

# Establecimiento del Riesgo de Racionamiento en el SNI mediante Programación Dinámica Dual Estocástica - SDDP

CH. J. Yacche †

J. Oscullo ‡

† *Escuela Politécnica Nacional, Quito*

‡ *Corporación Centro Nacional de Control de Energía -CENACE*

**Resumen--** Debido a las condiciones de baja inversión en la oferta de energía del Sistema Nacional Interconectado - SNI del Ecuador y al crecimiento de la demanda, el abastecimiento de energía eléctrica del país puede verse enfrentado a escenarios críticos; una elevada indisponibilidad en los equipos de las centrales de generación ya sea para el suministro de energía o reserva, así; como el elevado número de años del parque generador hace que los mantenimientos sean cada vez más continuos, esto último principalmente por las horas de operación que presenta el parque de generación. El presente trabajo realiza un análisis de la normativa para determinar y decretar un racionamiento de electricidad presentando un análisis crítico en la manera de realizarlo y aplicar la regulación en el sistema eléctrico, adicionalmente se desarrolla una metodología de estimación de un índice de riesgo de racionamiento de energía eléctrica; la obtención del mismo se realiza por medio de la simulación de escenarios de oferta de generación y demanda que refleja el despacho bajo la incertidumbre de los caudales afluentes a las centrales hidroeléctricas de embalse, disponibilidad de combustibles a las centrales térmicas y escenarios de demanda. La simulación de escenarios de planificación de la operación se efectúa utilizando el software SDDP® -Stochastic Dual Dynamic Programming; el método de establecimiento de riesgo de racionamiento se aplica al S.N.I.

**Palabras Clave--** Racionamiento, Optimización, Programación Dinámica, Programación Estocástica, Sistema Eléctrico.

## 1. INTRODUCCIÓN

La evolución y situación actual del sector eléctrico ecuatoriano se ve afectado principalmente por la falta de inversión en el parque de generación, debido a la falta de una política energética y el reducido poder del regulador del mercado eléctrico; en establecer el plan de expansión de generación del sistema y una normativa no adaptada a la realidad del mercado eléctrico, estos factores han producido una falta de nuevas centrales de generación, siendo las unidades

instaladas de potencia reducida y de iniciativa privada que no compensa el crecimiento de la demanda del sistema aprovechando de manera ínfima el gran potencial en recursos hídricos existentes; debido a esto el sistema ha venido presentando racionamientos y/o amenazas de los mismos tanto en potencia como en energía, lo cual ha hecho necesario permitir el ingreso de unidades térmicas que además de tener un alto costo de producción, permitiendo esta situación un incremento en el costo marginal de la energía debido a que esta producción está en base a la utilización de combustibles importados por el país como es el diesel para la generación térmica.

## 2. EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

### 2.1. Situación Actual<sup>1</sup>

El sector eléctrico ecuatoriano está constituido en la actualidad por 18 empresas de generación hidráulicas y térmicas, 18 empresas de distribución, una empresa de transmisión, 24 autogeneradores, 113 grandes consumidores los cuales están aprobados por el CONELEC.

La central hidroeléctrica más grande del país es Paute con 1075 MW, la generación termoeléctrica está constituida fundamentalmente por unidades a vapor que utilizan fuel oil, unidades a gas y unidades a diesel.

La demanda máxima de potencia para el año 2007 alcanzó el valor de 2706.3 MW. La energía en los puntos de entrega de consumo fue de 14.685,86 GWh que fue abastecida por la producción de generación 15.526,77 GWh, una parte de esta energía proviene de la interconexión eléctrica con Colombia aproximadamente 876,59 GWh.

Con respecto a la demanda su estructura es la siguiente: un 21.84% se presenta en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito -EEQ- y un 25.28% la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil -CATEG-, el 52.88% representa a las 17 empresas de distribución y 113 Grandes consumidores.

<sup>1</sup> Información obtenida del "INFORME ANUAL 2007" del CENACE.

El Sistema Nacional Interconectado –SNI- está conformado por la red troncal de transmisión en base a un anillo de 230 kV de doble circuito el cual esta alimentado por las grandes centrales de generación y del cual se inyecta energía a las 19 empresas de distribución interconectadas, siendo TRANSELECTRIC la única empresa encargada de la transmisión.

## 2.2. Sensibilidad de la generación y la demanda

### 2.2.1. Comportamiento de la demanda

De acuerdo al CONELEC el crecimiento de la demanda es del orden del 5% anual por esta razón ha sido necesario incrementar la generación en al menos 150 MW adicionales cada año, este crecimiento de demanda a hecho que Ecuador sea un país dependiente energéticamente de las interconexiones, por lo que existe un alto riesgo de desabastecimiento en los periodos de estiaje si se presenta la interrupción de esta interconexión.

La evolución de la demanda eléctrica en el país durante la década anterior, ha tenido un diferente comportamiento frente al crecimiento del producto interno sobre todo en la década de los 90's debido al decrecimiento de la tarifa, referida a precios en moneda constante, lo cual provocó un alto crecimiento en la demanda.

A partir del año 2000 el crecimiento de la demanda de energía y la economía han mantenido la tendencia en la mayoría de periodos anuales, el crecimiento del consumo de energía eléctrica comercial e industrial. Ha venido incrementándose hasta el presente año al igual que el consumo de energía eléctrica residencial.

El crecimiento medio anual durante el período 2002 – 2007, indica los siguientes resultados: 4,87% para la demanda máxima de potencia anual y 6,10% para la energía anual.

### 2.2.2. Comportamiento de la generación

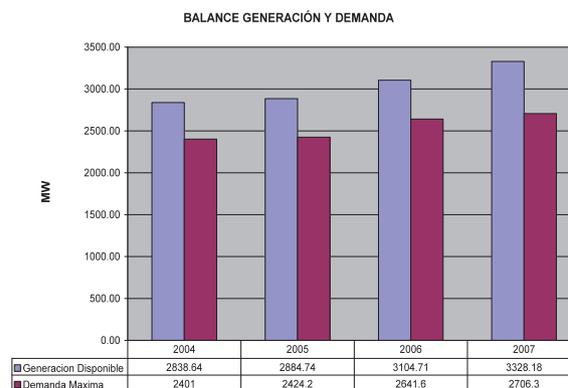
Ecuador es un país con un gran potencial hidroeléctrico para la ejecución de proyectos de generación los cuales son necesarios para satisfacer la demanda nacional. Así, la generación eléctrica en el Ecuador está conformada en su gran mayoría por centrales hidroeléctricas (48%), siendo Paute la central hidroeléctrica más grande con 1075 MW y el restante lo conforman las centrales termoeléctricas.

Las plantas hidroeléctricas mayores están ubicadas en la vertiente amazónica donde la época lluviosa ocurre de abril a septiembre y el periodo seco de octubre a marzo, es por eso que la energía mensual disponible depende de los escenarios hidrológicos.

Durante la época de estiaje octubre a marzo el panorama es diferente llegando a utilizarse gran cantidad de generación térmica y utilizando importación de Colombia a un alto costo financiero esto debido al consumo elevado de combustibles utilizados para las generadoras térmicas, más si algo en la logística de abastecimiento de combustibles o la interconexión presenta mantenimientos puede provocar riesgos en el abastecimiento de la demanda.

### 2.2.3. Análisis de balances de generación

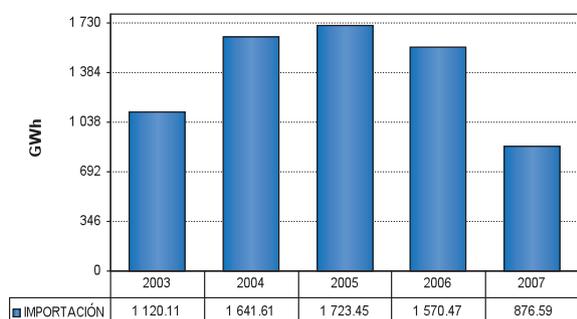
De acuerdo a información estadística publicada por el CENACE el balance de generación y demanda en los últimos años ha venido presentando un desequilibrio debido a que el crecimiento de la demanda ha sido superior al crecimiento de la oferta de generación, reduciendo drásticamente las reservas existentes en el sistema eléctrico, como se indica en a Fig. 1.



**Figura 1: Balance de generación y Demanda**

Fuente: CENACE.

Adicional a esta situación el país de la capacidad instalada que es aproximadamente unos 3915 MW, de los cuales en promedio anual se hallan indisponibles alrededor de 710.3 MW-mes para el año 2007; debido a la disponibilidad de los recursos operativos para combustible y/o mantenimientos programados y fallas de las unidades. Todo ello conlleva a una utilización elevada de la Interconexión con Colombia para suplir la falta de generación durante los períodos de caudales bajos de cada año o para hidrologías reducidas hacia el embalse de Amaluza de la central Paute; como se observa en la Fig. 2.



**Figura 2: Importación a través de la interconexión con Colombia. Fuente: CENACE.**

### 3. ANÁLISIS DE LA REGULACIÓN SOBRE DÉFICIT DEL SNI

La normativa ecuatoriana del reglamento general a la ley del Régimen del Sector Eléctrico señala en la Resolución No CONELEC – 001/05 sobre la operación del sistema Nacional interconectado en condiciones de déficit de generación.

La normativa vigente toma en cuenta los aspectos de demanda, pérdidas y facturación de energía para la distribución del déficit, sin embargo no toma en cuenta si el racionamiento del servicio es programado o se produce por emergencia ya que para cada es necesario analizarlos; pudiendo ser un mecanismo poder establecer racionamientos de energía preventivos.

Además, la normativa no indica mecanismos para posibles soluciones que se podría adoptar a fin de minimizar el riesgo de desabastecimiento de energía, es así que se plantea los cortes en la demanda a través de la distribución del déficit a fin de efectivizar el racionamiento mediante factores de repartición siendo el de la demanda el más alto (80%), lo que implica que si una empresa distribuidora tiene mayor número de usuarios el déficit a repartirse a esta será mayor que una empresa que tiene un menor número de usuarios, situación que debe ser mejor analizada ya que debería penalizar el suministro en estos períodos mediante un mayor participación del factor de pérdidas y el recaudación y facturación; siendo este último el que representa los valores efectivamente realizados y no los estimados por la empresa, así con ello premiar la gestión técnica, económica-financiera de las distribuidoras.

#### 3.1. Riesgo del déficit

Debido a que la disponibilidad energética del parque generador en el sistema eléctrico del país se encuentra condicionada a la hidrología afluente principalmente al embalse de Amaluza, una adecuada logística y de recursos económicos para el abastecimiento de combustibles; si

se presenta un problema en alguno de estos procesos; siendo el último controlable por las autoridades del sector. La falta de combustible y/o mantenimientos oportunos en las unidades de generación hace que año tras año se presenten reservas bajas para abastecer la demanda, ya que la energía firme del sistema eléctrico se reduce cuando no presentan un parque térmico que permita compensar una hidrología baja de las centrales hidráulicas; debido a que la confiabilidad de las unidades térmicas es baja y requiere de mantenimientos cada vez más continuos y permanentes.

Así el sistema eléctrico del Ecuador basa el abastecimiento mediante energía secundaria que se ha transformado en la energía firme del sistema; que si bien está en capacidad instalada presente más esta depende de las condiciones hidrológicas; por todo ello los racionamientos siempre estarán presentes aunque no se materialicen.

Por lo que se considera imprescindible establecer un indicador que permita conocer los potenciales racionamientos, mediante estableciendo una adecuada planificación para la utilización de los recursos que permitan generar la energía suficiente para abastecer la demanda.

Para estimar el riesgo de déficit, se necesita contar con datos reales del sistema los cuales permitan hacer un proceso de decisión planificada, debido a que esta decisión traería un fuerte impacto económico al país ninguno de los gobiernos aceptaría establecer un racionamiento antes de agotar todas las reservas disponibles. En la vida real el momento a racionar es calculado de manera conservadora.

Por medio del indicador permitir conocer el potencial riesgo a fin de disparar acciones y no debe ser interpretado como una señal de alarma indicando períodos en los que la sociedad quedara sin servicio eléctrico.

#### 3.2. Medidas preventivas y correctivas de déficit

Mediante el análisis del potencial riesgo de déficit por medio del indicador, el cual permitirá con antelación tener información de las posibles causas a fin de poder plantear estrategias antes que se presente efectivamente el racionamiento para que sean implementadas medidas preventivas y correctivas.

En países con fuerte participación hidroeléctrica que es el caso del sistema eléctrico del Ecuador, la potencia instalada total no es una medida adecuada para establecer la reserva que posee la oferta de generación sobre la demanda, ya que la energía firme de los generadores hidroeléctricos y térmicos es

considerablemente inferior al potencial de generación que poseen.

Como medida correctiva para obtener posibles racionamientos es la comparación a cada año de la “energía firme” total del sistema, con el consumo de energía y por medio de está inducir la contratación eficiente de nueva oferta que atienda la demanda prevista, desarrollando una política de estado sólida y permanente en materia energética la cual permita incorporar la generación suficiente para cubrir la demanda a nivel nacional.

Como medida preventiva es indicar al usuario los potenciales riesgos del uso indiscriminado de la energía eléctrica y que es mejor un uso eficiente de la misma; todo ello mediante campañas por cada empresa de distribución.

#### 4. METODOLOGÍA DEL INDICE DE RACIONAMIENTOS

El indicador obtenido nos muestra la probabilidad establecer el riesgo de racionamiento, en el abastecimiento del consumo de energía de un sistema; asociado a la simulación operativa. Ante un probable racionamiento de energía, es necesario indicar al operador del sistema eléctrico cuando y cuanto se requiere racionar a fin de que se mantenga las condiciones operativas del sistema en condiciones cuasi-normales y de no hacerlas se podría afectar considerablemente al sistema hasta tener un racionamiento del 100% del consumo.

La metodología propone obtener el indicador para estimar la probabilidad de establecer el racionamiento para un sistema eléctrico considerando la dinámica operativa electro-energética, por medio de simulaciones de la operación del sistema con que considere la estocasticidad de los caudales afluentes por medio de modelos probabilísticos para obtener varios escenarios hidrológicos denominadas en el software de representación del sistema hidrotérmico –“series hidrológicas”-; por medio de las cuales se podrá obtener un índice de racionamientos en base a la metodología que posee las siguientes ventajas:

- Permite un análisis entre Potencia disponible y demanda prevista a fin de establecer la cantidad de Potencia requerida para tener una reserva considerable entre oferta y demanda cuyo porcentaje varía; más en países de América del Sur se maneja un 10% como estándar.
- Se utiliza un modelo energético que permite la simulación de la operación del sistema con

variables aleatorias principalmente en caudales y considerar las restricciones en capacidad de logística de combustibles.

A continuación se presenta el procedimiento para estimar el índice de la probabilidad de establecer racionamiento:

Paso 1: Revisión del equilibrio de la oferta y demanda existentes y futuras para establecer una base de datos confiable a fin de determinar si el racionamiento que se presente en algún mes del período de análisis sea por potencia o energía; así como determinar el porcentaje inferior de posibles racionamientos de cortísima duración que pueden ser solventados con una operación de corto plazo; principalmente el uso en las horas requeridas.

Paso 2: Mediante el mayor número de simulaciones de escenarios hidrológicos de la operación del sistema en el programa SDDP® (máximo número de escenarios 200); considerando en ellos la disponibilidad del recurso que afecta la disponibilidad de las unidades en el período de análisis.

Paso 3: Se establece un porcentaje pre–definido mayor a (0.5%); a fin de determinar el numerando para cada mes aplicando la ecuación 1; así establecer el indicador de racionamiento en el sistema nacional interconectado:

$$\%Racionamiento = \frac{\text{Número de Series con Deficit}}{\text{Número total de Series Simuladas}} \quad (1)$$

Paso 4: Se repite los pasos (2) - (3) y (4) para cada escenario hidrológico, para poder estimar la probabilidad de establecer racionamiento de energía eléctrica para el periodo de análisis.

#### 5. APLICACIÓN AL SNI

El período de análisis para la estimación del índice de probabilidad de establecer un racionamiento es de enero a diciembre de 2009; mediante cuatro escenarios, con información de la disponibilidad del parque generador declaradas a diciembre de 2008, y la proyección de demanda para el período de análisis. Además del plan de expansión de generación y transmisión proporcionado por el CONELEC para el Plan de Operación Ene-Dic. 2009 publicado en la página WEB del CENACE; en el cual la única central que ingresa en el 2009; es la central Mazar de 190 MW, a través de simulaciones del Sistema Nacional Interconectado en el paquete computacional SDDP®.

## 6. ANÁLISIS DE LOS CASOS

Los casos analizados se presentan en la Tabla 1; donde se pretende considerar restricciones en el parque de generación en cuanto a cotas de embalse para el caso de las hidráulicas y aprovisionamiento de combustible para el parque térmico y un escenario considerando un crecimiento alto de la demanda del sistema.

**Tabla 1: Descripción de Casos de Estudio**

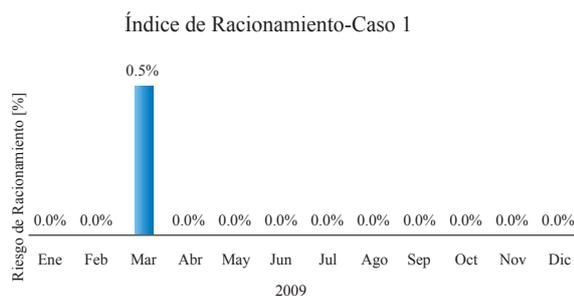
Caso	Descripción
1	Consideración de disponibilidad de recursos de acuerdo con la declaración de los agentes para el Plan Anual de Operación del CENACE.
2	Considerar una restricción adicional al caso 1, una cota operativa de los embalses como mínima; a fin de representar consignas operativas del sistema.
3	Considerar una restricción adicional al caso 2, la cual representa la logística histórica de abastecimiento de combustibles a las principales unidades del parque térmico.
4	Considerar una restricción adicional al caso 3, un crecimiento alto de demanda del sistema.

### 6.1. Caso 1

Aplicando la metodología planteada para obtener el índice de la probabilidad de que se presente racionamientos, considerando la información del Plan Anual de Operación como es:

- Cronogramas de mantenimiento declarados,
- Pronóstico de la demanda mensual de energía en bornes de generador, considerando la no presencia de restricciones en los embalses e ilimitada capacidad de abastecimiento de combustible por parte de PETROCOMERCIAL.

En la Fig. 3; se observa el índice de probabilidad de racionamiento para el mes de marzo es de un 0.5%; es decir, existe la probabilidad que se presente déficit de energía en el sistema, a pesar de contar con un abastecimiento adecuado de combustibles.



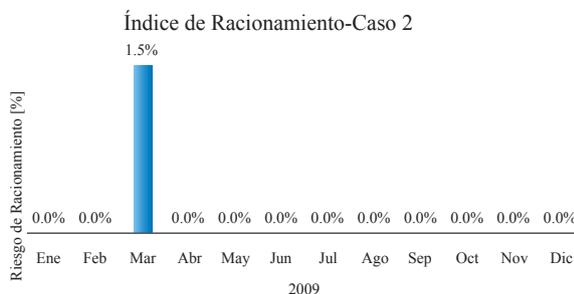
**Figura 3: Índice de Racionamiento – Caso 1**  
Fuente: Elaboración de los Autores

### 6.2. Caso 2

Este caso considera la restricción en el nivel de los embalses, a fin de representar las estrategias operativas observadas en el sistema en los años 2006 y 2007; y obtenidos de los informes operativos del CENACE. Los niveles en los embalses de las centrales hidroeléctricas modelados son: el embalse Amaluz de la central Paute, con un volumen mínimo de 57.7 hm<sup>3</sup>, que corresponde a la cota de 1985 m.s.n.m. como mínima para su operación.

El embalse Pisayambo de la central Pucara con 37.3 hm<sup>3</sup>, que representa una cota de 3528 m.s.n.m., el embalse Daule Peripa de la central Hidronación no se modificó; debido a la consideración de que es utilizado para varios usos y uno de ellos constituye la generación de energía eléctrica.

La Fig.4; indica que el índice de probabilidad de racionamiento, considerando adicionalmente los niveles de los embalses, exhibe un incremento en el mes de marzo respecto al observado en el Caso 1.



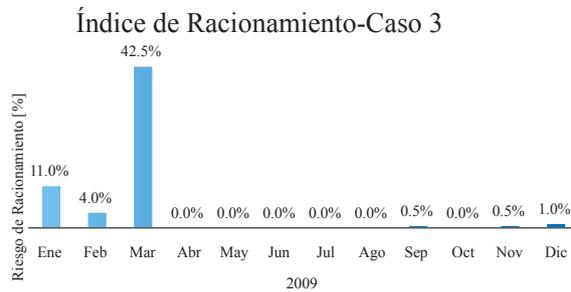
**Figura 4: Índice de Racionamiento – Caso 2**  
Fuente: Elaboración de los Autores

### 6.3. Caso 3

Considerando adicionalmente a las restricciones del Caso 2; la disponibilidad de combustible de las centrales térmicas del sistema, debido esto principalmente; a que el abastecimiento de combustibles al sector eléctrico por parte de PETROCOMERCIAL presenta limitaciones logísticas evidenciadas mediante la indisponibilidad de las unidades del sistema por falta de combustible en los diferentes reportes del sector; se analizó el stock de combustible histórico máximo requerido en los meses críticos del año 2006 y 2007, obteniéndose el máximo inventario de combustible que se ha logrado abastecer a las centrales térmicas de manera mensual, los cuales son considerados en la simulación de esta restricción mediante el modelo SDDP®.

En la Fig. 5, se muestra que la probabilidad de racionamientos para este caso, se presentan en los meses de enero (11%), febrero (4%), marzo (42,5%),

septiembre y noviembre (0.5%), y diciembre (1%). Siendo el primer trimestre de año el de mayor probabilidad de que exista racionamiento debido al periodo seco que se presenta en la zona oriental en la cual se encuentra la mayor cantidad de centrales hidroeléctricas, además de la indisponibilidad de combustible para las centrales térmicas para abastecer la demanda por falta de agua en las centrales hidráulicas; estos son los principales factores que indican que exista el posible racionamiento de energía eléctrica en el sistema.

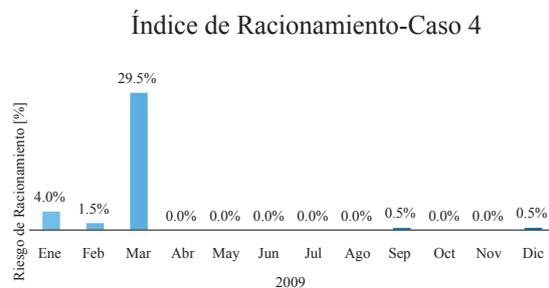


**Figura 5: Índice de Racionamiento – Caso 3**  
Fuente: Elaboración de los Autores

#### 6.4. Caso 4

Como un caso adicional a las restricciones del caso 2, se considera un escenario de crecimiento de la demanda en energía del 3.9%; a fin de representar las perspectivas de crecimiento de la economía del país.

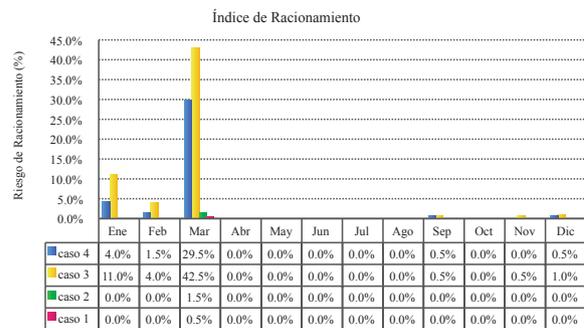
La Fig. 6, se observa que la probabilidad de racionamiento en los meses de enero (4%), febrero (1.5%) y en marzo con (29.5%), septiembre y diciembre (0.5%), los cuales son inferiores respecto a los resultados obtenidos para el caso 3, así; se muestra que una pequeña variación de la demanda no es en la misma magnitud que restringir la oferta de generación.



**Figura 6: Índice de Racionamiento – Caso 4**  
Fuente: Elaboración de los Autores

En la Fig. 7, presenta los índices de racionamiento de todos los casos analizados

El riesgo de racionamiento probable se observa que es mayor, para el caso 3 y caso 4 donde se observa una afectación a la oferta como a la demanda respectivamente. Para el caso de la oferta se tiene que el sistema requiere del respaldo de las centrales térmicas para abastecer la demanda; esto se debe principalmente a que los embalses con que cuenta el sistema, no son de regulación mayor a una semana, así como, su energía firme no es suficiente y no posee un adecuado respaldo de disponibilidad de generación térmica por lo que es un sistema que funciona en un alto porcentaje de la energía secundaria de los embalses, lo que se constituye en un espejismo cuando se presenten caudales superiores a la media, reduciendo el uso de combustibles y abasteciendo la demanda, esto se puede evidenciar en los periodos de transición de bajos caudales hacia altos caudales y viceversa.



**Figura 7: Índice de Racionamiento – Todos los Casos**  
Fuente: Elaboración de los Autores

Así, la Fig. 7, indica que el caso 3 se constituye en el más crítico, debido a las restricciones planteadas las cuales se han transformado en situaciones frecuentes de operación del sistema nacional interconectado.

## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Mediante un análisis técnico del sistema eléctrico, se puede obtener parámetros que logren una normativa ajustada a la realidad operativa para el establecimiento de racionamientos y con ello tomar acciones oportunas.
- Por medio del presente trabajo se observa la viabilidad de la metodología planteada, más se hace necesario complementarla con mayores simulaciones para poder realizar una nueva normativa sobre racionamientos, y así establecer mecanismos para su prevención, acción y levantamiento del mismo.

- Mediante el índice de racionamiento se puede tomar acciones preventivas para disminuir el efecto de las restricciones en el sistema a fin de asegurar un adecuado nivel del abastecimiento de la demanda, ya sea contando con planes firmes de expansión en generación y planes de gestión de la demanda.
- El sistema eléctrico al ser un sistema dependiente de la variabilidad hidrológica, es necesario contar con una adecuada logística técnico-financiera para el suministro de combustibles para el sector eléctrico por parte de PETROCOMERCIAL.
- Fomentar una política integral para el ahorro y uso eficiente de la energía, lo que permite gestionar la demanda, y así reduciendo el consumo de recursos energéticos para la generación por medio de combustibles fósiles que son en su mayoría importados.
- Es necesario plantearse una política energética a fin de que en el largo plazo en la matriz energética se considere tecnologías que no dependan del consumo de combustibles fósiles en el parque generador.

transparente, 1 edición, Abril 2007. Disponible en: <http://www.acendebrasil.com.br>  
 [9] Manual de Metodología y Usuario, “Modelo SDDP” versión 9.13, Agosto 2003



**Christian Javier Yacche Herrera.-** Nació en Quito, Ecuador en 1980. Recibió su Título de Ingeniero en la especialidad de sistemas eléctricos de potencia de la Escuela Politécnica Nacional en el 2009.

Actualmente, se encuentra laborando en CONSTRULEC Cía. Ltda. Su campo de investigación se encuentra relacionado con la planificación de la operación del Sistema Nacional Interconectado a mediano plazo a través de programación dinámica dual estocástica.

## 8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Fortunato L et al, Introdução ao Planejamento do Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Eletrica, EDUFF, 1990.
- [2] Yacche Javier, Establecimiento del Riesgo de Racionamiento en El Sistema Nacional Interconectado, mediante Programación Dinámica Dual Estocástica -SDDP® para el Año 2009. Tesis EPN, 2009.
- [3] Oscullo José, Pago de Potencia a través de opciones: Perspectivas de aplicación al mercado eléctrico del Ecuador, Tesis Maestría UASB, 2008.
- [4] Silva, E “Formação de Preços em Mercados de Energia Eletrica”. 1 ed, Sagra Luzatto, 2001.
- [5] Oscullo José, Um Modelo de Pre-Despacho com Gerenciamento de Congestionamiento no Sistema de Transmissão, Tesis de Maestría UNICAMP, 2002.
- [6] Corporación Centro Nacional de Control de Energía -CENACE-, información operativa y administrativa del mercado eléctrico ecuatoriano [http:// www.cenace.org.ec](http://www.cenace.org.ec)
- [7] Consejo Nacional de Electrificación -CONELEC- Información general y normativa del mercado eléctrico ecuatoriano <http://www.conelec.gov.ec>
- [8] Instituto Acende Brasil/PSR, Programa Energía



**Oscullo L. José.-** Nació en Sangolquí, Ecuador, en 1971. Recibió su título de ingeniero eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 1996, Máster en ingeniería eléctrica de la Universidad Estatal de Campinas, Sao Paulo en

2002 y Magister en Dirección de Empresas de la Universidad Andina Simón Bolívar Sede Ecuador en 2008.

Actualmente se desempeña como ingeniero de Planeamiento del CENACE y asesor de algunos estudios sobre el sector eléctrico. Su campo de investigación se encuentra relacionado a la aplicación de sistemas expertos y financieros en SEP; la inclusión técnico económica de ERNC en un sistema eléctrico; así como análisis técnico, económico y financiero de expansión de sistemas eléctricos.