

# Influencia del Costo de Falla en la Gestión del Sistema Hidrotérmico Uruguayo

A. Brandino, M. León, S. Pérez.

**Este trabajo es un aporte a la reflexión sobre las consecuencias que tiene la valorización del Costo de Falla en la gestión del Sistema Hidrotérmico Uruguayo. A juicio de los autores el Costo de Falla influye en los resultados de la gestión del SHU así como en los riesgos asociados al abastecimiento de la demanda. Adicionalmente se estiman las consecuencias que implicaría la variación de este parámetro sobre las remuneraciones para generadores que operaran en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.**

*Index Terms* – CdF, VENS, SHU, MMEE, RMM.

## I. INTRODUCCIÓN

El Costo de Falla (CdF) en un sistema eléctrico se define habitualmente como una medida del daño económico que sufren los consumidores frente a situaciones en las cuales resulta energía eléctrica deficitaria o no suministrada. En el caso particular del Sistema Hidrotérmico Uruguayo (SHU), que cuenta con una preponderancia hidráulica significativa (el 65% de la potencia instalada es de naturaleza hidráulica), con alta variabilidad, se requieren reglas de decisión que permitan resolver cuando y en qué medida utilizar el agua embalsada. Estas reglas son conocidas como Políticas de Operación (PO) y resultan de minimizar el valor esperado de los costos totales de operación del SHU en un horizonte determinado. Este costo está formado por los costos de combustible, importaciones y energía no suministrada (ENS). La ENS se representa mediante unidades de generación, comúnmente llamadas “unidades de falla”, a las que se asocia el CdF como costo variable y su producción es la ENS. Esta formulación es utilizada además para el estudio de las alternativas de expansión, en la medida que se requiere analizar el desempeño del SHU en los distintos escenarios considerados.

En el Uruguay existe un Mercado Mayorista de Generación de Energía Eléctrica (MMEE), en el que se reconocen dos ámbitos de transacciones básicas: los intercambios ocasionales o spot, y los contractuales o acordados entre participantes. El funcionamiento de este

Mercado está definido en la reglamentación vigente. En particular, los CdF están establecidos en la reglamentación del Mercado Mayorista (RMM), tanto en porcentajes como en valores monetarios. La reciente evolución de los precios del petróleo ha mostrado la necesidad de revisar dichos valores, la metodología de cálculo y considerar la conveniencia de definir procedimientos de ajustes.

El análisis que se presenta parte de cálculos realizados mediante el programa SIMSEE(1) que permite obtener la PO y simular el comportamiento del SHU, sometido a series aleatorias de aportes a partir de la situación planteada en el inicio del año 2008.

## II. EL COSTO DE FALLA

El CdF no es una magnitud observable, ya que corresponde al valor de la ENS la cual por definición no constituye un bien transable. Por tanto, es necesario utilizar alguna metodología para “descubrir” ese precio. La falla puede verse de dos puntos de vista: falta de energía o falta de potencia.

La falta de potencia se asocia a la imposibilidad de atender algún pico de demanda. En general está asociada a interrupciones de corta duración. Sin embargo puede afectar actividades críticas (determinados procesos industriales, por ejemplo).

Un déficit de energía se produce cuando, durante un período considerable (por ej. varios días, en determinados horarios) no es posible satisfacer la demanda. Puede resultar de déficit de aportes de agua en caso de las centrales hidroeléctricas, o de una carencia de combustible para centrales térmicas.

Desde el punto de vista del usuario, éste se ve afectado de diferentes maneras por una interrupción.

En algunos casos, en función de la duración de la interrupción, los usuarios pueden adoptar alguna alternativa al uso de la electricidad.

En otros casos, aún cuando la sustitución energética no se da, se incurre en costos adicionales por parte de los usuarios. En el sector residencial, por ejemplo se tienen costos por pérdida de tiempo de ocio o inconveniencias producidas. Para una industria, una interrupción puede significar costos por capacidad y mano de obra ociosa,

daños en materiales, etc. Asimismo debe tenerse en cuenta que el impacto que produce una falla en el servicio de energía eléctrica tiene un efecto multiplicador sobre el resto de la economía. Éste dependerá de diferentes factores: duración, alcance y frecuencia de las interrupciones, y si éstas son avisadas (de acuerdo a un programa previsto) o imprevistas para los usuarios.

El costo asociado a estos efectos es utilizado por los entes reguladores del sector eléctrico para dar señales a los agentes del mismo, incluidos distribuidores y comercializadores del servicio, transmisores y generadores (productores) de electricidad. En particular para los productores –a través del MMEE y de los precios en él transados- les da señales de los requerimientos de disponibilidad de energía.

En este trabajo, que esta referido al SHU y al MMEE, el CdF debe interpretarse como el costo resultante de interrupciones programadas (normalmente por deficiencias de generación que conllevan racionamiento de energía).

### III. EL COSTO DE FALLA EN LA REGLAMENTACIÓN VIGENTE

El MMEE resulta de la confluencia de distintos agentes oferentes y demandantes de energía eléctrica.

Dada su naturaleza de bien no económicamente almacenable y por ende su necesidad de igualar instante a instante demanda y oferta, la energía es despachada centralmente por un administrador del mercado bajo ciertas reglas de juego (RMM). El RMM establece las normas referidas a la programación, despacho y operación y a la administración centralizada del MMEE.

El RMM considera que el costo de racionamiento (costo de falla programada) puede variar en función de la profundidad (la magnitud y duración) de la falla.

Para la optimización de largo y mediano plazo el RMM señala un modelado consistente en tres o más escalones, donde cada escalón representa un nivel de racionamiento.

El RMM indica que “el costo de las unidades falla y el nivel de racionamiento asociado serán fijados por el Poder Ejecutivo a propuesta del Ministerio de Industria, Energía y Minería” y propone los valores iniciales al momento de puesta en marcha del MMEE..., que se resumen en la tabla que sigue:

Escalón	Profundidad	Costo (USD/MWh)
1	Hasta 5%	140
2	5% a 12.5%	400
3	12.5% a 20%	1200
4	20% o más	2000

Posteriormente y debido al alza de los precios de combustibles, que produjo aumentos en los costos de

algunas Centrales Térmicas a valores superiores al primer escalón de falla, se ajustó dicho nivel a 250 USD/MWh. En efecto, de no haberse realizado dicho ajuste hubieran resultado unidades de generación con costo variable por encima de un CdF, lo que implicaría que hubiera resultado más conveniente restringir la demanda antes que despachar dichas unidades.

### IV. MÉTODOS PARA ESTIMACIÓN DEL COSTO DE FALLA

En general la determinación del CdF considera a los distintos tipos de clientes del sector eléctrico:

- Usuarios residenciales,
- Usuarios Industriales
- Otros usuarios (comerciales, alumbrado público, etc).

Venegas Castro menciona tres posibles procedimientos para evaluar el costo de falla:

- Análisis econométrico
- Métodos directos
- Método Implícito

Los análisis de tipo econométrico en general realizan estimaciones de funciones de utilidad para los usuarios residenciales y de funciones de producción para los usuarios industriales. En ambos casos incluyen como regresor el consumo de energía eléctrica.

El método implícito, según Venegas Castro ha sido empleado por la empresa francesa Electricité de France (EDF) asumiendo un plan de expansión óptimo.

Los métodos directos basados en encuestas son los más utilizados, suponen considerar los distintos tipos de usuarios:

- Usuarios residenciales
- Ante una falla en el servicio eléctrico, los usuarios residenciales deben cancelar, postergar o modificar sus actividades, con los consiguientes sobrecostos o pérdidas de bienestar.

En general se realiza una estimación de la predisposición a pagar para evitar interrupciones del servicio (metodología de la valoración contingente).

Otras metodologías también basadas en encuestas buscan estimar la disposición a pagar indirectamente, evaluando por ejemplo la utilización de energéticos sustitutivos o reemplazando actividades (metodología de sustitución).

También existen metodologías que se basan en el uso alternativo del tiempo en actividades productivas basadas en el concepto de intercambio trabajo-ocio.

- Usuarios Industriales
- Los costos de falla en el sector industrial pueden ser medidos en términos de los costos asociados con recursos ociosos, daños en insumos, suspensión y costos de reinicio de las actividades de producción.

Existen diferentes metodologías, algunas basadas en información construida con la observación del mercado y estimaciones de cuentas nacionales y otras derivadas de información proveniente de los usuarios y recopilada por medio de encuestas.

Una de estas metodologías es la del Costeo Directo, que implica la identificación directa de las diferentes consecuencias derivadas de una interrupción en el servicio de energía eléctrica.

Otra metodología es la de las Preferencias Reveladas, tiene en cuenta que el costo de una interrupción puede ser inferido a partir de las acciones tomadas por los usuarios para mitigar las pérdidas (en general recurriendo a la autogeneración).

- Otros usuarios

Para esta categoría la estimación del CdF tropieza con inconvenientes prácticos.

El sector comercial plantea dificultades por su heterogeneidad. No obstante suelen aplicarse también las metodologías del Costeo Directo y Preferencias Reveladas.

Para el alumbrado público se puede considerar la valoración del equipamiento en el total de horas de uso durante su vida útil.

Desde el punto de la economía en su conjunto, se realizan estimaciones globales del CdF, considerando pérdidas en el valor agregado por interrupción. Suele utilizarse las matrices de insumo producto para analizar los efectos multiplicadores de pérdida de valor agregado en un sector productivo que se transmiten al resto de la economía.

A los efectos del MMEE se suele especificar el CdF en función del porcentaje de demanda racionada (cortes programados).

Para determinar la cuantía del CdF a nivel mayorista se tomarán en cuenta los CdF calculados para los diferentes grupos de usuarios y la forma en que se apliquen los cortes programados a los mismos.

En teoría deberían cortarse los suministros a los usuarios en función de su CdF específico, de menor a mayor CdF. La individualización de los usuarios por CdF es prácticamente inviable.

En la práctica se aplica una determinada estrategia de racionamiento, que puede conllevar:

- Una restricción proporcional: en este caso el CdF se calcula como un promedio ponderado de los CdF sectoriales;
- Una restricción selectiva por sectores, restringiendo el servicio en primer lugar a los de menor CdF.

Este tipo de estrategia que podría implicar por ejemplo desconectar primero a usuarios residenciales, después a industriales etc., en la actualidad puede no ser aplicable. Otra estrategia podría ser cortar por nivel de tensión o por área de distribución tipo (ADT).

En definitiva, el CdF a ser utilizado en los modelos de optimización debería ser consistente con las estrategias definidas respecto a los cortes en el suministro.

## V. ANÁLISIS REALIZADO

Se estudió el comportamiento del SHU mediante el programa de optimización y simulación SimSEE. Dicha herramienta permite valorizar los recursos hidráulicos disponibles en función del estado del sistema y además calcular cuál hubiera sido el resultado de la operación para distintas realizaciones de las variables aleatorias. En nuestro caso las entradas aleatorias son dos conjuntos: los aportes (2) a las represas y la disponibilidad de los equipos de generación.

A los efectos de este estudio se partió de una caracterización del SHU que se resume así: sistema cerrado (sin intercambios con la región), precio del petróleo 95 USD/bbl, parque de generación, demanda y condiciones de inicio, las correspondientes al año 2008. Como valores de referencia del CdF se tomó una cuaterna similar a la actual, comenzando con 450 USD/MWh y terminando en 2200 USD/MWh. Estos valores permiten despachar todas las unidades térmicas disponibles y mantiene sustancialmente la valorización máxima de la ENS. A partir de esta base se consideraron ocho casos adicionales con incrementos sucesivos del 20% hasta llegar a 2000 USD/MWh para el primer escalón de falla. Adicionalmente se consideró un décimo caso de CdF unitario de 3000 USD/MWh.

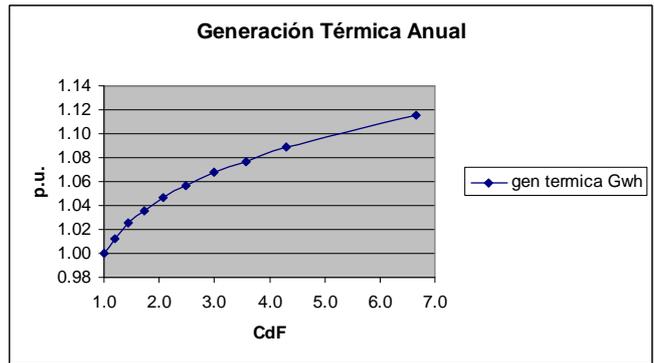
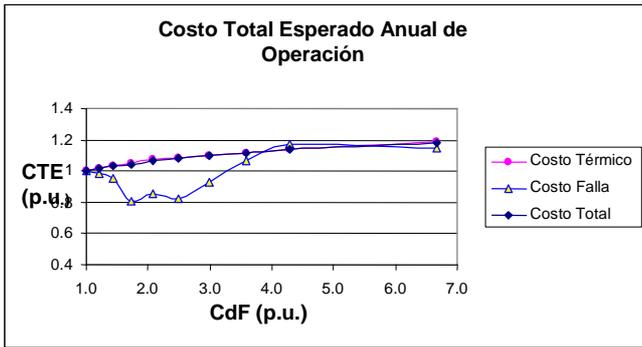
Resultan diez cuaternas de valores unitarios de CdF para los cuales se simuló el comportamiento del SHU para cien realizaciones aleatorias de los aportes en cada una de las cuencas del Río Negro y del Uruguay para un año de funcionamiento del sistema.

En la tabla que sigue se muestran los valores elegidos del primer escalón en USD/MWh para cada caso y en por unidad (p.u.) del caso base.

caso	c1	c2	c3	c4	c5	c6	C7	c8	c9	c10
CdF	450	540	648	778	933	1120	1344	1612	1935	3000
p.u.	1.0	1.2	1.4	1.7	2.1	2.5	3.0	3.6	4.3	6.7

En los párrafos que siguen se muestran los resultados obtenidos.

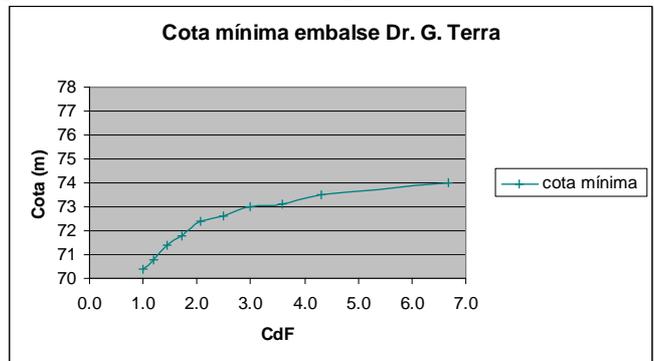
Costo Total Esperado Anual de Operación: en la gráfica que sigue pueden observarse los costos medios anuales, separados en térmicos y de falla, en p.u. de los valores correspondientes al caso base.



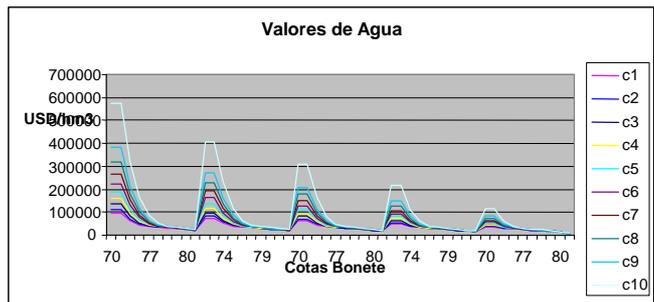
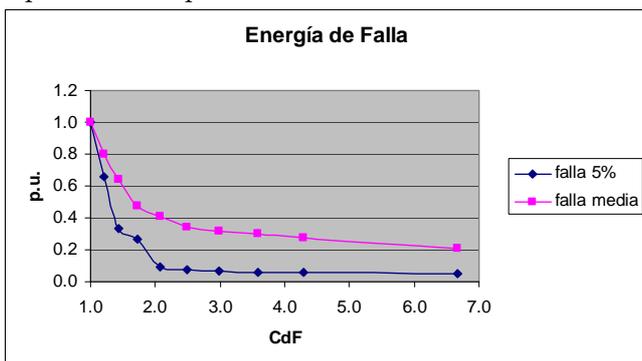
El costo esperado total del sistema es monótono creciente con CdF, consistente con la imposición de utilizar recursos sucesivamente más caros. Este encarecimiento tiene lugar por dos vías: una directa en la medida que las unidades de falla como recurso es progresivamente más costoso y otra indirecta a través de la utilización de mayores magnitudes de energía térmica. Si bien la ENS despachada es decreciente con el CdF, su valor económico ( $ENS \cdot CdF$ ) tiene una zona de mínimos locales y luego una recuperación hacia valores asintóticos. De las simulaciones realizadas resulta que los CdF mínimos se encuentran para valores de CdF entre 1.4 y 1.7 p.u. Para valores de CdF superiores, la ENS se mantiene prácticamente insensible, no obstante lo cual, su valor económico continúa aumentando debido al encarecimiento progresivo de su valor unitario.

En efecto, para valores crecientes del CdF resultan cotas mínimas del embalse Dr. Gabriel Terra crecientes, aunque para valores de CdF superiores 3 no existen mejoras sustanciales en dicha nivel. La gráfica adjunta muestra los valores mínimos anuales de dicha cota, con probabilidad del 5% de ser superados.

En el gráfico titulado Energía de Falla, pueden observarse la energía de falla esperada anual y la energía de falla anual con probabilidad de 5% de ser excedida, en valores unitarios del caso de referencia. Ambas magnitudes tienen un comportamiento similar: decrecientes con CdF, con una saturación para valores superiores a 2.0 p.u.



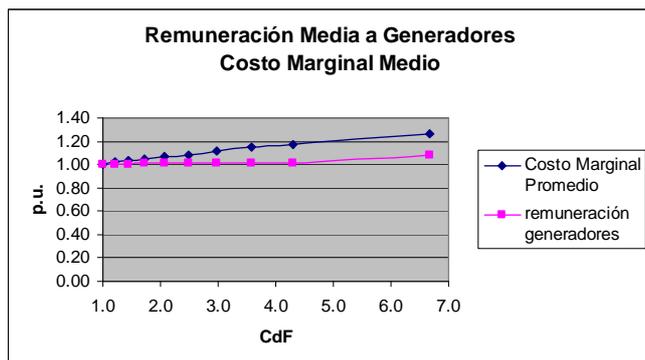
En la gráfica que sigue se muestran los valores de agua correspondientes a cada caso para una semana dada del año, en función de la cota del embalse de referencia y para cada uno de los cinco estados en que se clasificó el SHU.



La generación térmica anual esperada resulta también creciente consecuencia de una PO progresivamente más conservadora con el uso de los recursos hidráulicos.

Adicionalmente se muestra los resultados obtenidos en las variables que percibirían los agentes del MMEE, a saber: los costos marginales y la remuneración de los generadores.

El costo marginal promedio anual esperado presenta una tendencia sistemáticamente creciente con el CdF, consecuencia del encarecimiento de los recursos de generación.



Este comportamiento no se traslada al total de la remuneración spot de los generadores, en la medida que el precio del mercado tiene un tope definido por las autoridades competentes. Como consecuencia, la remuneración total anual esperada a generadores se mantiene prácticamente constante a pesar del crecimiento de CdF.

De los resultados obtenidos se desprende que el CdF:

- 1) es un parámetro significativo en el manejo de los riesgos asociados a la seguridad de abastecimiento del SHU.
- 2) es también significativo para los costos de operación del Sistema Hidrotérmico Uruguayo.
- 3) no sería significativo significativos en la remuneración spot de los generadores del MMEE.
- 4) el rango de sensibilidad de las variables analizadas a los CdF es relativamente pequeño y se da para valores comprendidos entre 1.4 y 2.0 p.u.

## VI. REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

- Seminario sobre costos de interrupción: L. Macedo-A. Parodi - Nov. 2001
- Un modelo de estimación del costo de falla, el caso Chile: G. Fierro-P. Serra - Abr.1993
- Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica: R. Chaer - Jun. 2008
- Venegas Castro, Jaime Guillermo, Metodologías de evaluación de costo de falla en sistemas eléctricos. Pontificia Universidad Católica de Chile, 1994
- (1) Sitio del simulador SimSee: <http://iie.fing.edu.uy/simsee/>
- (2) Ruben Chaer, Modelado de series correlacionadas. Fuente aleatoria de Aportes Hidráulicos a un embalse. IIE, Octubre 2005, Montevideo, Uruguay.

Ley 16.832 - Ley del Marco Regulatorio  
 Dec. 360/002 - Reglamento MMEE  
 Dec. 299/003 - Modificaciones al Reglamento del MMEE



Álvaro Brandino es graduado en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la Republica, Uruguay, en 1980. Trabaja en ADME (Administración del Mercado Eléctrico), en el área de operación y planificación.



Marisa León, es graduada MBA de la Universidad ORT, en 2003 y Contadora Publica de la Universidad de la Republica, en 1998 Trabaja en ADME (Administración del Mercado Eléctrico).



Sergio Pérez de la Llana, es graduado Economista, en 1986 y Contador-Licenciado en Administración, en 1982, de la Universidad de la República. Obtuvo el certificado en Regulación Económica y el diploma en Organización Industrial de la Universidad de la República. Trabaja en URSEA (Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua) como asesor Economista.