

Evaluación del Beneficio Social Resultante del Comercio Regional de Electricidad

M. Chamba¹ O. Añó¹ R. Reta¹

¹Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ

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

Resumen

El comercio regional de energía mejora la eficiencia económica de todos los sistemas participantes. La integración de mercados eléctricos permite incrementar el beneficio social regional, es decir, disminuye los costos operativos en la región. Sin embargo, los sistemas de potencia tienen características y complejidades propias como el congestionamiento de la red de transmisión, la asignación de reserva y el poder de mercado. Estas características pueden alterar los precios de energía, cambiar los excedentes de los consumidores y productores, y aumentar o disminuir el beneficio social de los sistemas participantes del mercado regional. Este artículo define el beneficio social considerando las características propias de los sistemas de potencia. Luego, en base a esta definición se analiza, como el comercio regional de energía afecta el “beneficio social individual” de los sistemas participantes.

Palabras clave—Comercio Regional de Energía, congestión de la red de transmisión, confiabilidad, poder de mercado, beneficio social.

Abstract

Regional energy trade improves the economic efficiency for all the parties involved. Combining markets allow increasing of regional social welfare, i.e. the operating cost decreases in the region. In electricity markets, there are particular features and complexities that could lead to changes in the “individual social welfare” of participating markets, such as transmission network congestion, power reserve assignment and market power. These characteristics can alter energy price, change the surpluses of consumers and producers, and increases or decreases social welfare of partakers in a regional market. This paper defines the social welfare taking into account the own characteristics of power system. Then, the paper shows how regional energy trade affects the “individual social welfare” of partakers.

Index terms—Regional energy trade, transmission network congestion, reliability, market power, social welfare.

Recibido: 18-09-2014, Aprobado tras revisión: 21-11-2014.

Forma sugerida de citación: Chamba, M.; Añó, O.; Reta, R. (2015). “Evaluación del Beneficio Social Resultante del Comercio Regional de Electricidad”. Revista Técnica “energía”. N° 11, Pp. 13-21.

ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

El comercio de electricidad entre diferentes mercados interconectados efectivamente mejora la eficiencia económica global o conjunta de los sistemas, es decir, el beneficio social combinado es siempre mayor después de la integración, bajo hipótesis de competencia perfecta [1]. Sin embargo, existen condicionantes técnicos, económicos, regulatorios y políticos que muchas veces no permiten la operación de los sistemas eléctricos interconectados como un único mercado eléctrico regional competitivo.

Desde el punto de vista regulatorio, las diferentes estructuras de mercado de los sistemas participantes son barreras importantes para la integración. Es por ello que los procesos hacia la integración eléctrica entre países basan su éxito en cierta armonización de sus regulaciones, de modo que las transacciones internacionales sean factibles bajo principios de eficiencia y no discriminación. Este proceso implica estrategias de largo plazo y requiere del compromiso político de los gobiernos de los países a integrarse.

Desde el punto de vista económico, una importante barrera para la integración se deriva de la incertidumbre sobre la variación de los beneficios sociales de los sistemas eléctricos participantes. Es de esperar que un sistema o país sea proclive a la integración, si su beneficio social aumenta con respecto al que obtiene con su mercado operando en modo aislado. Es decir, que el beneficio social del sistema, producto de una optimización regional o conjunta de los sistemas participantes, debería ser igual o mayor al beneficio social del sistema optimizado de forma aislada o individual. Técnicamente las características particulares y complejidad de los mercados eléctricos podrían conducir a situaciones en las que el beneficio social resulte disminuido como consecuencia de la integración.

Como se muestra más adelante, desde el punto de vista económico se detectan que existe la posibilidad, bajo ciertas condiciones, que haya pérdida de beneficio de los sistemas participantes del comercio regional. Para ello, se definen y se comparan los beneficios sociales a partir de la optimización individual y conjunta de los sistemas participantes, considerando los cambios en los precios de mercado y los estados importador o exportador.

Los precios que son definidos a partir del despacho de energía son sensibles al congestionamiento de la red de transmisión, a la asignación de unidades de reserva y al poder de mercado ejercido por generadores en mercados oligopólicos.

Esta publicación está dividida en cinco secciones. En la primera se realizó una introducción al problema regulatorio, técnico y económico de la integración de mercados eléctricos. En la segunda sección se

indica el modelo de mercado, hipótesis y modelo de optimización para el despacho de energía y reserva utilizadas. En la tercera sección se analiza las variaciones de beneficio social considerando el congestionamiento de la red y confiabilidad de los sistemas participantes. En la cuarta sección se analiza el beneficio social considerando el ejercicio de poder de mercado de uno de los sistemas interconectados. En la última sección se exponen las principales conclusiones.

2. MODELO DE MERCADO Y OPTIMIZACIÓN

2.1. Modelo de Mercado e Hipótesis

El modelo de mercado considerado se basa en la teoría mercante mediante un despacho conjunto de energía y reserva [2]. Las hipótesis necesarias para complementar el modelo y definir el beneficio social son las siguientes:

- La demanda es inelástica, es decir insensible a los cambios de precios de energía.
- 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.
- La reserva se distribuye de acuerdo a los costos de reserva declarados. Estos representan los costos fijos unitarios de los generadores, como: Recuperación de capital, mantenimiento y operación, entre otros.
- Los generadores ofertan su capacidad disponible como energía y/o reserva.

2.2. Modelo de Optimización

Actualmente, existe un amplio consenso en sostener que el servicio de energía y de reserva están fuertemente vinculados, y que deben ser adquiridos simultáneamente mediante la minimización del costo total de producción de energía eléctrica y reserva [3].

Bajo esta perspectiva, en esta investigación para el cálculo de la reserva óptima se plantea un modelo de despacho conjunto de energía y reserva, donde el suministro de energía y de potencia de reserva compite por la capacidad de los generadores disponibles. De esta forma el nivel de confiabilidad del sistema resulta económicamente adaptado.

El modelo de optimización de la energía y la reserva para la casación del mercado ha sido estudiado en [4] y [5]. Este 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. 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).

Para solucionar el problema y por sus características de convergencia y velocidad se utilizará el modelo meta-heurístico llamado *Mean-Variance Mapping Optimization* en su versión enjambre (MVMOS) [6]. El MVMOS es más veloz que otros métodos para resolver este tipo de problemas estocásticos que tienen elevados requerimientos de tiempo de cálculo [5].

3. DEFINICIÓN DE BENEFICIO SOCIAL

El modelo de despacho de energía y reserva es estocástico al considerar todas las contingencias o estados operativos. Por esta razón, el beneficio social debe computarse 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 consumidores y productores, y como consecuencia en el beneficio social.

3.1. Beneficio social mediante una optimización aislada de los sistemas

Excedente esperado de los consumidores: El excedente de cada estado considera los pagos de energía y reserva, debido a que la demanda remunera a las unidades de generación.

$$ec_{j,A}^{Ais} = \sum_{k=1}^{Nk} prb^k \cdot [(D_{j,A} - Pd_{j,A}^k) \cdot (VOLL_A - \rho_{j,A}^k) - Pr_{j,A}^k] \quad (1)$$

Donde:

j	j -ésimo consumidor o demanda con $j=1, \dots, Nd$.
k	k -ésimo estado de ocurrencia con $k=1, \dots, Nk$.
prb^k	Probabilidad del estado operativo k .
$D_{j,A}$	Demanda j del sistema A.
$\rho_{j,A}^k$	Precio de energía en el nodo de la demanda j del sistema A en el estado k .
$Pd_{j,A}^k$	Potencia de déficit de la demanda j del sistema A en el estado k .
$VOLL_A$	Costo de déficit o de pérdida de carga del sistema A (<i>Value of Lost Load</i>).
$Pr_{j,A}^k$	Pago de reserva de la demanda j del sistema A en el estado k .
$ec_{j,A}^{Ais}$	Valor esperado de excedente de los consumidores j mediante una optimización aislada del sistema A.

Se asume que 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 de falla o contingencia. La demanda suministrada en cada contingencia se define como la diferencia entre la demanda y la potencia de déficit. De esta manera, la remuneración de la confiabilidad se define como:

$$Pr_{j,A}^k = \frac{(D_{j,A} - Pd_{j,A}^k)}{\sum_{j=1}^{Nd} (D_{j,A} - Pd_{j,A}^k)} \cdot PR_A^k \quad \forall \text{ demanda } j \quad (2)$$

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

$$PR_A^k = \sum_{i=1}^{Ng} \rho_{r,A}^{k_+} \cdot u_{i,A}^k \cdot R_i \quad \forall \text{ generador } i \quad (3)$$

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. Estos excedentes son reconocidos a través de los precios spot de energía de cada estado de falla y precio de reserva del estado sin falla o más probable.

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.

$$ep_{i,A}^{Ais} = \sum_{k=1}^{Nk} prb^k \cdot [u_{i,A}^k \cdot P_{i,A}^k \cdot \rho_{i,A}^k - Cg(u_{i,A}^k \cdot P_{i,A}^k) + \rho_{r,A}^{k_+} \cdot u_{i,A}^k \cdot R_{i,A}] - Cr(Per_{i,A}) \quad (4)$$

Donde:

i	i -ésimo productor o generador con $i=1, \dots, Ng$.
$u_{i,A}^k$	Variable que indica el estado operativo del generador i del sistema A en el estado k .
$\rho_{i,A}^k$	Precio en el nodo del generador i del sistema A en el estado k .
$P_{i,A}^k$	Potencia despachada para suministro de energía por el generador i del sistema A en el estado k .
$Cg(u_{i,A}^k \cdot P_{i,A}^k)$	Costo de generación del generador i del sistema A en el estado k .
$\rho_{r,A}^{k_+}$	Precio spot de reserva del sistema A en el estado más probable (k_+).
$R_{i,A}$	Potencia asignada para reserva del generador i del sistema A.

En las anteriores ecuaciones puede observarse que 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 costos 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 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 de falla 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, $Cr(Per_{i,A})$, los cuales representan los costos necesarios para mantenerse disponibles. Es decir, los generadores independientemente del estado operativo (fuera de servicio o en operación) incurren en costos fijos, como: Recuperación de capital, mantenimiento y operación, entre otros.

Costos del sistema de transmisión: Por último, es necesario considerar los costos necesarios 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. Estos costos del sistema de transmisión representan: Recuperación de capital, operación y mantenimiento, etcétera.

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:

$$RVT_e^{Ais} = \sum_{k=1}^{Nk} prb^k \cdot \left[\sum_{j=1}^{Nd} (D_{j,A} - Pd_{j,A}^k) \cdot \rho_{j,A}^k - \sum_{i=1}^{Ng} u_{i,A}^k \cdot P_{i,A}^k \cdot \rho_{i,A}^k \right] \quad (5)$$

La diferencia entre los costos de transmisión del sistema A que deben ser cubiertos (Cf_A) y los ingresos que se obtienen por la RVT_e , se conoce como cargo complementario.

$$Cc_A^{Ais} = Cf_A - RVT_e^{Ais} \quad (6)$$

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 de falla. Además, este cargo complementario es un costo que 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, como: Estampilla postal, áreas de influencia, factores de proporción, etcétera. Estos cargos modifican los excedentes de los consumidores y productores, debido a que se constituyen como nuevos egresos.

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

$$BS_A^{Ais} = \sum_{j=1}^{Nd} ec_{j,A}^{Ais} + \sum_{i=1}^{Ng} ep_{i,A}^{Ais} - Cc_A^{Ais} \quad (7)$$

3.2. Beneficio social mediante una optimización conjunta de los sistemas

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

Excedente esperado de los consumidores: Los pagos por energía son similares al caso aislado, pero para el caso de la reserva es necesario repartir los pagos de reserva (PR_{AB}^k). Se asume que cada consumidor j de un sistema A o B pague la confiabilidad o reserva en función de su demanda suministrada o abastecida en cada estado de falla o contingencia mediante la siguiente formulación:

$$Pr_{j,A}^k = \frac{(D_{j,A} - Pd_{j,A}^k) \cdot PR_{AB}^k}{\sum_{j=1}^{Nd} [(D_{j,A} - Pd_{j,A}^k) + (D_{j,B} - Pd_{j,B}^k)]} \quad (8)$$

Donde:

- (PR_{AB}^k) Pago de reserva del sistema A y B en el estado k .
- $Pr_{j,A}^k$ Pago de reserva de la demanda j del sistema A en el estado k .

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

$$ec_{j,A}^{Conj} = \sum_{k=1}^{Nk} prb^k \cdot [(D_{j,A} - Pd_{j,A}^k) \cdot (VOLL_A - \rho_{j,A}^k) - Pr_{j,A}^k] \quad (9)$$

Excedente esperado de los productores: Para la optimización conjunta, el excedente de los productores del sistema A es el siguiente:

$$ep_{i,A}^{Conj} = \sum_{k=1}^{Nk} prb^k \cdot [u_{i,A}^k \cdot P_{i,A}^k \cdot \rho_{i,A}^k - Cg(u_{i,A}^k \cdot P_{i,A}^k) + \rho_{r,A}^{k+} \cdot u_{i,A}^k \cdot R_{i,A}] - Cr(Per_{i,A}) \quad (10)$$

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

Tabla 1: Datos de las líneas de transmisión

Líneas Transmisión	Capacidad (MW)	Probabilidad Falla
L1A	120	0,008
L2A	100	0,008
L3A	120	0,008
Lint	100	0,002
L1B	160	0,001
L2B	120	0,001
L3B	120	0,001

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 y B son 200 (\$/hora) y 800 (\$/hora), respectivamente, y, el costo fijo de transmisión de la nueva línea de interconexión es 3000 (\$/hora).

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

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

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

Tabla 4: Optimización aislada y conjunta de los sistemas A y B

Sistema	Unidad	Optimización Aislada		Optimización Conjunta	
		Despacho Energía (MWh)	Despacho Reserva (MW)	Despacho Energía (MWh)	Despacho Reserva (MW)
A	G1A	100	0	100	0
	G2A	350	0	350	0
	G3A	49	51	120	0
	G4A	0	49	28	0
	G5A	0	0	0	0
B	G1B	500	0	500	0
	G2B	0	100	0	100
	G3B	0	100	0	100
	G4B	99	1	0	100
	G5B	0	0	0	0

La optimización individual del sistema A despacha las unidades G_{1A} , G_{2A} y G_{3A} para suministro de energía y 100 (MW) de reserva distribuida entre las unidades G_{3A} y G_{4A} ; mientras que el sistema B despacha G_{1B} y G_{4B} para energía y 201 (MW) de reserva de las unidades G_{2B} , G_{3B} y G_{4B} .

La optimización conjunta de los sistemas A y B utiliza 4 máquinas del sistema A (G_{1A} , G_{2A} , G_{3A} y G_{4A}) y 1 máquina del sistema B (G_{1B}) para suministrar energía a la demanda total. El nivel óptimo de confiabilidad del sistema regional consta de 3 máquinas de reserva pertenecientes al sistema B, las cuales son: G_{2B} , G_{3B} y G_{4B} . Esta optimización conjunta despacha la máquina G_{3A} y G_{4A} para suministro de energía; mientras que con la optimización aislada del sistema A son despachadas como unidades de energía y reserva.

En la Tabla 5: Variación de Beneficios de los sistemas A y B se presentan las variaciones de excedente de los consumidores y productores y, la variación de beneficio social de los sistemas participantes. En esta tabla se puede observar que la optimización conjunta aumenta el beneficio social regional en 2 426 (\$).

Tabla 5: Variación de Beneficios de los sistemas A y B

Variación (\$)	Sistemas	
	A	B
Excedente Consumidores	-2 887	65 060
Excedente Productores	1 651	-60 177
C. Comp.	200	-1 421
Beneficio Social	-1 036	3 462
A+B	2 426	

La variación del beneficio del sistema A disminuye en -1 036 (\$), mientras que el sistema B aumenta su beneficio en 3 462 (\$). Los consumidores del sistema A se ven perjudicados en -2 887 (\$), mientras que

los productores se benefician en 1 651 (\$). El cargo complementario de transmisión que deben pagar los consumidores y productores disminuyen en 200 (\$); debido que la optimización conjunta produce un beneficio negativo al sistema A, y por lo tanto, no paga cargo complementario conjunto.

El aumento de excedente de los productores y disminución del cargo complementario no compensa la pérdida de excedente de los consumidores, por ello la variación de beneficio del sistema A es negativa.

4. PODER DE MERCADO Y EFECTO DUMPING

La capacidad y extensión de las redes de transporte amplía enormemente el tamaño de los mercados, facilitando la competencia y mitigando el poder de mercado. Más allá de este incentivo competitivo, se observa que los gobiernos de algunos países, aún en el proceso de integración como el de la Unión Europea, actúan para mantener e incrementar la capacidad de acción estratégica de las empresas dominantes en sus países, y para limitar el control por parte de estados o empresas extranjeras sobre esas empresas dominantes. Obsérvese por ejemplo las posiciones de los gobiernos de Francia y Alemania respecto a EDF y Eon, y de España respecto a Endesa [8].

Por otro lado, es importante considerar que puede existir la interconexión de sistemas con características tecnológicas de generación y poder de mercado diferentes. En este caso, un sistema con poder de mercado puede conducir a otro con competencia perfecta a la ineficiencia económica, en el cual los consumidores tomadores de precios son los perjudicados.

En la Figura 2: Poder de Mercado se presenta un posible caso de poder de mercado, cuando se interconectan dos sistemas A y B con características tecnológicas de generación y poder de mercado diferentes.

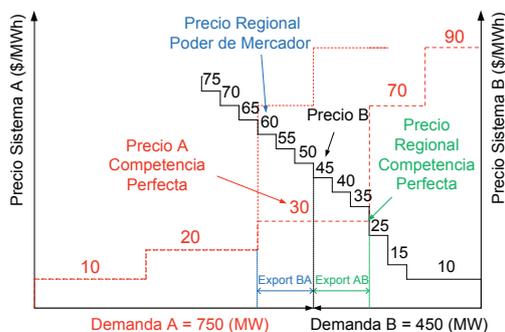


Figura 2: Poder de Mercado

El sistema A consta de cinco máquinas con grandes capacidades de generación, de las cuales las tres de menor precio tienen 300 (MW) y las dos de mayor precio 150 (MW). Las tres primeras máquinas de menor precio estratégicamente pueden ejercer poder de mercado sobre el sistema A.

El sistema B consta de doce máquinas con pequeñas capacidades de generación y elevada competencia entre ellas. La máquina del sistema B de menor precio tiene una capacidad de 200 (MW) y las 11 máquinas restantes tienen 50 (MW). Los sistemas A y B tienen un costo de déficit de 500 (\$/MWh).

El precio del sistema A de forma aislada y considerando competencia perfecta es de 30 (\$/MWh). Si estratégicamente para ejercer poder de mercado, los generadores de 20 y/o 30 (\$/MWh) declaran indisponible una parte o la totalidad de sus capacidades, el precio del sistema se eleva a 70 o 90 (\$/MWh). Por otro lado, considerando que el sistema B tiene control sobre el poder de mercado, el precio para suministrar su demanda es de 45 (\$/MWh).

Basados en una optimización conjunta de los mercados y sin considerar las limitaciones de capacidad de transmisión, los sistemas transfieren energía hasta igualar sus precios (precio de mercado regional). En un estado de competencia perfecta, el sistema A exporta energía hacia B igualando los precios de los mercados a un único precio regional de 30 (\$/MWh). El sistema A mantiene su precio aislado de 30 (\$/MWh) y el sistema B lo disminuye de 45 (\$/MWh) a 30 (\$/MWh). En este caso, el excedente de los consumidores del sistema A se mantiene igual al caso aislado; mientras el excedente de los consumidores del sistema B aumenta.

Con la finalidad de ejercer poder de mercado, el generador marginal de 30 (\$/MWh) del sistema A se declara indisponible. Con ello, el sistema B exporta energía hacia A y el precio regional con poder de mercado corresponde a 60 (\$/MWh). En este caso tanto los consumidores de A como los de B pierden excedente con respecto a un escenario de competencia perfecta, debido a que el precio regional se ha incrementado de 30 (\$/MWh) a 60 (\$/MWh).

En la Tabla 6: Competencia perfecta y poder de mercado se muestran los excedentes de los consumidores y productores de los sistemas A y B con competencia perfecta y poder de mercado.

Tabla 6: Competencia perfecta y poder de mercado

Excedente y Beneficio Social (\$)	Competencia Perfecta		Poder de Mercado	
	Sistema A	Sistema B	Sistema A	Sistema B
Productores	9 000	5 000	27 000	17 750
Consumidores	352 500	330 000	211 500	198 000
Total Sistema	36 1500	335 000	238 500	215 750
Total Regional	696 500		454 250	

Como se puede observar los excedentes de los productores de los sistemas A y B con poder de mercado aumentan con respecto a los excedentes de competencia perfecta; mientras los excedentes de los consumidores disminuyen. También el beneficio social regional disminuye en 242 250 (\$) (696 500 – 454 250). Los beneficios sociales de los sistemas A y B son mayores cuando no existe poder de mercado, por lo tanto es indispensable restringir las conductas anticompetitivas de los generadores del sistema A.

Por último, también es necesario analizar el efecto dumping a largo plazo que pueden ejercer los productores de gran capacidad del sistema A sobre los del sistema B.

El dumping es una práctica de discriminación de precios, que se verifica cuando una empresa exporta sus productos a precios menores que el importador, con la finalidad de posicionarse del mercado. Esta práctica sólo puede resultar beneficiosa, si existen empresas de escala de producción semejantes o con una buena legislación antidumping y de libre competencia, sobre todo en economías que tengan sectores donde se opera en condiciones de monopolio [9].

El dumping, en el corto plazo, puede ser entendido como una práctica que beneficia a los consumidores del sistema importador B, sin embargo el efecto no necesariamente puede ser el mismo en el largo plazo. Ante esta situación, parte de la generación del sistema B puede enfrentar ciertos perjuicios que por la naturaleza misma de sus costos de generación, y la permanencia de esta práctica, signifique que parte de la producción tienda a retirarse del mercado debido a la gravosa reducción de sus ingresos.

Por ejemplo, suponiendo que de forma aislada los generadores con precios altos del sistema B recuperan sus costos fijos y variables en el largo plazo, ya que pueden ser requeridos para suministrar reservas de potencia o en estados de déficit para suplir energía. Luego, al interconectarse con el sistema A caracterizado por generación barata, el sistema B es netamente importador y parte de su generación deja de ser utilizada, provocando que en el largo plazo no recuperen sus costos fijos y/o variables, y por tanto se retiren del mercado.

En resumen, el poder de mercado y el efecto dumping tienen repercusiones sobre los agentes internos del sistema con competencia perfecta (sistema B). El poder de mercado afecta directamente a los consumidores, mientras el efecto dumping a los productores. El poder de mercado disminuye los beneficios sociales de los participantes con respecto a los beneficios sociales en competencia perfecta, pero no disminuye el beneficio social individual de los sistemas.

Por último es importante destacar que una empresa puede tener plantas de generación en varios sistemas de un mercado regional (caso común en Latinoamérica). Esta empresa puede ejercer poder de mercado sobre el mercado regional para aumentar su excedente y de esta manera afectar los verdaderos beneficios del comercio regional de electricidad. En este caso, es necesario identificar y regular el poder de mercado con la finalidad de incentivar el intercambio de electricidad en forma competitiva para todos los participantes.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo se ha definido conceptualmente los excedentes de los agentes de mercado y el beneficio social de los sistemas participantes del comercio regional, considerando la red de transmisión y la confiabilidad.

Con respecto al congestionamiento de la red se mostró que el ingreso marginal o Remuneración variable del Transporte (RVT) juega un papel muy importante en el beneficio social de un sistema participante del comercio internacional de electricidad. Una transacción internacional puede congestionar o descongestionar la red de transmisión de un sistema participante, y consecuentemente los precios nodales se alteran y la RVT cambia. Este cambio de la RVT incide en el beneficio social de los sistemas participantes.

El beneficio social por confiabilidad muestra que se debe considerar el uso de unidades de reserva ante salidas de servicio por fallas de componentes. Esto debido a que las contingencias conducen a un incremento en el precio spot del sistema y, con ello a un cambio del costo total de operación y de los beneficios.

Además mediante un ejemplo numérico se mostró que la optimización conjunta de los sistemas participantes produce un beneficio social regional mayor que la suma de beneficios sociales individuales o aislados de los sistemas. Al mismo tiempo, se expuso que bajo ciertas condiciones, el beneficio social del sistema con menor costo de déficit, luego de la integración puede disminuir con respecto a su beneficio social aislado.

Las principales causas para la disminución del beneficio social están dadas por la variación de los precios esperados de mercado y la absorción del déficit por parte del sistema con menor costo de racionamiento. En este contexto, los principales perjudicados son los consumidores debido a que compran energía a precios mayores y, son propensos a cortes de carga en escenarios con déficit de generación.

Con estos antecedentes y con el objetivo de eliminar las barreras de integración, se recomienda estudiar modelos de mercado regional con énfasis en el congestionamiento de la red de transmisión y en la óptima asignación de reserva.

Por último, se analizaron las repercusiones que tienen el poder de mercado en el beneficio social de los sistemas participantes. Tanto los beneficios sociales con competencia perfecta como con poder de mercado de los sistemas participantes, aumenta con respecto al beneficio social de los sistemas optimizados de forma aislada o individual. Por lo tanto, no se constituye como obstáculo para la integración de sistemas con diferentes tipos de competencia en la generación, aunque es necesaria una normativa de protección a los agentes consumidores con la finalidad de conservar el mayor beneficio que ofrece la integración regional.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Huang, J. Sung-Kwan, 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, Nov. 2005.
- [2] Curso de Posgrado: "Estudios de confiabilidad y reserva en mercados competitivos", Instituto de Energía Eléctrica - Universidad Nacional de San Juan, Argentina, 2009.
- [3] S. Oren, "Design of ancillary service markets," System Sciences, Proceedings of the 34th Annual Hawaii International Conference on, January 2001
- [4] G. Basotti, F. Olsina, F. Garces, "Co-optimización de los mercados de energía y reserva considerando restricciones del sistema de transmisión", XII ERIAC, Décimo tercer encuentro regional iberoamericano del CIGRÉ, Iguazú, Argentina, Mayo 2009.
- [5] 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.
- [6] I. Erlich, "Mean-variance mapping optimization algorithm home page", [Online]. Software Available at: <http://www.uni-due.de/mvmo/>
- [7] 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.

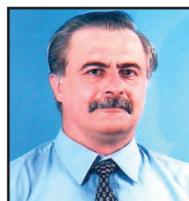
- [8] M. Ibarburu, X. García, "Modelos Teóricos sobre el Comercio Internacional de Electricidad", Departamento de Economía - Universidad Católica del Uruguay, Montevideo, Uruguay, Noviembre 2007.
- [9] W. Rodríguez, "Efectos del Dumping en la Comunidad Andina", Centro de Documentación de la Secretaría General de la Comunidad Andina. <http://www.comunidadandina.org/bda/docs/BO-INT-0004.pdf>.



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 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 consultorias y proyectos de investigación concerniente a mercados eléctricos competitivos, precios de transmisión y despacho económico hidrotérmico.