD}_i, \text{PDDCT}_i) \quad (2)$$

3.4.3. Evaluación de la PMPD de Plantas de Generación Hidroeléctrica

Se determinará la disponibilidad de este tipo de plantas en función de las potencias disponibles horarias, la PMPD diaria y la PMPD.

En los meses en los que la unidad o planta esté indisponible total o parcialmente se aplicará el menor valor entre la potencia remunerable puesta a disposición y la potencia media puesta a disposición en ese mes.

Adicionalmente, informará a cada uno de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, que dispongan de contratos a plazo, la cantidad de potencia que por estos conceptos deba ser considerada en tales contratos, cuando sea aplicable.

4. ANÁLISIS DEL MÉTODO DE PAGO DE POTENCIA EN EL ECUADOR

Se analizarán los costos, ingresos por potencia y energía que tienen los Generadores. El análisis se realizará considerando las siguientes tecnologías:

- Hidráulica.
- Térmica Vapor.
- Térmica Gas Natural.
- Térmica Gas (Nafta o Diesel).

Se utilizó la estadística disponible desde Octubre de 2003 hasta Junio de 2007, (para los meses de Julio,

Agosto y Septiembre del 2007 se hizo una estimación de los datos basándose en el registro histórico).

Costos Generadores

Para los Costos de los Generadores se utilizaron datos del CONELEC para establecer los Costos Totales de cada tipo de Generador como se muestra en la Tabla 1, para establecer dichos costos se consideran los siguientes aspectos:

- Costo Total de la Inversión.
- Vida Útil.
- Anualidad de la Inversión.
- Costos Fijos de Operación y Mantenimiento.
- Costos Variables Anuales.

TABLA 1: Costos de los Generadores

PARÁMETROS ECONÓMICOS UTILIZADOS	
Tasa de descuento anual	11,20%
% Costos Fijos O&M U. Hidroeléctricas	15,0% de la Anualidad
% Costos Fijos O&M U. Térmicas	24,0% de la Anualidad

Tipo Central	Costo Total de Inversión (mill. US\$)	Vida (en años)	Anualidad de la Inversión (mill. US\$/año)	Costos Fijos O&M (mill. US\$/año)	Costos Variables (mill. US\$/año)	Costos Totales (mill. US\$)
Hidráulica	967,5	50	108,90	16,33	140,34	140,34
					139,72	139,72
					138,46	138,46
					139,09	139,09
Térmica Vapor	104,8	30	12,24	2,94	20,30	35,48
					23,17	38,35
					24,21	39,39
					26,87	42,05
Térmica Gas Natural	78,0	20	9,92	2,38	30,87	43,17
					34,20	46,50
					37,33	49,63
					41,99	54,29
Térmica Gas	51,0	20	6,49	1,56	1,13	8,61
					14,87	22,82
					31,94	39,99
					22,47	30,52

HIDRÁULICA

Para el primer caso de análisis se tomará en cuenta una Central Hidráulica.

Potencia Remunerable

En la Tabla 2 se presenta la información y comparación entre la PRPD planificada, la PMPD registrada para el período operativo Octubre – Septiembre desde el año 2003 hasta el 2007. La PRPD a Remunerar (es el mínimo valor entre la PRPD y la PMPD).

TABLA 2: Potencia Remunerable de la Central Hidráulica

		Potencia Remunerable			
		PRPD PLANIFICADA (MW)	PMPD PROMEDIO ACUMULADA (MW)	PRPD ACUMULADA A REMUNERAR (MW)	PRPD REMUNERADA (US\$)
Oct 2003	TOTAL	5 038,61	12 157,98	5 038,61	28 720 065,60
Sep 2004	PROM MENSUAL	419,88	1 013,16	419,88	2 393 338,80
Oct 2004	TOTAL	4 425,04	12 210,60	4 425,04	25 222 705,20
Sep 2005	PROM MENSUAL	368,75	1 017,55	368,75	2 101 892,10
Oct 2005	TOTAL	4 391,76	12 168,05	4 391,76	25 033 032,00
Sep 2006	PROM MENSUAL	365,98	1 014,00	365,98	2 086 086,00
Oct 2006	TOTAL	4 470,20	12 229,50	4 470,20	25 480 162,80
Sep 2007	PROM MENSUAL	372,52	1 019,12	372,52	2 123 346,90

Ingresos Contratos y SPOT

En la Tabla 3 se muestran los ingresos que recibe la Central Hidráulica considerando su generación vendida por contratos y en el mercado spot.

TABLA 3: Ingresos por Potencia (PRPD) y Energía de la Central Hidráulica

	INGRESOS PRPD (US\$)	INGRESOS ENERGIA (US\$)	INGRESOS TOTALES (US\$)
Oct 2003 Sep 2004	28 720 065,60	147 483 065,29	176 203 130,89
Oct 2004 Sep 2005	25 222 705,20	151 332 724,67	176 555 429,87
Oct 2005 Sep 2006	25 033 032,00	128 490 593,87	153 523 625,87
Oct 2006 Sep 2007	25 480 162,80	146 185 494,35	171 665 657,15

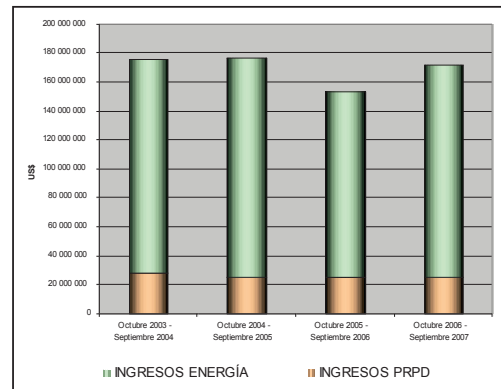


FIGURA 2: Ingresos Totales (PRPD y Energía) de la Central Hidráulica

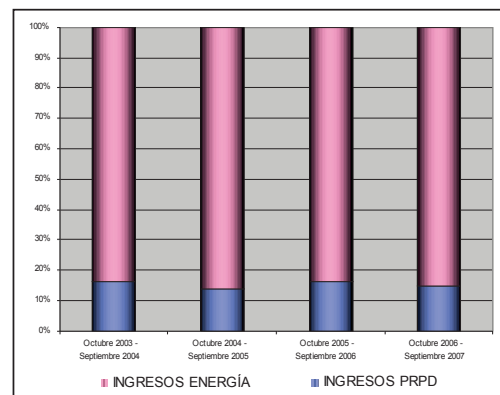


FIGURA 3: % de Ingresos por Potencia (PRPD) y Energía de la Central Hidráulica

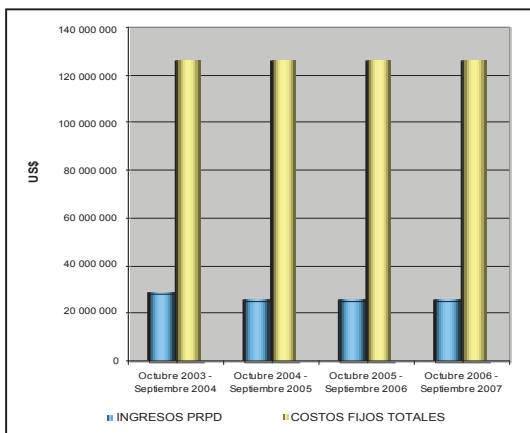


FIGURA 4: Ingresos por Potencia (PRPD) y Costos Fijos totales de la Central Hidráulica

Ingresos SPOT

En la Tabla 4, se muestran los ingresos que tendría la Central Hidráulica si toda su generación se vendiera en el mercado spot, sin estar condicionada por los precios de contratos.

TABLA 4: Ingresos de la Central Hidráulica si Vendiera Toda su Generación en el Spot

	INGRESOS PRPD(US\$)	INGRESOS ENERGÍA(US\$)	INGRESOS TOTALES(US\$)
Oct 2003 Sep 2004	28 720 065,60	134 590 265,63	163 310 331,23
Oct 2004 Sep 2005	25 222 705,20	222 365 069,88	247 587 775,08
Oct 2005 Sep 2006	25 033 032,00	204 358 216,44	229 391 248,44
Oct 2006 Sep 2007	25 480 162,80	269 266 268,84	294 746 431,64

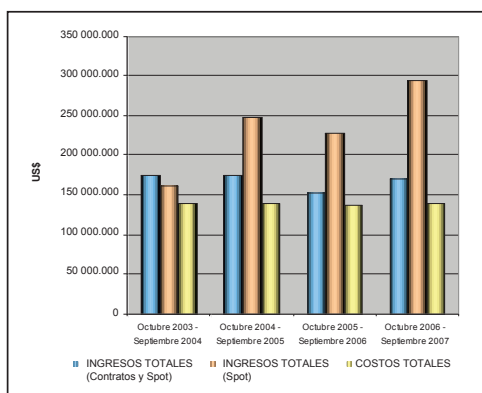


FIGURA 5: Comparación entre Ingresos Totales (Contratos y Spot), Ingresos Totales (Spot) y Costos Totales de la Central Hidráulica

TÉRMICA VAPOR

Para el segundo caso en análisis se consideró una

Central Térmica Vapor, que servirá para analizar el efecto que tiene el Pago de Potencia (PRPD) en este tipo de tecnología.

Potencia Remunerable

La Tabla 5 presenta la información y comparación entre la PRPD planificada, la PMPD promedio y el valor de la PRPD a remunerar.

TABLA 5: Potencia Remunerable de una Central Térmica Vapor

		Potencia Remunerable			
		PRPD PLANIFICADA (MW)	PMPD PROMEDIO ACUMULADA (MW)	PRPD ACUMULADA A REMUNERAR (MW)	PRPD REMUNERADA (US\$)
Oct 2003	TOTAL	1 535,35	1 358,60	1 345,30	7 668 226,48
Sep 2004	PROM MENSUAL	127,95	113,22	112,11	639 018,87
Oct 2004	TOTAL	1 584,25	1 358,75	1 357,90	7 740 021,64
Sep 2005	PROM MENSUAL	132,02	113,23	113,16	645 001,80
Oct 2005	TOTAL	1 576,30	1 341,02	1 340,69	7 641 919,95
Sep 2006	PROM MENSUAL	131,36	111,75	111,72	636 826,66
Oct 2006	TOTAL	1 527,05	1 515,61	1 468,57	8 370 846,80
Sep 2007	PROM MENSUAL	127,25	126,30	122,38	697 570,57

Ingresos Contratos y SPOT

Los ingresos de la Central Térmica Vapor considerando su generación vendida en contratos y en el mercado spot, se indican en la Tabla 6.

TABLA 6: Ingresos por Potencia (PRPD) y Energía de la Central Térmica Vapor

	INGRESOS PRPD(US\$)	INGRESOS ENERGÍA(US\$)	INGRESOS TOTALES(US\$)
Oct 2003 Sep 2004	7 668 226,48	44 603 342,66	52 271 569,14
Oct 2004 Sep 2005	7 740 021,64	54 194 955,47	61 934 977,11
Oct 2005 Sep 2006	7 641 919,95	23 350 107,46	30 992 027,42
Oct 2006 Sep 2007	8 370 846,80	41 327 246,36	49 698 093,16

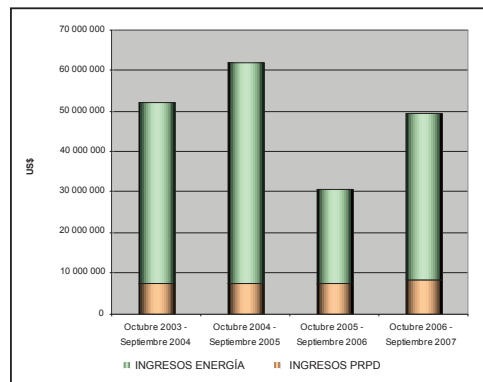


FIGURA 6: Ingresos Totales (PRPD + Energía) de la Central Térmica Vapor

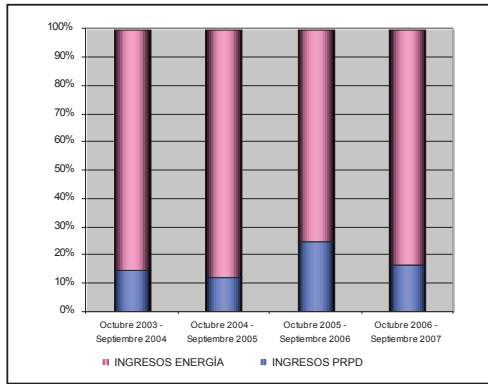


FIGURA 7: % de Ingresos por Potencia (PRPD) y Energía de la Central Térmica Vapor

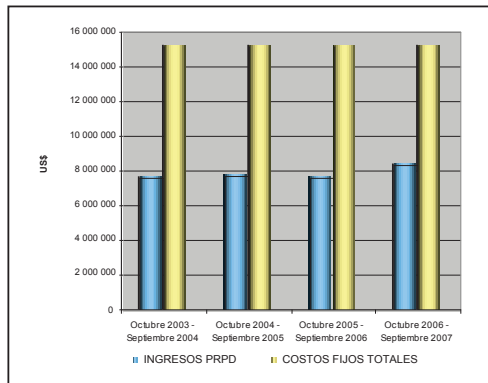


FIGURA 8: Ingresos por Potencia y Costos Fijos Totales de la Central Térmica Vapor

Ingresos SPOT

A continuación, en la Tabla 7, se muestran los ingresos que recibiría la Central Térmica Vapor si toda su generación se vendiera en el SPOT, sin estar condicionada por los precios de contratos.

TABLA 7: Ingresos de la Central Térmica Vapor Si Vendiera Toda su Generación en el Spot

	INGRESOS PRPD (US\$)	INGRESOS ENERGÍA(US\$)	INGRESOS TOTALES (US\$)
Oct 2003 Sep 2004	7 668 226,48	39 230 927,07	46 899 153,55
Oct 2004 Sep 2005	7 740 021,64	61 187 891,23	68 927 912,87
Oct 2005 Sep 2006	7 641 919,95	23 167 321,99	30 809 241,94
Oct 2006 Sep 2007	8 370 846,80	33 021 309,79	41 392 156,59

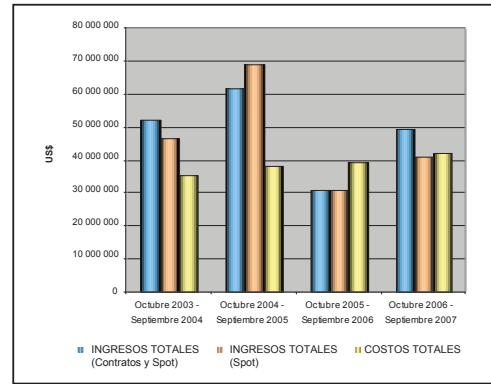


FIGURA 9: Comparación entre Ingresos Totales (Contratos y Spot), Ingresos Totales (Spot) y Costos Totales de la Central Térmica Vapor

TÉRMICA GAS NATURAL

El tercer caso de estudio considera una Central Térmica Gas Natural, que nos permitirá analizar como influye el Pago de Potencia (PRPD) en este tipo de tecnología.

Potencia Remunerable

En la Tabla 8 se presentan los valores correspondientes a la PRPD planificada, la PMPD promedio y la PRPD a remunerar.

TABLA 8: Potencia Remunerable de una Central Térmica Gas Natural

		Potencia Remunerable			
		PRPD PLANIFICADA (MW)	PMPD PROMEDIO ACUMULADA (MW)	PRPD ACUMULADA A REMUNERAR (MW)	PRPD REMUNERADA (US\$)
Oct 2003	TOTAL	1 622,51	1 398,22	1 398,22	7 969 879,47
Sep 2004	PROM MENSUAL	135,21	116,52	116,52	664 156,62
Oct 2004	TOTAL	1 539,55	1 346,31	1 321,85	7 534 552,35
Sep 2005	PROM MENSUAL	128,30	112,19	110,15	627 879,36
Oct 2005	TOTAL	1 517,96	1 379,82	1 359,10	7 746 873,26
Sep 2006	PROM MENSUAL	126,50	114,98	113,26	645 572,77
Oct 2006	TOTAL	1 559,02	1 546,25	1 540,04	8 778 239,09
Sep 2007	PROM MENSUAL	129,92	128,85	128,34	731 519,92

Ingresos SPOT

La Tabla 9 muestra los ingresos que recibe la Central Térmica Gas Natural, tanto por potencia como por energía considerando su generación vendida por Contratos y en el Spot.

TABLA 9: Ingresos Potencia y Energía
Central Térmica Gas Natural

	INGRESOS PRPD (US\$)	INGRESOS ENERGÍA(US\$)	INGRESOS TOTALES (US\$)
Oct 2003 Sep 2004	7 969 879,47	43 415 213,62	51 385 093,09
Oct 2004 Sep 2005	7 534 552,35	67 728 442,72	75 262 995,08
Oct 2005 Sep 2006	7 746 873,26	61 182 864,72	68 929 737,99
Oct 2006 Sep 2007	8 778 239,09	67 987 926,37	76 766 165,46

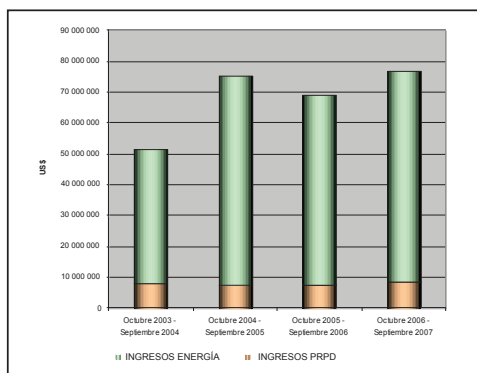


FIGURA 10: Ingresos Totales (PRPD + Energía)
de la Central Térmica Gas Natural

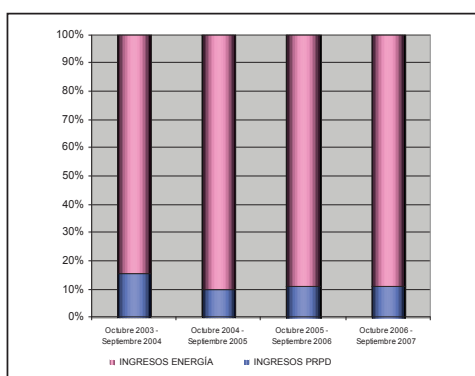


FIGURA 11: % de Ingresos por Potencia y
por Energía de la Central Térmica Gas Natural

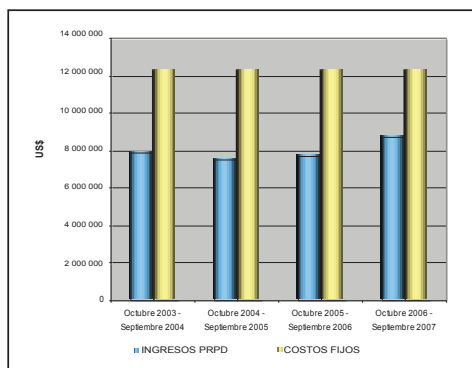


FIGURA 12: Ingresos por Potencia y Costos Fijos
Totales de la Central Térmica Gas Natural

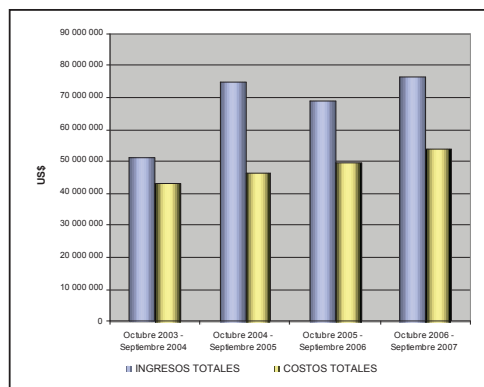


FIGURA 13: Ingresos Totales vs Costos Totales de la
Central Térmica Gas Natural

Nota: Esta Central no tiene generación comprometida en contratos, toda su producción se vende en el SPOT.

TÉRMICA GAS

El cuarto caso de análisis es el de una Central Térmica Gas (funcionando a Nafta o Diesel), que será el último caso del presente estudio y permitirá sacar mejores conclusiones sobre el Pago de Potencia (PRPD), ya que se trata de una unidad de punta.

Potencia Remunerable

Información y comparación entre la PRPD planificada, la PMPD promedio y el valor de la PRPD que se va a remunerar se muestra en la Tabla 10.

TABLA 10: Potencia Remunerable de una
Central Térmica Gas

		Potencia Remunerable			
		PRPD PLANIFICADA (MW)	PMPD PROMEDIO ACUMULADA (MW)	PRPD ACUMULADA A REMUNERAR (MW)	PRPD REMUNERADA (US\$)
Oct 2003 Sep 2004	TOTAL	1 162,80	800,18	794,79	4 530 304,77
	PROM MENSUAL	96,90	66,68	66,23	377 525,40
Oct 2004 Sep 2005	TOTAL	1 116,79	1 054,53	1 015,34	5 787 430,84
	PROM MENSUAL	93,07	87,88	84,61	482 285,90
Oct 2005 Sep 2006	TOTAL	1 193,57	1 114,90	1 107,26	6 311 408,25
	PROM MENSUAL	99,46	92,91	92,27	525 950,69
Oct 2006 Sep 2007	TOTAL	1 131,08	1 083,12	1 048,16	5 974 530,31
	PROM MENSUAL	94,26	90,26	87,35	497 877,53

Ingresos SPOT

En la Tabla 11 se presentan los ingresos que recibe la Central Térmica Gas considerando su generación vendida por Contratos y en el mercado spot.

TABLA 11: Ingresos por Potencia (PRPD) y Energía de la Central Térmica Gas

	INGRESOS PRPD (US\$)	INGRESOS ENERGÍA(US\$)	INGRESOS TOTALES (US\$)
Oct 2003 Sep 2004	4 530 304,77	4 714 637,50	9 244 942,27
Oct 2004 Sep 2005	5 787 430,84	24 184 133,25	29 971 564,08
Oct 2005 Sep 2006	6 311 408,25	39 054 232,93	45 365 641,18
Oct 2006 Sep 2007	5 974 530,31	29 682 337,32	35 656 867,63

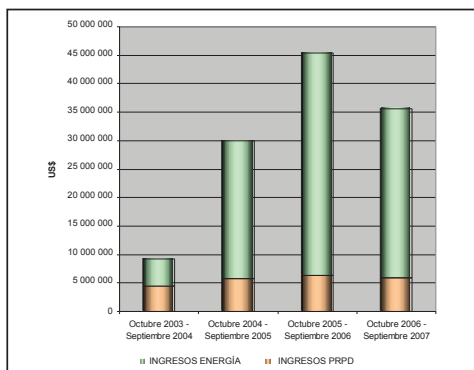


FIGURA 14: Ingresos Totales (PRPD + Energía) de la Central Térmica Gas

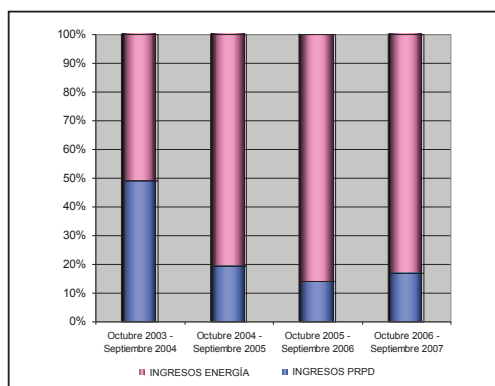


FIGURA 15: % de Ingresos por Potencia (PRPD) y Energía de la Central Térmica Gas

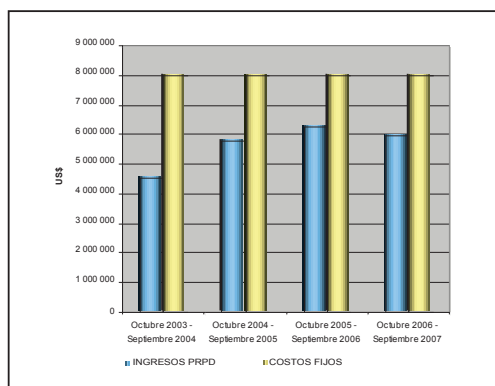


FIGURA 16: Ingresos por Potencia y Costos Fijos Totales de la Central Térmica Gas

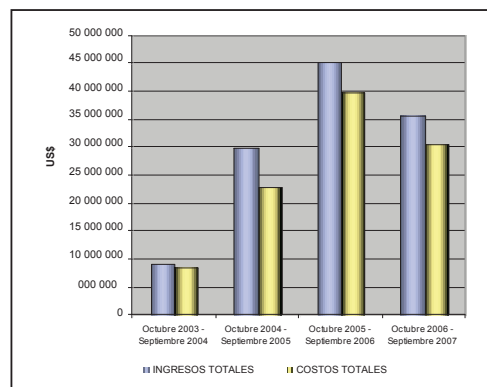


FIGURA 17: Ingresos Totales vs Costos Totales de la Central Térmica Gas

Nota: Esta Central no tiene generación comprometida en contratos, toda su producción se vende en el SPOT.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. Generadores Hidráulicos

Los *Ingresos por Potencia* (PRPD) representan entre el 14% y el 18% de los *Ingresos Totales* que tiene este tipo de central.

Otro aspecto importante en este análisis, indica que los *Ingresos por Potencia* sirven para cubrir entre un 19% y un 23% de los *Costos Fijos Totales* de esta central, es decir que el porcentaje restante deberá ser cubierto por la venta de energía, y para este caso particular los ingresos recibidos por *Pago de Potencia* no serían necesarios para cubrir los *Costos Fijos*, ya que los mismos pueden ser cubiertos sólo con la venta de energía.

Por último, como parte de este análisis se hizo una comparación entre los Ingresos que recibe este generador por la venta de energía bajo el esquema de *Contratos y Spot* como es en la actualidad, y cuales serían los *Ingresos por Energía* si vendiera toda su producción a precio *Spot*.

De esta parte del análisis se concluye que:

Contratos y Spot: La rentabilidad anual de esta central varía entre el 10% y el 27%.

Spot: La rentabilidad anual de esta central bajo esta modalidad estaría entre el 17% y el 112%, siendo mucho mayor que en el caso anterior, debido a que los precios del Spot son mayores que los precios que se tiene por contratos para esta central.

5.2. Generadores Térmicos

5.2.1. Central Térmica Vapor

Ahora se analizará una *Central Térmica Vapor*, y para este tipo de tecnología se tiene que los *Ingresos por Potencia* (PRPD) significaron alrededor de 12% y un 26% de los *Ingresos Totales*, esta variación fue debido a que en los últimos años los ingresos por venta de energía disminuyeron debido a que la mayor parte de la generación se vendió por contratos y no como en años anteriores que la mayor parte se la vendía en el Mercado Ocasional.

En lo que respecta a los *Costos Fijos Totales* que tiene que cubrir esta central, se tiene que los *Ingresos por Potencia* representaron alrededor de un 50%, por lo que se ve que en este tipo de central el valor a cubrir con la venta de energía es de un 50%, lo que representa un menor riesgo para la inversión en este tipo de tecnología; ya que es mucho menor al compararlo con el de central hidráulica.

En lo que respecta al análisis de si es o no necesario el Pago de Potencia para esta central se tiene que, aún sin dicho pago, este generador puede cubrir sus costos, aunque el margen entre ingresos y costos es muy pequeño, por lo que para esta central se debería mantener el *Pago de Potencia*, o a su vez la otra opción sería revisar los precios de contratos que tiene esta central.

Cuando se realizó el análisis entre los ingresos que recibe este generador por la venta de energía bajo el esquema de *Contratos y Spot* como es en la actualidad, y los *Ingresos por Energía* que recibiría si vendiera toda su producción a precio *Spot* se tiene que:

Contratos y Spot: La rentabilidad anual de esta central tuvo una gran variación entre el 18% y el 62%, los valores más altos se presentaron en los dos primeros años, pero dicha rentabilidad ha ido disminuyendo en los dos últimos, debido principalmente a los precios de contratos que tuvo en los últimos años.

Spot: En este caso la rentabilidad anual que hubiera tenido esta central estaría entre el 32% y el 80%, alcanzando los valores más altos en los primeros dos años, y teniendo valores bajos en los dos últimos años, debido a que los precios de energía no fueron lo suficientemente altos como para rentabilizar lo suficiente la inversión en esos años.

5.2.2. Central Térmica Gas Natural

Para este caso se tiene que los *Ingresos por Potencia*

(PRPD) representan entre el 10% y el 16% de los *Ingresos Totales*.

En esta central se tuvo que los *Ingresos por Potencia* representaron alrededor de un 60% de los *Costos Fijos Totales* que tiene que cubrir esta central, dicho en otras palabras el porcentaje que debe cubrir por venta de energía fue del 40% aproximadamente, lo que la haría a esta central todavía más interesante para la inversión, ya que el riesgo que tendría un inversionista en este tipo de tecnología sería menor que en los dos casos anteriores.

En lo que respecta a si es necesario o no el Pago de Potencia para esta central, se puede decir que esta central puede cubrir sus costos solo con la venta de energía, e incluso así se tendría una utilidad bastante aceptable.

Debido a que esta central vende toda su generación en el mercado ocasional sólo se puede realizar el análisis de sus ingresos al precio *Spot*, por lo tanto:

Spot: La rentabilidad anual de esta central estuvo alrededor del 19% en el primer año, y de entre un 41% a un 62% en los años siguientes.

5.2.3. Central Térmica Gas

Para el último caso del presente análisis se trabajo con la información de una *Central Térmica de Gas*, y para esta unidad de punta se observa que los *Ingresos por Potencia* (PRPD) variaron entre un 14% y 20% de los *Ingresos Totales*.

Con respecto a los *Ingresos por Potencia*, éstos representaron entre un 50% y un 70%, de los *Costos Fijos Totales* que tiene que cubrir esta central (teniendo los valores más altos de todo el estudio), por lo que en comparación con todos los casos anteriores, este tipo de tecnología sería la que recupera el mayor porcentaje de sus costos a través del cargo de potencia.

Por último se puede concluir que: La rentabilidad anual de esta central estuvo alrededor del 13% y el 31% en los tres últimos años, a excepción del primer año del análisis que fue muy pequeña debido a que la producción de energía en ese año fue mucho menor que en los años posteriores.

6. CONCLUSIONES

En un mercado competitivo los precios de contratos y los precios spot deberían ser similares, por esta razón se realizó un análisis considerando que los generadores vendieran toda su generación a precio spot, y ver de esta manera las diferencias que tendrían los generadores

que tienen su generación comprometida en contratos, debido a que los precios de energía se encuentran influenciados por los dichos contratos.

El hecho que los precios de contrato estén muy por debajo de los costos marginales, es una señal de que el mercado eléctrico tiene la oferta desadaptada a la demanda y se han tenido que aplicar normas administrativas para bajar los precios de la generación.

Algunos generadores prefieren vender su producción de energía por contratos debido a la garantía de pago que se tiene bajo ese esquema, aunque los ingresos sean menores que si vendiesen su generación a precio spot. Ésta es otra distorsión del mercado debido al enorme riesgo de pago existente.

Los Ingresos por Potencia para la Central Hidráulica representan alrededor de un 20% de los Costos Fijos Totales que debe cubrir este tipo de tecnología, lo que quiere decir, que el 80% restante de la inversión se lo debe cubrir con la venta de energía.

Esto no representa una señal adecuada y hace que este tipo de tecnología no sea muy interesante para la inversión. Además, que según el reglamento actual del Mercado Eléctrico Ecuatoriano no se le puede asegurar al generador ni precio, ni cantidad de energía.

Otro aspecto que hace que la inversión en este tipo de tecnología sea poco atractiva es que la inversión se realiza a largo plazo (50 años).

En el caso de la central hidráulica, al comparar los ingresos que reciben este tipo de central al vender su producción en contratos y en el spot, se tiene que la diferencia podría llegar a ser hasta 6 veces menor en un año, que si vendiera la misma generación sólo en el spot.

En el caso de las centrales térmicas se tienen distintos resultados de acuerdo al tipo de tecnología que se analiza, por ejemplo:

- Para la Central Térmica Vapor el Pago por Potencia representa, aproximadamente, el 50% de los Costos Fijos Totales, lo que deja el 50% restante para ser cubierto con la venta de energía.
- Para la Central Térmica Gas Natural el Pago por Potencia representa alrededor del 60% de sus Costos Totales Fijos, lo que deja un 40% para ser cubierto con la venta de energía.

- Para la Central Térmica Gas el Pago de Potencia representa casi un 70% de lo que deja solo un 30% de los Costos Fijos Totales a ser cubiertos por la venta de energía, lo cual representa una buena señal de inversión para este tipo de tecnología, haciendo que el cargo de potencia sea importante para este tipo de centrales.

Desde el punto del inversionista, se puede observar que, en lo que respecta a la rentabilidad que tienen las unidades consideradas en el análisis, se puede observar que en el caso de la central hidráulica se tiene un promedio del 20%. Para las unidades térmicas dicho valor promedio es: del 24% para la central térmica vapor, de un 40% para la central térmica de gas natural, y de un 15% para la central térmica de gas (unidad de punta).

En el caso de la Central Térmica de Gas, se debe considerar que se trata de una unidad de punta y por lo tanto constituye una parte fundamental del presente análisis, ya que el Pago de Potencia es diseñado principalmente para este tipo de generadores. Es importante señalar que sin dicho pago no podría cubrir los costos que tiene esta central, por lo tanto, es necesario mantener la remuneración de potencia que recibe este tipo de generadores.

Para las centrales hidroeléctricas, el pago de potencia no es muy representativo en comparación con los ingresos que reciben por venta de energía, que son los que realmente les sirven para cubrir los costos que tiene este tipo de tecnología, para estos generadores es más importante el precio de energía que el mercado les paga por contratos o en el spot que la remuneración que reciben por potencia.

Los ingresos de energía que reciben estas centrales, incluso con los precios controlados (por los contratos), son suficientes para cubrir sus costos, lo que significa para este caso que la remuneración de potencia sólo sirve para aumentar sus ganancias.

Es importante diseñar un cargo por capacidad o potencia que considere aspectos económicos para cada tipo de tecnología de generación. En tal sentido es necesario analizar, como en este trabajo, los resultados que el método propuesto brinda a cada tecnología.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] OREN Shmuel S.; Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets, University of California at Berkeley USA.

- [2] RIVIER Michel, PÉREZ-ARRIAGA Ignacio J.; A Market Approach to Long-Term Security of Supply, Pontificia Universidad de Comillas, Madrid, España.
- [3] OLMEDO Juan Carlos; Procedimiento de Cálculo Potencia Firme, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [4] DOORMAN Gerard L.; Peaking Capacity in Restructured Power Systems, Universidad Noruega de Ciencias y Tecnología.
- [5] HOBBS Benjamin F. e IÑON Javier; Issues Concerning ICAP and Alternative Approaches for Power Capacity Markets, The Johns Hopkins University 2001.



Santiago Ruales Goyes.- Nació en Riobamba, Ecuador. Es egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional. Actualmente realiza su tesis de grado en el Área de Investigación y Desarrollo del CENACE.



Gabriel Salazar Yépez.- Nació en Quito, Ecuador. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2000; y, de Doctor en Ingeniería Eléctrica del Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina en el 2005.

Actualmente, se desempeña como Coordinador del Área de Investigación y Desarrollo del CENACE y como profesor de la Maestría de Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la EPN.

Sus Áreas de Investigación: Mercados Disputables de Energía, Transacciones Internacionales de Electricidad, Tarifación del Transporte, Teoría Económica de Regulación, Confiabilidad.