

## Despacho Regional de Energía y Reserva Considerando el Beneficio Social de los Sistemas Participantes

M. Chamba O. Añó R. Reta

Universidad Nacional de San Juan

E-mail: santiagochamba@gmail.com; agno@iee.unsj.edu.ar; reta@iee.unsj.edu.ar

### Resumen

La integración de mercados perfectos mejora la eficiencia económica global, es decir, el beneficio social combinado es siempre mayor después de la integración. Sin embargo, los mercados de electricidad tienen complejidades como el congestionamiento de la red de transmisión y el requerimiento óptimo de reserva, los cuales pueden producir cambios negativos en los beneficios sociales individuales de los sistemas participantes. La reducción de los beneficios sociales de los sistemas (países) puede constituirse como un obstáculo en el desarrollo de los mercados regionales. Este artículo propone un nuevo modelo de despacho regional multilateral de energía y reserva con la condición que el beneficio social de los sistemas participantes no disminuya con respecto al beneficio social obtenido en la operación aislada. El problema es resuelto con la combinación de dos modelos de optimización (optimización híbrida): Un modelo lineal embebido en el algoritmo meta-heurístico Mean Variance Mapping Optimization en su versión enjambre (MVMO<sup>S</sup>).

**Palabras clave**— Despacho Regional, confiabilidad, beneficio social, Means Variance Mapping Optimization.

### Abstract

Markets integration allows increasing of regional social welfare, i.e. the total social welfare is always increasing after the integration. However, electricity markets have complexities such as transmission network congestion and optimal requirement of power reserve that could lead to negative changes in the “individual social welfare” of participating systems. The social welfare reduction of partakers (countries) would surely be a hindrance to the development of regional markets. This paper shows a new multilateral model for the regional dispatch of energy and reserve, and proposes as constraints that the social welfare of partakers does not decrease with respect to that obtained from the isolated optimal operation. The problem is solved by the combination of two optimization models (hybrid optimization): A linear model embedded within a meta-heuristic algorithm, which is known as the swarm version of the Means Variance Mapping Optimization (MVMO<sup>S</sup>).

**Index terms**— Regional Dispatch, reliability, social welfare, Means Variance Mapping Optimization.

Recibido: 15-10-2015, Aprobado tras revisión: 24-12-2015.

Forma sugerida de citación: Chamba, M.; Añó O. y Reta, R. (2016). “Despacho Regional de Energía y Reserva considerando el Beneficio Social de los Sistemas Participantes”. Revista Técnica “energía”. No 12, Pp. 92-101.

ISSN 1390-5074.

## 1. INTRODUCCIÓN

Actualmente existe una fuerte tendencia internacional hacia la creación de mercados eléctricos regionales con la finalidad de aumentar la eficiencia económica del proceso de suministro de energía eléctrica. En este contexto, es posible generar importantes beneficios económicos, ambientales, operativos, de seguridad y de confiabilidad para los sistemas participantes [1].

En la actualidad, los métodos implementados para intercambios internacionales de electricidad, en general, no se sustentan en conceptos técnicos y económicos eficientes; muchos de ellos se basan en acuerdos comerciales o reglas simples que no necesariamente contemplan las consecuencias que puedan tener en el beneficio social de los sistemas participantes. Teniendo en cuenta que estos participantes son, en perspectiva, naciones autónomas, el problema planteado relativo a los modelos de intercambio resulta trascendente para evaluar la factibilidad y perdurabilidad de la integración.

Desde el punto de vista económico, la disminución de beneficio social de un sistema constituiría una barrera para la integración regional. Además, la programación de intercambios de electricidad multilateral es incierta, pues existe interdependencia entre las transacciones, debido a que la programación de una transacción en un nodo frontera influirá en el resto de las transacciones. Por ejemplo, la efectividad de las ofertas realizadas en los nodos de intercambio está sujeta al congestionamiento de la red de transmisión y a la ubicación de las máquinas despachadas [2].

Como se muestra en [2], se detecta que bajo ciertas circunstancias, la interconexión de sistemas eléctricos puede redundar en una disminución del beneficio social de alguno de los sistemas participantes.

Bajo esta perspectiva, el presente artículo propone un nuevo modelo de intercambio de electricidad multilateral que, evitando la pérdida de beneficio social de los sistemas participantes, sea operado eficientemente como sistema integrado. En otras palabras, las transacciones entre países serán resultado del despacho económico conjunto, con la condición que el beneficio social de cada sistema participante resulte mayor o igual al que se obtendría sin la transacción.

Si bien una metodología concreta para un conjunto dado de países resultará de la negociación entre ellos, la cual seguramente se verá influenciada por diversos aspectos (políticos, asimetrías regulatorias, entre otros), como resultado de esta investigación se ofrece un marco de referencia basado en la eficiencia económica del conjunto y realista en tanto aseguraría el incremento del beneficio social de cada participante y por lo tanto su incentivo a participar en la integración.

Esta publicación está dividida en cinco secciones. En la primera se realizó una introducción a los modelos de intercambio de electricidad. En la segunda sección se indican el modelo de mercado y el cálculo de los beneficios sociales. En la tercera sección se presenta el algoritmo propuesto para resolver el problema. En la cuarta sección se presenta un ejemplo numérico y, en la última sección se exponen las principales conclusiones.

## 2. MODELO DE MERCADO Y BENEFICIOS SOCIALES

### 2.1. Hipótesis

El modelo de mercado considerado se basa en la teoría mercante mediante un despacho conjunto de energía y reserva [3] [4]. Las hipótesis necesarias para complementar el modelo y definir el beneficio social son las siguientes:

- La demanda es inelástica.
- La red de transmisión regional estará constituida por las líneas de los sistemas participantes que son afectadas (congestionadas o descongestionadas) por una transacción internacional de electricidad.
- El requerimiento de reserva primaria de frecuencia está dada como un porcentaje de la potencia nominal de las unidades de generación. Por lo tanto, se optimizará la energía y reserva secundaria de frecuencia de unidades disponibles o de arranque rápido.
- Los generadores ofertan su capacidad disponible como energía y/o reserva.
- La reserva se distribuye de acuerdo a los costos de reserva declarados.

### 2.2. Modelo de Optimización

Actualmente, existe un amplio consenso en sostener que el servicio de energía y de reserva está fuertemente vinculados, y que deben ser adquiridos

simultáneamente mediante la minimización del costo total de producción de energía eléctrica y reserva [5] [6].

Bajo esta perspectiva, en esta investigación, se plantea un modelo de despacho regional de energía y reserva, donde el suministro de energía y potencia de reserva compite por la capacidad de los generadores disponibles. En este modelo se considera como restricción que el beneficio social individual de cada sistema participante no disminuya con la integración. De esta forma el nivel de confiabilidad y el beneficio social de cada sistema resultan económicamente adaptados.

El modelo consiste en obtener el requerimiento de reserva en forma endógena al proceso de optimización considerando las probabilidades de fallas de los componentes, así como también, los flujos de potencia en caso de contingencias [2] [7].

En este sentido se establece una formulación estocástica donde la función objetivo es reducir los costos esperados de energía, reserva y energía no suministrada, incluyendo todos los escenarios de contingencia (combinación de fallas de líneas de transmisión y generadores).

$$\min \left\{ \sum_{A \in \Gamma_{SR}} \sum_k \pi^k \cdot \left[ \sum_{i \in A} [Cg(u_{i,A}^k \cdot P_{i,A}^k) + Cr(u_{i,A}^k \cdot R_{i,A})] + \sum_{n \in A} C(ENS_n^k) \right] \right\} \quad (1)$$

Donde:

- i i-ésimo generador con  $i=1, \dots, Ng$ .
- k k-ésimo estado operativo o de ocurrencia con  $k=0, \dots, Nk$ .
- A Índice que denota el sistema de potencia.
- $Cg(u_{i,A}^k \cdot P_{i,A}^k)$  Costos de generación del generador i del sistema A en el estado k.
- $Cr(u_{i,A}^k \cdot R_{i,A})$  Ofertas de reserva del generador i del sistema A en el estado k.
- $C(ENS_n^k)$  Costos de Energía No Suministrada () del nodo n en el estado k.
- $\pi^k$  Probabilidad del estado operativo o de ocurrencia k.
- $u_{i,A}^k$  Variable que indica el estado operativo del generador i del sistema A en el estado k (0 fuera de servicio y 1 en operación).
- $P_{i,A}^k$  Potencia despachada para suministro de energía del generador i del sistema A en el estado k.

- $R_{i,A}$  Reserva consignada al generador i del sistema A.
- $\Gamma_{SR}$  Conjunto de sistemas participantes pertenecientes al Sistema Regional SR.

El costo de energía no suministrada valora el perjuicio económico o de incomodidad que sufren los clientes ante una interrupción del suministro. Este costo se calcula con la energía no suministrada (*ENS*) y el costo de déficit o pérdida de carga (*VOLL*, *Value of Lost Load*) de la siguiente manera:

$$C(ENS_n^k) = ENS_n^k \cdot VOLL_A \quad (2)$$

$$C(ENS_n^k) = \sum_{j \in X_{n,A}} Pd_{j,A}^k \cdot VOLL_A, \quad \forall A \in \Gamma_{SR}$$

Para un modelo de corriente continua, el algoritmo consta de las siguientes restricciones:

Balance de potencia:

$$\sum_{i \in \Psi_{n,A}} u_{i,A}^k \cdot P_{i,A}^k + \sum_{m \in \omega_{n,A}} v_{nm}^k \cdot \frac{1}{x_{nm}} (\theta_{n,A}^k - \theta_{m,A}^k) - \sum_{j \in X_{n,A}} (D_{j,A} - Pd_{j,A}^k) = 0, \quad (3)$$

$$\forall k, \forall n \in A, \forall A \in \Gamma_{SR}$$

Capacidad de transmisión de la línea interconectada entre los nodos n y m:

$$v_{nm}^k \cdot \left| \frac{1}{x_{nm}} (\theta_{n,A}^k - \theta_{m,A}^k) \right| \leq F_{nm,A}^{max}, \quad (4)$$

$$\forall k, \forall (n, m) \in \Lambda_A, \forall A \in \Gamma_{SR}$$

Capacidad de las unidades de generación en el estado operativo sin contingencias ( $k=0$ ), donde es la reserva para regulación secundaria y tiene descontada la reserva rotante para regulación primaria (por ejemplo 3% de la potencia nominal):

$$P_{i,A}^k + R_{i,A} \leq P_{i,A}^{max}, \quad \forall k = 0, \forall i \in A, \forall A \in \Gamma_{SR} \quad (5)$$

Capacidad de las unidades de generación en estados operativos con contingencias ( $k \neq 0$ ):

$$P_{i,A}^k \leq P_{i,A}^{max}, \quad \forall k \neq 0, \forall i \in A, \forall A \in \Gamma_{SR} \quad (6)$$

Capacidad de reserva que pueden proveer los generadores ( $k=0$ ):

$$R_{i,A} \leq R_{i,A}^{max}, \quad \forall k = 0, \forall i \in A, \forall A \in \Gamma_{SR} \quad (7)$$

Beneficio social de los sistemas participantes:

$$BS_A^{Cj} \geq BS_A^{Ais}, \quad \forall A \in \Gamma_{SR} \quad (8)$$

Donde:

$D_{j,A}$	Demanda $j$ del sistema $A$ .
$Pd_{j,A}^k$	Potencia de déficit de la demanda $j$ del sistema $A$ en el estado $k$ .
$x_{nm}$	Reactancia de la línea de transmisión entre los nodos $n$ y $m$ .
$v_{nm}^k$	Variable que indica el estado operativo de la línea de transmisión que interconecta entre los nodos $n$ y $m$ en el estado $k$ (0 fuera de servicio y 1 en operación).
$\theta_{n,A}^k$	Ángulo de tensión en el nodo $n$ del sistema $A$ en el estado operativo $k$ .
$\psi_{n,A}$	Conjunto de generadores en el nodo $n$ del sistema $A$ .
$\omega_{n,A}$	Conjunto de nodos conectados al nodo $n$ del sistema $A$ .
$\chi_{n,A}$	Conjunto de demandas en el nodo $n$ del sistema $A$ .
$\Lambda_A$	Conjunto de líneas de transmisión internas del sistema $A$ y enlaces internacionales.
$BS_A^{Ais}$	Beneficio social esperado a partir de la optimización aislada de los sistemas participantes.
$BS_A^{Cj}$	Beneficio social esperado a partir de la optimización conjunta de los sistemas participantes.

### 2.3. Definición de Beneficio Social

El beneficio social será computado para cada estado operativo respetando su probabilidad de ocurrencia. Cada estado tiene precios de energía, potencia de déficit y costos de reserva diferentes, los cuales dependiendo de la probabilidad de ocurrencia tienen diferente peso en el valor esperado de los excedentes de los agentes y de los beneficios sociales de los sistemas participantes.

### 2.4. Beneficio social mediante una optimización aislada de los sistemas

**Excedente esperado de los consumidores:** En cada estado se considera los pagos de energía y reserva, los cuales son remunerados por la demanda.

$$ec_{j,A}^{Ais} = \sum_k \pi^k \cdot [(D_{j,A} - Pd_{j,A}^k) \cdot (VOLL_A - \rho_{j,A}^k) - Pr_{j,A}^k], \quad \forall j \in A \quad (9)$$

Donde:

$\rho_{j,A}^k$	Precio de energía en el nodo de la demanda $j$ del sistema $A$ en el estado $k$ .
$Pr_{j,A}^k$	Pago de reserva de la demanda $j$ del sistema $A$ en el estado $k$ .
$ec_{j,A}^{Ais}$	Valor esperado de excedente del consumidor $j$ mediante una optimización aislada del sistema $A$ .

Cada consumidor  $j$  del sistema  $A$  debe pagar la confiabilidad o reserva ( $Pr_{j,A}^k$ ) en función de su demanda suministrada o abastecida en cada estado operativo. La demanda suministrada en cada contingencia se define como la diferencia entre la demanda y la potencia de déficit.

$$Pr_{j,A}^k = \frac{(D_{j,A} - Pd_{j,A}^k)}{\sum_{j \in A} (D_{j,A} - Pd_{j,A}^k)} \cdot PR_A^k, \quad \forall k, \forall j \in A \quad (10)$$

Los consumidores deben remunerar la confiabilidad en cada estado de ocurrencia al precio spot de reserva ( $\rho_{r,A}^{k0}$ ) del sistema  $A$  de la contingencia más probable, de la siguiente manera:

$$PR_A^k = \sum_{i \in A} \rho_{r,A}^{k0} \cdot u_{i,A}^k \cdot R_{i,A}, \quad \forall k, \forall i \in A \quad (11)$$

Las unidades de reserva se remuneran en cada contingencia a un único precio spot de reserva, independientemente si son también despachadas para suministro de energía. En el caso de que las unidades de reserva sean utilizadas para suministro de energía, los productores tendrían dos excedentes por: Energía y reserva.

**Excedente esperado de los productores:** La suma de los excedentes de cada contingencia afectados por su probabilidad de ocurrencia corresponde al excedente esperado de los productores.

$$ep_{i,A}^{Ais} = \sum_k \pi^k \cdot [u_{i,A}^k \cdot P_{i,A}^k \cdot \rho_{i,A}^k - cg(u_{i,A}^k \cdot P_{i,A}^k) + \rho_{r,A}^{k0} \cdot u_{i,A}^k \cdot R_{i,A}] - cx(P_{i,A}^{k0} + R_{i,A}), \quad \forall i \in A \quad (12)$$

Donde:

$ep_{i,A}^{Ais}$	Valor esperado de excedente del productor o generador $i$ mediante una optimización aislada del sistema $A$ .
$cx$	Costo fijo del generador $i$ despachado para energía y/o reserva del sistema $A$ .
$\rho_{i,A}^k$	Precio en el nodo del generador $i$ del sistema $A$ en el estado $k$ .

$P_{i,A}^{k0}$  Potencia despachada para suministro de energía por el generador  $i$  del sistema A en el estado operativo sin contingencia ( $k0$ ).

$P_{r,A}^{k0}$  Precio spot de reserva del sistema A en el estado operativo sin contingencia o más probable ( $k0$ ).

El excedente del productor tiene egresos dados por los costos de generación,  $Cg(u_{i,A}^k \cdot P_{i,A}^k)$ , los cuales representan los cargos necesarios para suministrar energía, tales como: Costos variables de operación y mantenimiento, combustible, entre otros. Estos costos son recuperados a través del pago de la energía a precios spot de energía que realizan los consumidores.

El pago de energía dependerá de la disponibilidad y de la energía despachada por las unidades de generación en cada contingencia. Esto debido a que en cada estado, el despacho de energía cambia, y por lo tanto, los ingresos y los costos de generación por venta de energía son diferentes.

Existen también egresos dados por los costos fijos de las unidades de generación,  $Cx(P_{i,A}^{k0} + R_{i,A})$ , los cuales representan los costos necesarios para mantenerse disponibles y suministrar energía. Es decir, los generadores independientemente del estado operativo incurren en costos fijos, como: Recuperación de capital, mantenimiento y operación, entre otros. Estos costos se valoran para el despacho de energía y reserva del estado más probable.

**Costos del sistema de transmisión:** Por último, es necesario considerar los costos para mantener disponible el sistema de transmisión; y de esta manera, asegurar a los agentes de mercado excedentes por la compra y venta de energía y reserva.

Parte de estos costos serán recuperados por medio de la tarificación mercante de la red, la cual ocurre de un modo automático al pagar a los generadores y cobrar a los consumidores a precios spot de energía. Este tipo de tarificación produce la Remuneración Variable de Transmisión esperada ( $RVT_e$ ), la cual está dada por:

$$RVT_e^{Ais} = \sum_k \pi^k \cdot \left[ \sum_{j \in A} (D_{j,A} - Pd_{j,A}^k) \cdot \rho_{j,A}^k - \sum_{i \in A} u_{i,A}^k \cdot P_{i,A}^k \cdot \rho_{i,A}^k \right] \quad (13)$$

La diferencia entre los costos de transmisión del sistema A y los ingresos que se obtienen por la  $RVT_e$ , se conoce como cargo complementario.

$$Cc_A^{Ais} = Cf_A - RVT_e^{Ais} \quad (14)$$

Donde:

$RVT_e^{Ais}$  Remuneración variable de transmisión esperada mediante una optimización aislada del sistema A.

$Cf_A$  Costo fijo de transmisión del sistema A.

$Cc_A^{Ais}$  Cargo complementario de transmisión mediante una optimización aislada del sistema A.

El cargo complementario es de naturaleza estocástica debido a que la  $RVT_e$  es afectada por las condiciones de cada estado operativo. Además, este cargo complementario debe ser cubierto por los agentes de mercado, los cuales se benefician por el comercio de energía y reserva.

El cargo complementario puede ser asignado a cada agente por medio de algún **método de asignación de costos**. Estos cargos modifican los excedentes de los consumidores y productores, debido a que se constituyen como nuevos egreso.

Por lo tanto, el beneficio social esperado de forma aislada o sin transacción internacional del sistema A () queda definido como: La suma de los excedentes de los consumidores y productores menos el cargo complementario de transmisión.

$$BS_A^{Ais} = \sum_{j \in A} Ec_{j,A}^{Ais} + \sum_{i \in A} Ep_{i,A}^{Ais} - Cc_A^{Ais} \quad (15)$$

## 2.5. Beneficio social mediante una optimización conjunta de los sistemas

A continuación se presentan los excedentes y beneficio social considerando una optimización conjunta de los sistemas participantes del mercado regional.

**Excedente esperado de los consumidores:** Para valorar este excedente es necesario repartir los pagos de reserva del sistema regional ( $PR_{SR}^k$ ). Cada consumidor  $j$  del sistema A deberá pagar la confiabilidad o reserva en función de su demanda suministrada o abastecida en cada estado operativo de la siguiente manera:

$$PR_{j,A}^k = \frac{(D_{j,A} - Pd_{j,A}^k)}{\sum_{A \in \Gamma_{SR}} \sum_{j \in A} (D_{j,A} - Pd_{j,A}^k)} \cdot PR_{SR}^k, \quad \forall k, \forall j \in A, \forall A \in \Gamma_{SR} \quad (16)$$

Los consumidores deben remunerar la confiabilidad en cada estado operativo al precio spot de reserva del sistema regional ( $\rho_{r,SR}^{k0}$ ), del estado sin contingencia o más probable ( $k0$ ) de la siguiente manera:

$$PR_{SR}^k = \sum_{A \in \Gamma_{SR}} \sum_{i \in A} \rho_{r,SR}^{k0} \cdot u_{i,A}^k \cdot R_{i,A}, \quad \forall k, \forall i \in A, \forall A \in \Gamma_{SR} \quad (17)$$

Luego, el excedente de los consumidores mediante una optimización conjunta (sobre-índice  $C_j$ ) del sistema A es igual:

$$ec_{j,A}^{Cj} = \sum_k \pi^k \cdot [(D_{j,A} - Pd_{j,A}^k) \cdot (VOLL_A - \rho_{j,A}^k) - PR_{j,A}^k], \quad \forall j \in A, \forall A \in \Gamma_{SR} \quad (18)$$

**Excedente esperado de los productores:** El excedente de los productores del sistema A es igual a:

$$ep_{i,A}^{Cj} = \sum_k \pi^k \cdot [u_{i,A}^k \cdot P_{i,A}^k \cdot \rho_{i,A}^k - Cg(u_{i,A}^k \cdot P_{i,A}^k) + \rho_{r,SR}^{k0} \cdot u_{i,A}^k \cdot R_{i,A}] - Cx(P_{i,A}^{k0} + R_{i,A}), \quad \forall i \in A \quad (19)$$

**Costos del sistema de transmisión:** Parte de los costos de transmisión de los sistemas participantes ( $Cf_A$ ) y de la interconexión internacional ( $Cf_{it}$ ), son recuperados por medio de la Remuneración Variable de Transmisión esperada conjunta:

$$RVT e^{Cj} = \sum_{A \in \Gamma_{SR}} \sum_k \pi^k \cdot \left[ \sum_{j \in A} (D_{j,A} - Pd_{j,A}^k) \cdot \rho_{j,A}^k - \sum_{i \in A} u_{i,A}^k \cdot P_{i,A}^k \cdot \rho_{i,A}^k \right] \quad (20)$$

Luego, el cargo complementario que deberá asignarse a los agentes de mercado es:

$$Cc^{Cj} = \sum_{A \in \Gamma_{SR}} Cf_A + \sum_{it \in SR} Cf_{it} - RVT e^{Cj} \quad (21)$$

Donde:

$RVT e^{Cj}$  Remuneración variable de transmisión esperada obtenida a partir de la optimización conjunta de los sistemas participantes.

$Cc^{Cj}$  Cargo complementario de transmisión esperado obtenido a partir de la optimización conjunta de los sistemas participantes.

El cargo complementario será distribuido entre los sistemas participantes en función de sus variaciones de beneficio social inicial. Esta metodología ha sido ampliamente sustentada en la referencia [8].

La variación de beneficio social inicial () no considera la asignación del cargo complementario de transmisión conjunto () y es igual a:

$$\Delta BS_A^o = \sum_{j \in A} ec_{j,A}^{Cj} + \sum_{i \in A} ep_{i,A}^{Cj} - BS_A^{Ais}, \quad \forall A \in \Gamma_{SR} \quad (22)$$

El objetivo principal de asignar el cargo complementario en función de los beneficios sociales es respetar las fronteras políticas y económicas entre los sistemas. Además, permite asignar el cargo en función de las pérdidas y ganancias que obtengan cada uno de los sistemas nacionales en el comercio regional de energía y reserva. Por lo tanto, el cargo complementario conjunto que debe pagar el sistema A () es igual a:

$$Cc_A^{Cj} = \frac{\Delta BS_A^o}{\sum_{A \in \Gamma_{SR}} \Delta BS_A^o} \cdot Cc^{Cj}, \quad \forall \Delta BS_A^o \geq 0, \forall A \in \Gamma_{SR} \\ Cc_A^{Cj} = 0, \quad \forall \Delta BS_A^o < 0, \forall A \in \Gamma_{SR} \quad (23)$$

Este cargo de transmisión, asignado a cada sistema en función de la variación de beneficio social inicial, deberá ser cubierto por los agentes de mercado de los sistemas participantes que se benefician del comercio regional de energía y reserva. Por ejemplo, el cargo complementario podría ser distribuido entre los agentes en función de sus variaciones positivas de excedente.

Por último, el beneficio social esperado mediante la optimización conjunta de los sistemas es igual a la suma de los excedentes de los consumidores y productores menos el cargo complementario conjunto:

$$BS_A^{Cj} = \sum_{j \in A} ec_{j,A}^{Cj} + \sum_{i \in A} ep_{i,A}^{Cj} - Cc_A^{Cj}, \quad \forall A \in \Gamma_{SR} \quad (24)$$

### 3. ALGORITMO HÍBRIDO PROPUESTO

El modelo de optimización es un problema matemático complejo y de gran tamaño. Por un lado, el modelo considera las restricciones de capacidad de las líneas de transmisión y por otro, se consideran los cálculos estocásticos de la restricción de los beneficios sociales de los sistemas participantes, y los costos de energía, reserva y energía no suministrada.

El problema es resuelto mediante un algoritmo híbrido que consta de un modelo lineal basado en programación matemática, anidado en un algoritmo meta-heurístico o evolutivo (Fig. 1). Por sus características de convergencia y velocidad se utilizó el modelo meta-heurístico llamado *Mean-Variance Mapping Optimization* en su versión enjambre (MVMO<sup>S</sup>) [9].

Además, MVMO<sup>S</sup> permite incorporar la naturaleza estocástica de la restricción de beneficio social a través de un esquema dinámico de penalización. Este esquema considera el cumplimiento de dichas restricciones en la dinámica del proceso de búsqueda.

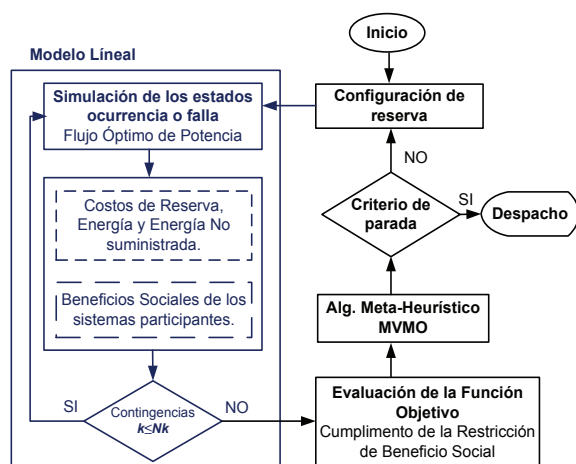


Figura 1: Modelo de optimización de energía y reserva considerando la pérdida de beneficio social

El algoritmo híbrido procede de la siguiente manera:

- 1) El algoritmo meta-heurístico (MVMO<sup>S</sup>) busca la mejor configuración de reserva, empleando como variable de control las ofertas de reserva.
- 2) El modelo de optimización lineal, mediante un flujo óptimo de potencia, despacha la energía considerando la asignación de reserva dada por MVMO<sup>S</sup>. El modelo lineal (flujo óptimo de potencia) es resuelto con el paquete computacional MOSEK. Este paquete es una herramienta para la solución de problemas de optimización: Lineales, cuadráticos, enteros mixtos, cónicos y convexos no lineales [10].
- 3) Para cada estado operativo se calculan los costos de energía, reserva y energía no suministrada, los excedentes de los agentes y los beneficios sociales de los sistemas participantes.

- 4) Luego, se evalúa la función objetivo, los excedentes esperados de los agentes y los beneficios sociales de los sistemas con el objetivo de asignar el cargo complementario y revisar el cumplimiento de la restricción de beneficio social.
- 5) Si el criterio de parada del proceso no se cumple, MVMO<sup>S</sup> genera una nueva configuración de reserva; caso contrario, el proceso termina. En este caso se realizaron varias aplicaciones del algoritmo, en los que se identificó 3 000 iteraciones para obtener respuestas óptimas y con alta probabilidad de ocurrencia.

#### 4. APLICACIÓN DEL MODELO PROPUESTO: EJEMPLO NUMÉRICO

En esta sección se verificará la implementación de la metodología en un sistema regional compuesto por tres sistemas participantes, tal como se muestra en la Fig. 2.

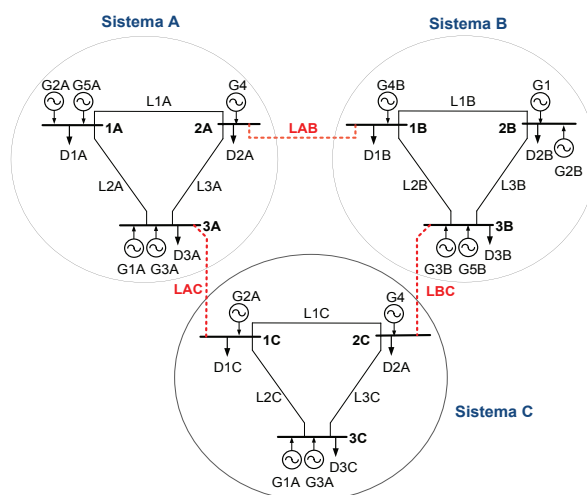


Figura 2: Sistema regional

En la Tabla 1 se presentan las características de capacidad y probabilidad de falla de las líneas de transmisión.

En la Tabla 2 se presenta la distribución y los costos de déficit de las demandas en cada nodo de los sistemas participantes. Los costos de transmisión de los sistemas A, B y C son: 200 (\$/hora), 800 (\$/hora) y 700 (\$/hora), respectivamente. El costo fijo de transmisión de las nuevas líneas de interconexión es 5000 (\$/hora).

En la Tabla 3 se presentan los datos de las unidades de generación tales como capacidad, costos de generación, costos de reserva y probabilidad de falla.

Tabla 1: Datos de las líneas de transmisión

Líneas Transmisión	Capacidad (MW)	Probabilidad Falla
LAB	100	0,002
LAC	120	0,002
LBC	120	0,002
L1A	120	0,008
L2A	100	0,008
L3A	120	0,008
L1B	160	0,001
L2B	120	0,001
L3B	120	0,001
L1C	120	0,002
L2C	120	0,002
L3C	150	0,001

Tabla 2: Distribución y costos de déficit de las demandas

Sistema	Nodo	Demanda (MWh)	VOLL (\$/MWh)
A	1A	258	500
	2A	99	500
	3A	142	500
B	1B	104	1070
	2B	347	1070
	3B	148	1070
C	1C	150	950
	2C	145	950
	3C	122	950

Tabla 3: Datos de las unidades de generación

Sist	Unidad	Capacidad (MW)	Costo generación (\$/MWh)	Costo reserva (\$/MW)	Probab Falla
A	G1A	100	50	30	0,03
	G2A	350	60	30	0,02
	G3A	120	90	18	0,02
	G4A	100	95	20	0,02
	G5A	100	180	30	0,05
B	G1B	500	50	32	0,02
	G2B	100	182	5,3	0,03
	G3B	100	184,6	11,9	0,03
	G4B	100	111	17,4	0,02
	G5B	100	190	35	0,05
C	G1C	150	70	32	0,03
	G2C	120	100	15	0,02
	G3C	200	80	20	0,03
	G4C	180	110	14	0,02
	G5C	100	195	20	0,04

En la Tabla 4 se muestran los despachos de energía y reserva para las optimizaciones conjuntas de los sistemas **SIN** y **CON** restricción de beneficio social.

La optimización conjunta de los sistemas sin y con restricción de beneficio utiliza 4 máquinas del

sistema A (G1A, G2A, G3A y G4A), 1 máquina del sistema B (G1B) y 2 máquinas del sistema C (G1C, y G3C) para suministrar energía a la demanda total (1515 MWh). Con este despacho de energía el sistema A exporta 166 (MWh) hacia los sistemas B y C.

Tabla 4: Despacho sin y con restricción de beneficio social

Sist	Unidad	Sin restricción de beneficio		Con restricción de beneficio	
		Energía (MWh)	Reserva (MW)	Energía (MWh)	Reserva (MW)
A	G1A	100	0	100	0
	G2A	350	0	350	0
	G3A	120	0	120	0
	G4A	95	0	95	0
	G5A	0	0	0	0
B	G1B	500	0	500	0
	G2B	0	100	0	98
	G3B	0	100	0	46
	G4B	0	100	0	29
	G5B	0	0	0	0
C	G1C	150	0	150	0
	G2C	0	0	0	44,4
	G3C	200	0	200	0
	G4C	0	131,4	0	70,2
	G5C	0	0	0	0

El requerimiento y la asignación de reserva difieren entre las optimizaciones conjuntas sin y con restricción de beneficio. La reserva se reasigna con el objetivo de cumplir con la restricción de beneficio social impuesta en el modelo. En este caso, el requerimiento de reserva mediante la optimización conjunta con restricción disminuye con respecto al requerimiento de reserva sin restricción de beneficio.

La disminución del requerimiento de reserva dada por la restricción de beneficio social origina una función de costos mayor que el despacho conjunto sin restricción, como se puede observar en la Tabla 5.

Tabla 5: Costos Esperados

Costos Esperados (\$)	Sin restricción de beneficio	Con restricción de beneficio	$\Delta$ Costos
Energía	99 005	98 588	-417
Reserva	5 176	3 145	-2 031
ENS	3 053	6 522	3 469
Total	107 234	108 255	1 021

El costo total esperado del despacho se eleva en 1 021 (\$), debido a que los costos de energía no suministrada se incrementan en 3 469 (\$), como



consecuencia de la disminución de la reserva. Por otro lado, los costos esperados de energía y reserva disminuyen en -417 (\$) y -2 031 (\$), respectivamente.

A continuación en la Tabla 6 se presentan las variaciones de excedente de los consumidores y productores y, la variación de beneficio social de los sistemas participantes. Estas variaciones son resultado de la diferencia entre la optimización conjunta de los sistemas sin y con restricción de beneficio social menos los beneficios de los sistemas obtenidos a partir de la optimización aislada.

Se observa que las optimizaciones conjuntas sin y con restricción de beneficio aumentan el beneficio social regional en 5 857 (\$) y 4 190 (\$), respectivamente.

Tabla 6: Variación de Beneficios de los sistemas A, B y C

Variación (\$)	Optimización sin restricción			Optimización con restricción		
	A	B	C	A	B	C
Exc. Cons.	2 402	66 978	7 966	-876	62 454	4 398
Exc. Prod.	-4 691	-62 463	-5 222	840	-60 348	-2 613
C. Comp.	200	382	305	168	125	42
Beneficio Social	-2 089	4 897	3 049	133	2 231	1 826
A+B+C	5 857			4 190		

La optimización conjunta sin restricción de beneficio produce una variación de beneficio del sistema A negativa e igual a -2 089 (\$), mientras que los sistemas B y C aumentan sus beneficios en 4 897 (\$) y 3 049 (\$), respectivamente. Los consumidores del sistema A aumentan su excedente en 2 402 (\$), mientras que los productores se perjudican en -4 691 (\$). El aumento de excedente de los consumidores y disminución del cargo complementario no compensa la pérdida de excedente de los productores, por ello la variación de beneficio del sistema A es negativa

En este ejemplo, el sistema A con menor costo de racionamiento disminuye su beneficio social, debido a que sus generadores ya no son remunerados por confiabilidad. Esto como consecuencia de que la optimización conjunta sin restricción de beneficio no despacha unidades de reserva del sistema A.

Esta pérdida de beneficio social del sistema A es corregida con la restricción de beneficio impuesta en el modelo de optimización. El modelo

modifica la asignación y requerimiento de reserva para aumentar el beneficio social del sistema A. Este cambio en la asignación de la reserva permite aumentar el excedente de los productores, logrando de esta manera, incrementar en 133 (\$) la variación de beneficio del sistema A.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La optimización conjunta de los sistemas participantes altera los precios internos de los mercados y el beneficio social regional es mayor con respecto a una optimización individual o aislada de los sistemas. Sin embargo, bajo ciertas condiciones, el beneficio social de alguno de los sistemas participantes luego de la integración puede disminuir con respecto al beneficio social aislado, principalmente por causa del congestionamiento de la red y la disminución de confiabilidad.

Con estos antecedentes y con el objetivo de eliminar las barreras de integración, se presentó un modelo de despacho regional de energía, el cual se enmarca en la eficiencia económica del conjunto (máximo beneficio global) y en asegurar que el beneficio social de cada sistema participante resulte mayor o igual al que se obtendría sin las transacciones.

El modelo obtiene el despacho y el requerimiento de reserva de forma endógena al proceso de optimización, minimizando los costos esperados de energía, reserva y energía no suministrada. Además, considera la ubicación óptima de la reserva, evita la pérdida de beneficio social de los sistemas participantes y asigna el cargo complementario de transmisión. Para ello, se utiliza un modelo híbrido que combina dos algoritmos, uno meta-heurístico y otro de programación lineal.

El modelo de despacho aplicado al ejemplo numérico corrigió la pérdida de beneficio social de los sistemas participantes. Para esta corrección, el modelo modifica el despacho de energía y reserva, el cual es más costoso que los despachos sin restricción de beneficio social. Este despacho corregido modifica la remuneración de reserva para alterar los excedentes de consumidores y productores, y por consecuencia obtener una variación de beneficio social no negativa.

Si bien el despacho resultante tiene un costo operativo más alto y beneficio social regional es menor con respecto al despacho conjunto sin

restricción de beneficio, resulta indispensable evitar la pérdida de beneficio de uno de los sistemas participantes, porque en caso contrario este sistema no estaría dispuesto a realizar intercambios. Además, el beneficio social mediante la optimización conjunta con restricción de beneficio sigue siendo mayor que la suma de los beneficios sociales aislados de los sistemas (optimización individual).

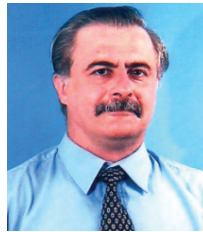
## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Huang, J. Sung-Kwan and K. Jin-Ho, "Impact of inter-regional energy trade on the net welfare of an individual market," Intelligent Systems Application to Power Systems, Proceedings of the 13th International Conference, November 2005.
- [2] M. Chamba, O. Añó, and R. Reta, "Evaluación del Beneficio Social Resultante del Comercio Regional de Electricidad," Revista Técnica "energía" No 11, pp. 13-21, Quito, Ecuador, January 2015.
- [3] F. Schweppe, M. Caramanis, R. Tabors, and R. Bohn, "Spot pricing of electricity," Norwell, Kluwer Academics Publishers, 1988.
- [4] Curso de Posgrado: "Estudios de confiabilidad y reserva en mercados competitivos", Instituto de Energía Eléctrica - Universidad Nacional de San Juan, Argentina, 2009.
- [5] H. Singh, A. Papalexopoulos, "Competitive procurement of ancillary services by an independent system operator," Power Systems, IEEE Transactions, 1999.
- [6] S. Oren, "Design of ancillary service markets," System Sciences, Proceedings of the 34th Annual Hawaii International Conference on, January 2001
- [7] M. Chamba, O. Añó, "Economic Dispatch of Energy and Reserve in Competitive Markets Using Metaheuristic Algorithms", IEEE Latin America Transactions, Volumen 11, Issue 1, February 2013.
- [8] R. Reta, "Metodologías y Normativas para la identificación de Beneficiarios de Ampliaciones de Transporte en Mercados Abiertos de Energía Eléctrica", Instituto de Energía Eléctrica - Universidad Nacional de San Juan, Argentina, 2005.
- [9] I. Erlich, "Mean-variance mapping optimization algorithm home page", [Online]. Software Available at: <http://www.uni-due.de/mvmo/>
- [10] The MOSEK optimization toolbox for MATLAB manual, [Online]. Software Available at: [www.mosek.com](http://www.mosek.com).



**Marlon Santiago Chamba.-** Nació en Loja, Ecuador en 1982. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2007. Actualmente es candidato para alcanzar el título de

Doctor en Ingeniería Eléctrica en el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Sus Áreas de Investigación son: Mercados de Energía, Transacciones Internacionales de Electricidad, Tarifación del Transporte, Confiabilidad.



**Osvaldo Añó.-** Nació en Mendoza, Argentina en 1955. Obtuvo el título de Ingeniero Electromecánico de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina en 1983. Actualmente, es profesor de grado y posgrado

en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE) de la UNSJ. Desde 1988 es director de proyectos de investigación y transferencia tecnológica en el IEE en las áreas de programación de la operación de sistemas de potencia y mercados eléctricos competitivos.



**Rodolfo Reta.-** Nació en San Juan, Argentina. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en el la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina en 1994 y en 2004, el título de Doctor en Energía Eléctrica (Ph.D) en la UNSJ

en cooperación con la Universidad de Wuppertal de Alemania. Actualmente, es profesor de grado y posgrado en el Instituto de Energía Eléctrica de la UNSJ. Ha participado y dirigido consultorías y proyectos de investigación concerniente a mercados eléctricos competitivos, precios de transmisión y despacho económico hidrotérmico.