



XXII CONGRESO NACIONAL DE INGENIERÍA
MECÁNICA, ELÉCTRICA Y RAMAS AFINES



MERCADOS ELÉCTRICOS TRANSFRONTERIZOS

Impacto de las políticas regulatorias

Dr. Jaime E. Luyo

Lima, 07 de setiembre del 2017

CONTENIDO

- Proceso de Integración Eléctrica regional. Modelos de mercado eléctrico en LA.
- Decisiones de Integración Eléctrica en la Comunidad Andina de Naciones (CAN).
- Mercados eléctricos transfronterizos . Exportación-Importación de electricidad.
- Mecanismos regulatorios y de remuneración de capacidad.
- Impacto de las Energías Renovables.
- La complementariedad hidrológica.
- La brecha de costos marginales y precio de la energía en barra regulado.

PROCESO DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL

Nivel de Integración	Nivel de conexión	Acuerdos comerciales	Armonización	Planeamiento e inversiones	casos
Interconexión	Generalmente bilateral al inicio y después multilateral	Contratos de largo plazo (PPA)	Reglas simples para operar los sistemas	A nivel nacional sin coordinación	Argentina-Brasil, Ecuador-Colombia, GMS.
Baja integración	Redes interconectadas entre varios países	Contratos de largo plazo y de costo plazo	Armonización de reglas de operación, de uso de redes y de tarifas de transmisión	Algún tipo de coordinación de las inversiones	SIEPAC, SAPP
Alta integración	Operación conjunta de varios países	Competencia a varios niveles (ocasional, <i>day ahead</i> , subastas de derechos de transmisión.	Agencias reguladores y operadores regionales	Agencia regional con capacidad de exigir inversiones a países en línea con planes regionales	PJM, UCTE

Modelos de mercado eléctrico en Países de LA

País / Componente del Mercado	Despacho y Mercado Spot	Contratos	Pago por Capacidad	Expansión (Driver)	Servicios Auxiliares	Grandes Usuarios
Colombia	Ofertas de Generadores Mínimo Precio Uninodal	No estandarizados Distribuidores Licitan libremente	Competitivo. Regulador convoca licitaciones	Pagos por capacidad	No hay mercado	Instalación > 100 kW ó consumo mensual \geq 55 Mwh/mes
Nicaragua	Costos Variables y Valor del Agua Mínimo Costo Uninodal	Estandarizados	Regulado	Contratos de Largo Plazo de Distribuidoras	Mercado Limitado, con cotas establecidas por el Regulador	Conexión a tensión \geq 13.8 kV e instalación \geq 1 MW
Perú	Costos variables y Valor del Agua Mínimo Costo Multinodal	Estandarizados	Regulado	Contratos de Largo Plazo de Distribuidoras	Mercado de energía reactiva para control de la tensión	Instalación \geq 200 kW
República Dominicana	Mínimo Costo Uninodal	Estandarizados	Regulado	Contratos de Largo Plazo de Distribuidoras	No hay mercado	Regulador decide caso por caso

CONCEPTOS DE LA DECISIÓN EN TRÁMITE

COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES (CAN)

- Sólo se exportará excedentes de corto plazo (despacho 24 horas). Sin firmeza. No se requiere pago por capacidad
- Se introduce el concepto de mercado del día previo (**vinculante**) y de los mercados intradiarios.
- **Se distingue** los precios del mercado interno de los precios del resto.
- Las rentas congestión se asignarán **50% - 50%** entre los países importador y exportador.
- Solo configura un mercado de corto plazo entre operadores del mercado. No se requiere contratos comerciales para habilitar las transacciones
- **No** se prevé **regulación** sobre contratos bilaterales entre agentes
- Las transacciones físicas internacionales serán consecuencia del **despacho económico** de los excedentes de producción,
- **No** se exportará **subsidios**
- El pago por el uso de las redes se efectuará a través del concepto de **peaje**. **No** se requiere el concepto de **país de tránsito** para la remuneración de la transmisión.

Sistema de Interconexión Eléctrica Andina SINEA

Perú - Ecuador

Análisis operación sincrónica 220 kV
(2017)

1ª Línea 500 kV La Niña-Daule (2017)
2ª línea 500 kV La Niña-Daule (2020)

Perú - Chile

Back to Back + línea 220 kV Los
Héroes – Arica (2017)

Línea HVDC Montalvo – Crucero
(2020)

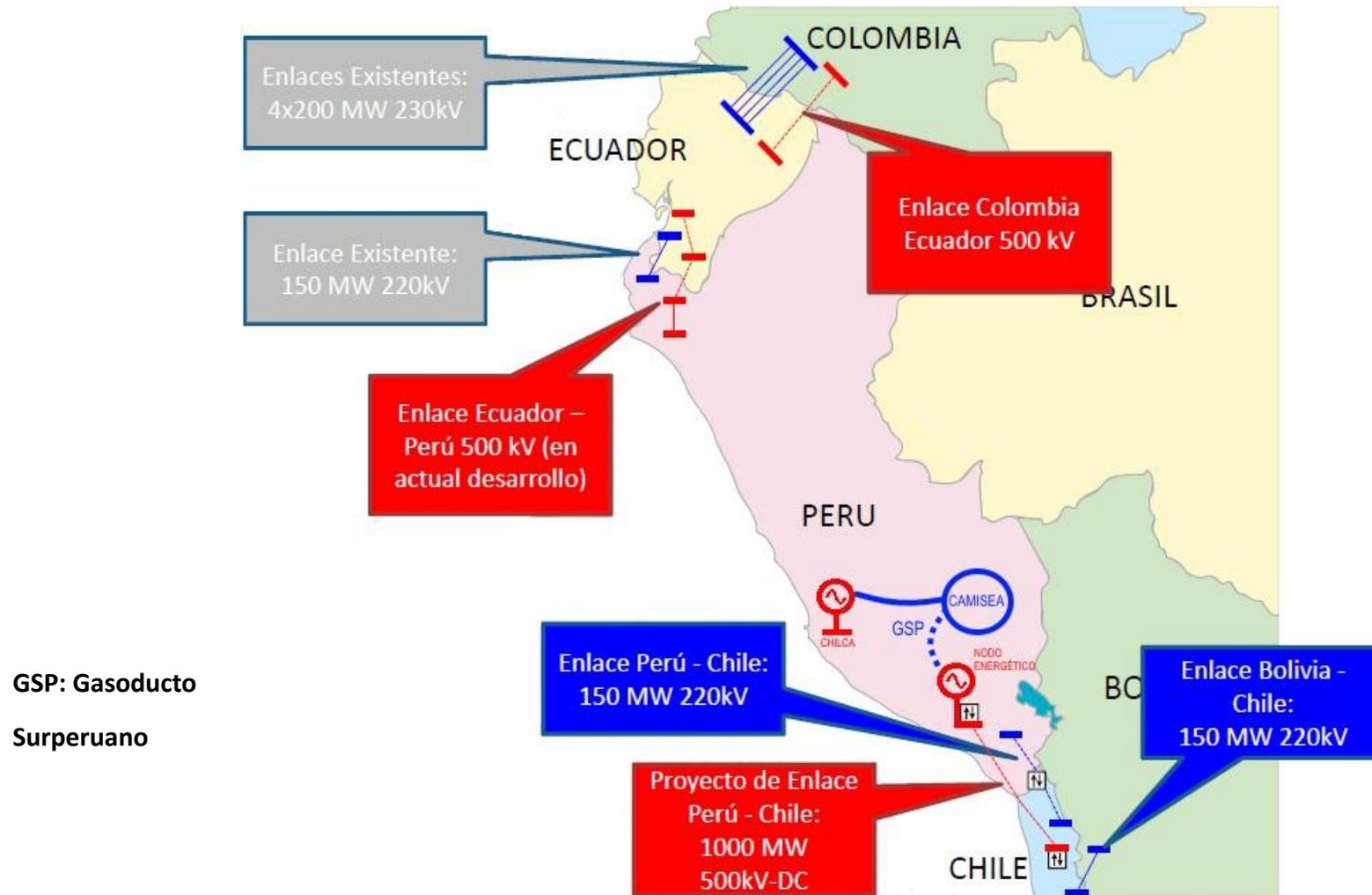
Colombia - Ecuador

Línea 500 kV Alférez
Jamondino – Inga (2017-2020)

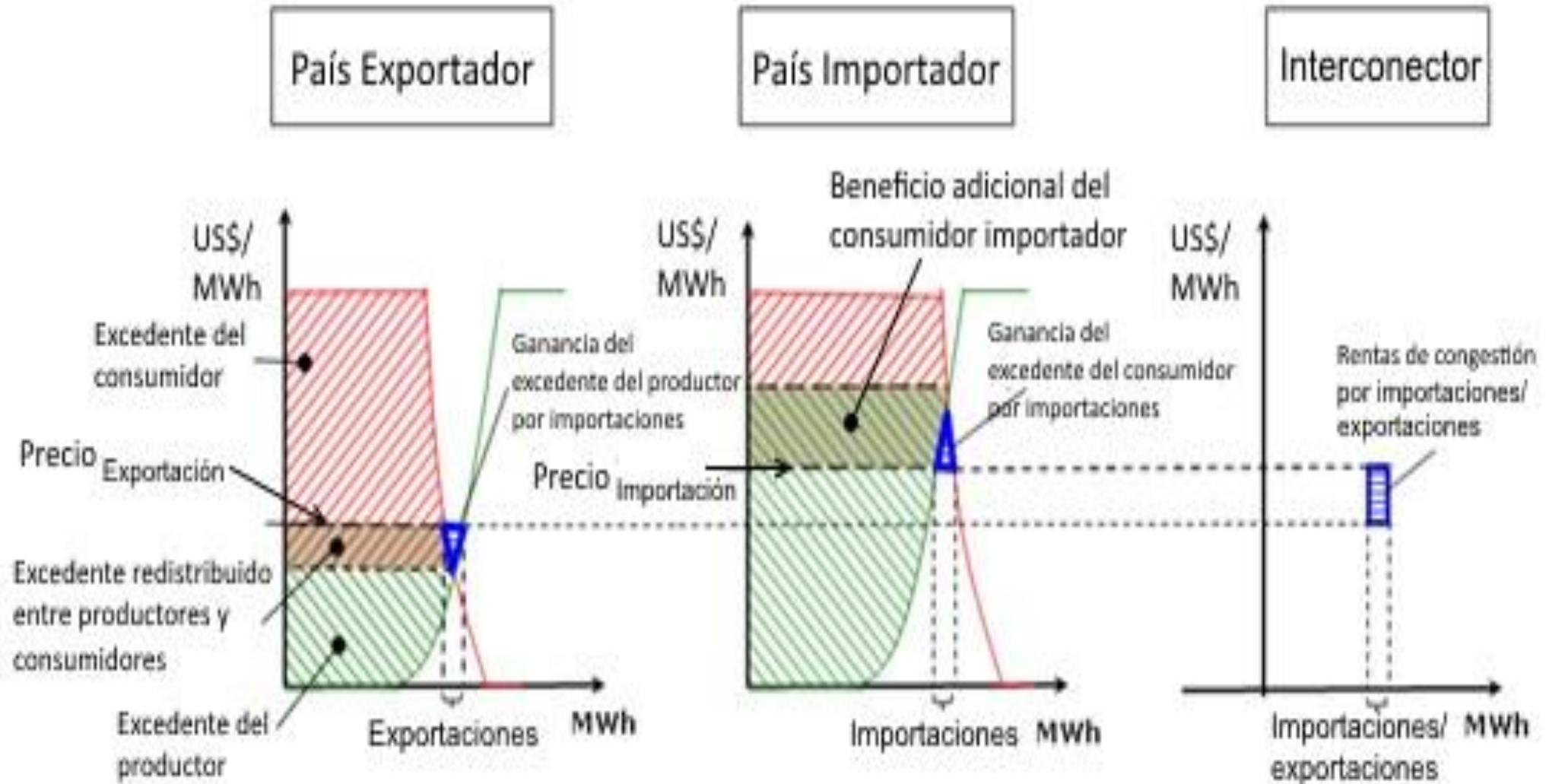
Incrementos de la capacidad
actual interconexión 230kV



Interdependencia Gas-Electricidad: Interconexión Internacional del Perú



Exportación-Importación de electricidad entre dos países



Cuando un generador dominante vende electricidad en dos países

Precio y producción en país de origen: $p_D(q_D)$

Precio y producción en país extranjero: $p_E(q_E)$

Función de costos: $C(q_D + q_E)$

Podemos observar que:

- El generador dominante **reducirá su producción** en el país de menor precio, induciendo así a que éste **suba**; además elevará la producción de exportación al otro país.
- La subida de precio en el país de origen será **más acentuada** cuando su demanda es **más inelástica** (caso del Perú).

Por lo tanto, la empresa generadora dominante tendrá **beneficios extraordinarios**; mientras que los **perdedores** serán los consumidores del país de origen y **ganadores** los consumidores del país importador.

$$\text{Beneficios: } \Pi = p_D \cdot q_D + p_E \cdot q_E - C$$

∴ condición de máximos beneficios:

$$\frac{\partial p_D}{\partial q_D} \cdot q_D + p_D = \frac{\partial p_E}{\partial q_E} \cdot q_E + p_E$$

Cuando

$$p_E > p_D$$

entonces

$$\frac{\partial p_E}{\partial q_E} \cdot q_E < \frac{\partial p_D}{\partial q_D} \cdot q_D$$

Costos y Ahorros : Interconector 150 MW

COMENTARIOS:

-Los costos aumentan en todo el periodo para en el SEIN y se reducirán en el SING-SIC.
- Los ahorros serán para Chile (subsidio implícito peruano). Además, Perú tácitamente pagará el Interconector.

CAVP combinado en el caso NCC (\$ Millones)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Costo de producción del SEIN	\$1,497	\$1,742	\$1,764	\$1,872	\$1,961	\$2,103	\$2,078	\$2,213	\$2,430	\$2,697
Costo de producción del SING	\$1,189	\$1,250	\$1,263	\$1,272	\$1,373	\$1,452	\$1,458	\$1,618	\$1,725	\$1,886
Costo de producción del SIC	\$1,981	\$2,068	\$2,061	\$1,988	\$2,102	\$2,142	\$2,191	\$2,307	\$2,468	\$2,715
Costo total de producción	\$4,668	\$5,060	\$5,089	\$5,131	\$5,437	\$5,697	\$5,727	\$6,138	\$6,623	\$7,298
Factor de descuento del 12%	0.89	0.80	0.71	0.64	0.57	0.51	0.45	0.40	0.36	0.32
Costos descontados de producción	\$4,168	\$4,034	\$3,622	\$3,261	\$3,085	\$2,886	\$2,591	\$2,479	\$2,388	\$2,350
CAVP	\$30,864									

Ahorros en CAVP para el caso básico frente al caso NCC (\$ Millones)

Interconector de 150 MW	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Costo de producción del SEIN	\$1,557	\$1,803	\$1,825	\$1,923	\$2,015	\$2,158	\$2,133	\$2,270	\$2,487	\$2,759
Costo de producción del SING	\$1,152	\$1,213	\$1,229	\$1,237	\$1,333	\$1,405	\$1,403	\$1,559	\$1,656	\$1,842
Costo de producción del SIC	\$1,938	\$2,027	\$2,010	\$1,942	\$2,057	\$2,095	\$2,153	\$2,267	\$2,438	\$2,635
Costo total de producción	\$4,647	\$5,043	\$5,064	\$5,102	\$5,405	\$5,658	\$5,689	\$6,096	\$6,581	\$7,235
Factor del 12% de descuento	0.89	0.80	0.71	0.64	0.57	0.51	0.45	0.40	0.36	0.32
Descontado	\$4,149	\$4,020	\$3,604	\$3,243	\$3,067	\$2,866	\$2,573	\$2,462	\$2,373	\$2,330
CAVP, producción	\$30,688									
CAVP, interconexión	\$86									
CAVP, total	\$30,774									
CAVP, NCC	\$30,864									
Ahorros totales en CAVP	\$90									
Porcentaje ahorrado	0.29%									

- MECANISMOS REGULATORIOS Y DE REMUNERACIÓN DE LA CAPACIDAD.
- IMPACTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.

Reserva de capacidad (R) en Mercados transfronterizos

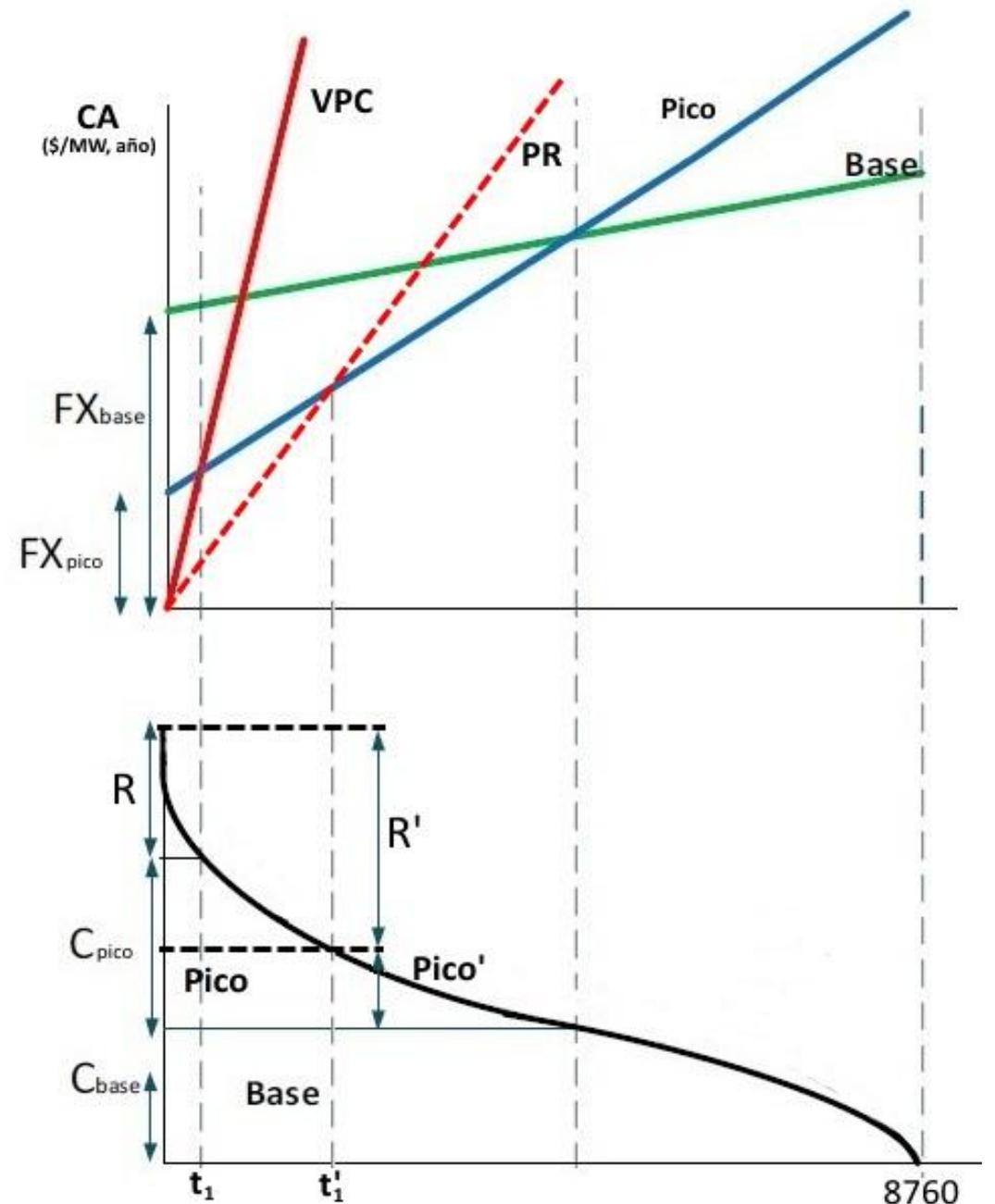
CA: costos anuales

PR: precio de R < VPC

VPC: valor de PC

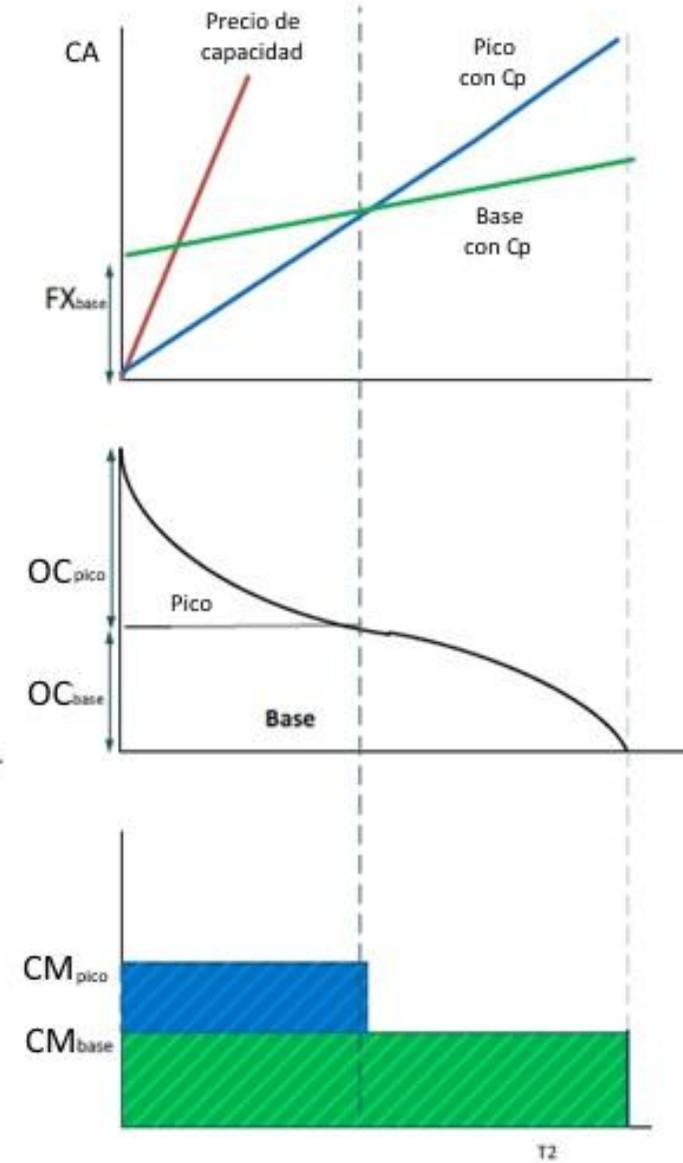
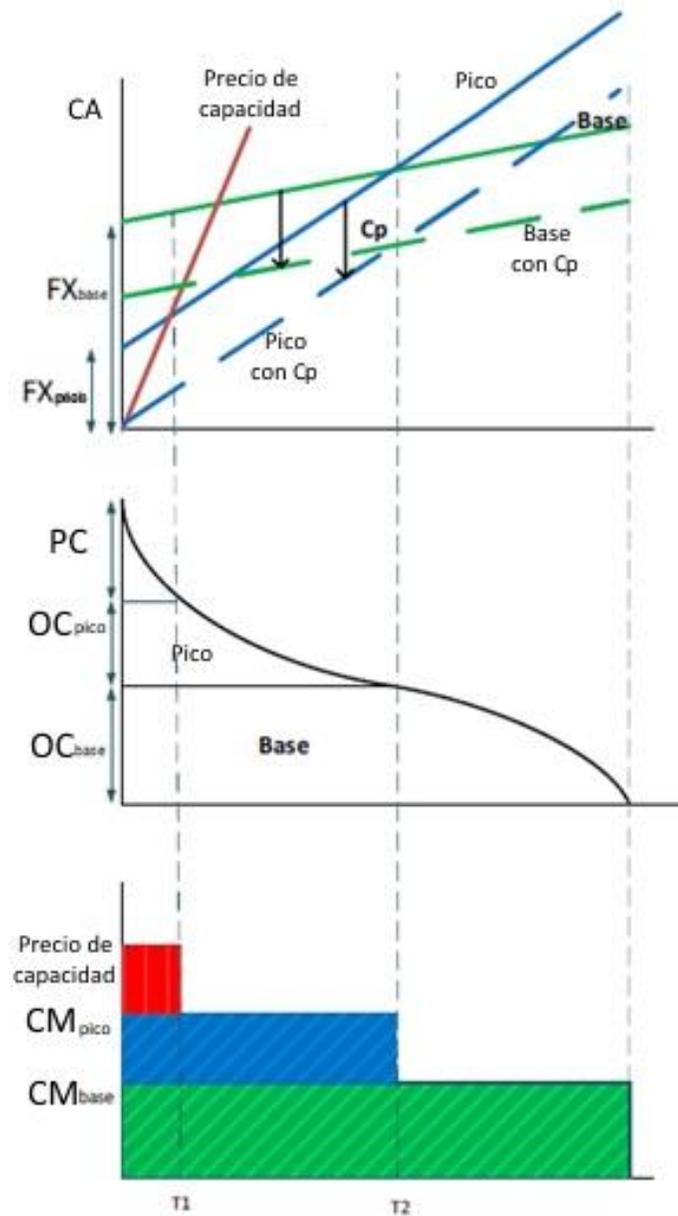
COMENTARIO :

En el largo plazo, aumenta la necesidad de reserva de capacidad ya que se reduce el incentivo en las inversiones en capacidad de base y pico. Esta modalidad (R) aplicada en Perú, pero remunerada fuera del mercado y cargada en el precio al consumidor local y beneficiará al consumidor del mercado importador (*free-rider*).



Impacto de la política de remunerar la Capacidad

- Los generadores además de tener ingresos por la venta de energía, son remunerados a un precio (C_p en $\$/MW,year$) determinado por el regulador o a través de subasta en el mercado de capacidad.
- La fig. de la izquierda representa el caso de corto plazo; y la fig. de la derecha el caso de largo plazo.
- En el corto plazo puede haber pérdida de carga (PC), en el largo plazo la capacidad óptima de pico (OC_{pico}) y de base (OC_{base}) cubren la suficiencia de capacidad.



Equilibrio de largo plazo con fuentes Renovables de Energía (RE)

CA: costos anuales

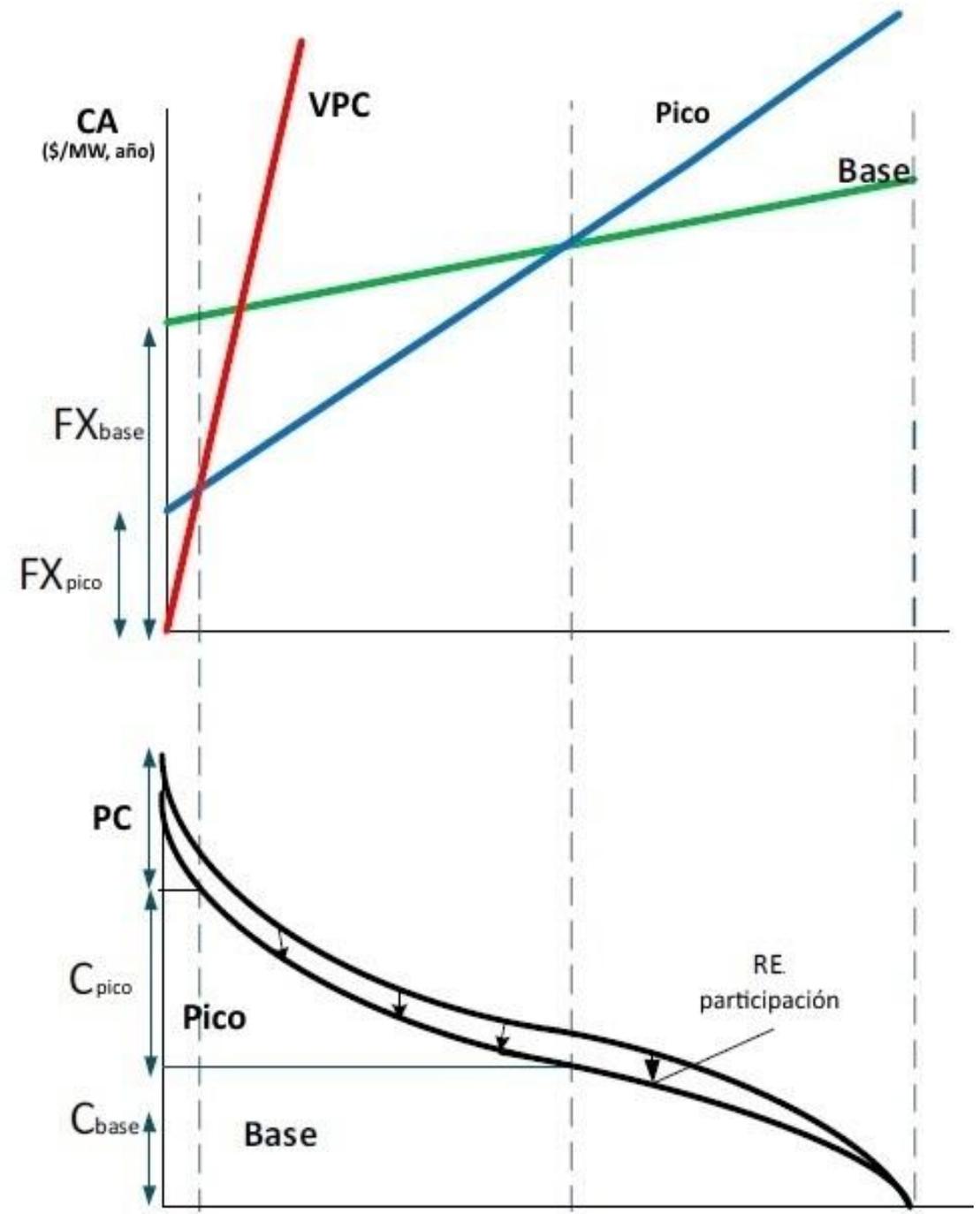
PC: pérdida de carga

VPC: valor de PC

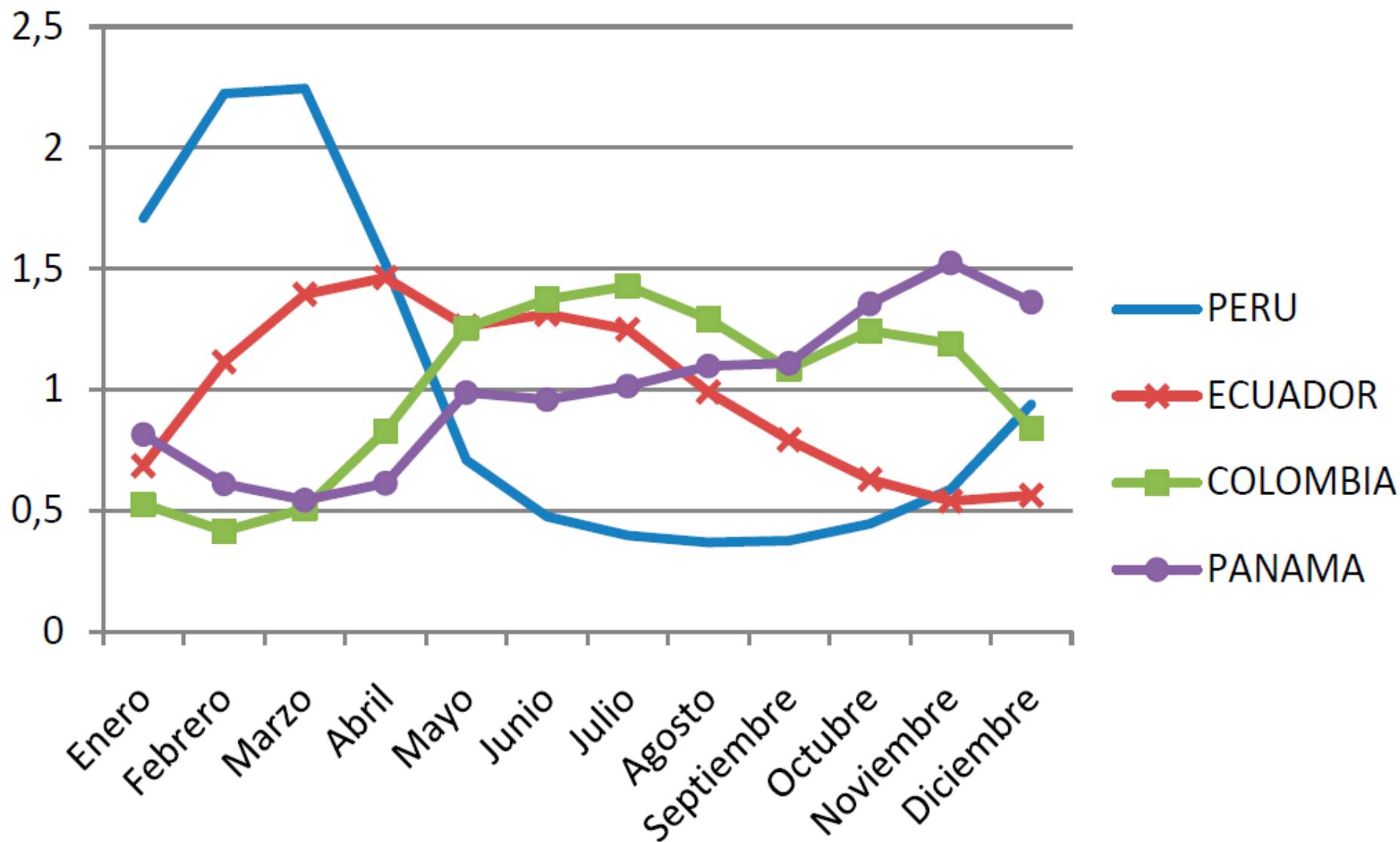
COMENTARIO :

se reduce la necesidad de capacidad en base y pico; pero debido a la intermitencia de las RE se tiene incorporar un respaldo flexible de generación convencional.

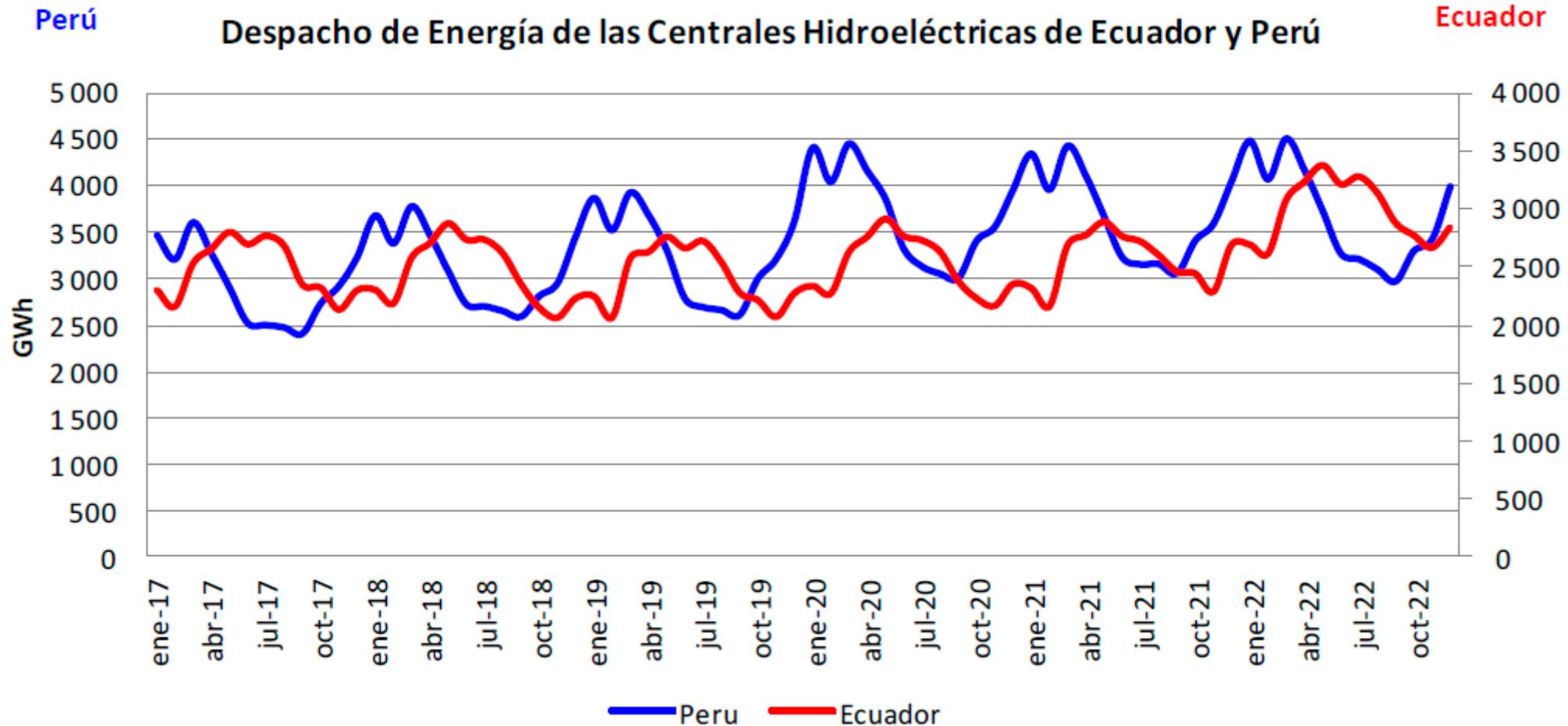
Fuente: elaboración propia



Complementariedad hidrológica- CAN-Panamá



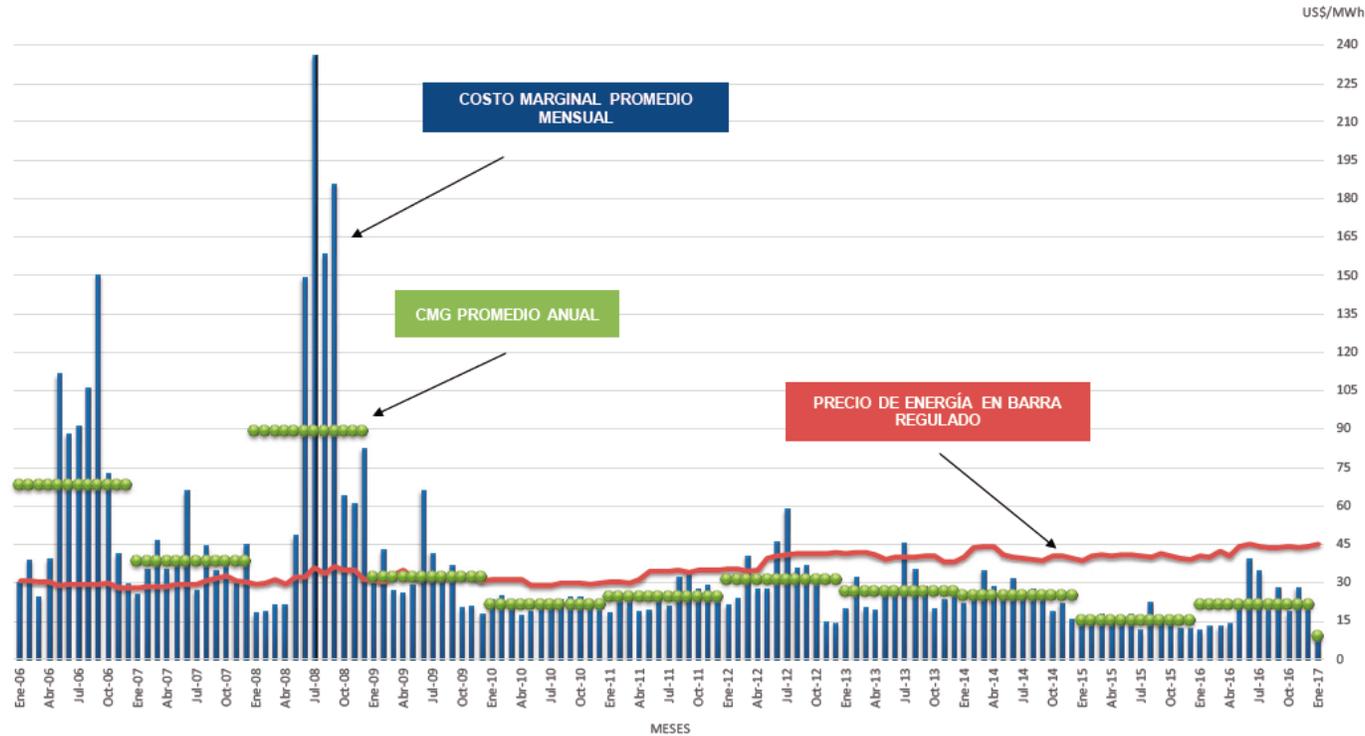
Complementariedad Hidrológica Perú-Ecuador



Resultados de simulación de la operación de ambos sistemas de manera aislada

SEIN : Se amplía la brecha P.Barra vs. Cmg

COSTO MARGINAL PONDERADO, TARIFA EN BARRA PONDERADO Y CMG PROMEDIO ANUAL DEL SEIN EN BARRA SANTA ROSA 220 KV



MESES	T. BARRA (*) (USD/MW.h)	CMG (USD/MW.h)
Ene-16	40,27	10,99
Feb-16	39,87	12,42
Mar-16	42,23	12,36
Abr-16	40,28	13,26
May-16	43,95	19,90
Jun-16	45,04	38,82
Jul-16	44,08	34,13
Ago-16	43,68	18,93
Set-16	43,59	27,56
Oct-16	44,05	17,93
Nov-16	43,45	27,60
Dic-16	44,12	23,08
Ene-17	45,12	8,83

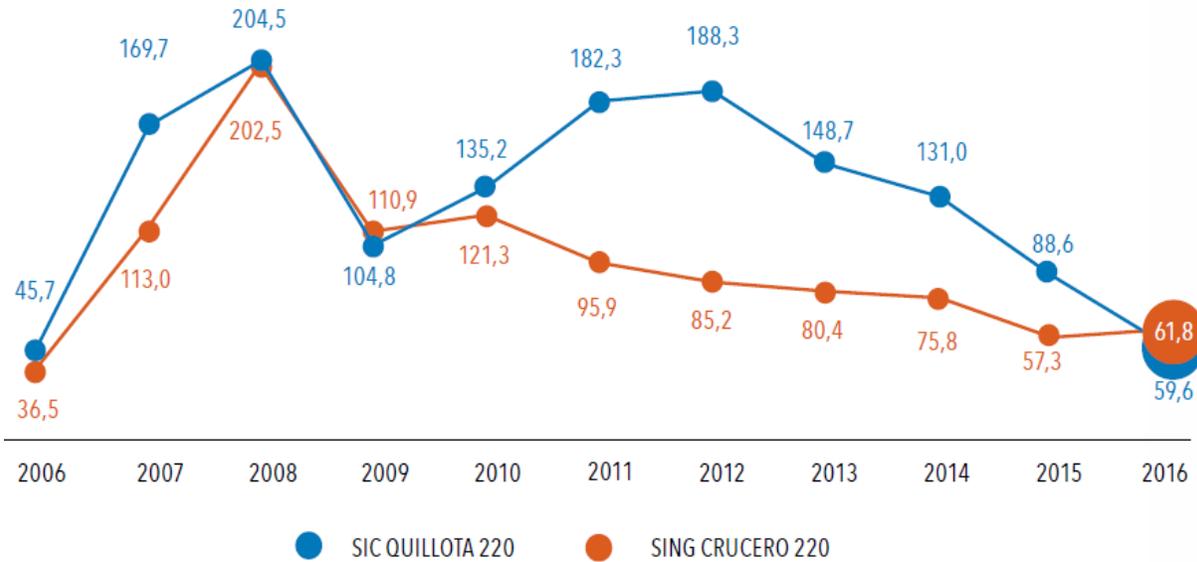
(*) Fuente OSINERGMIN

Fuente: COES, 2017

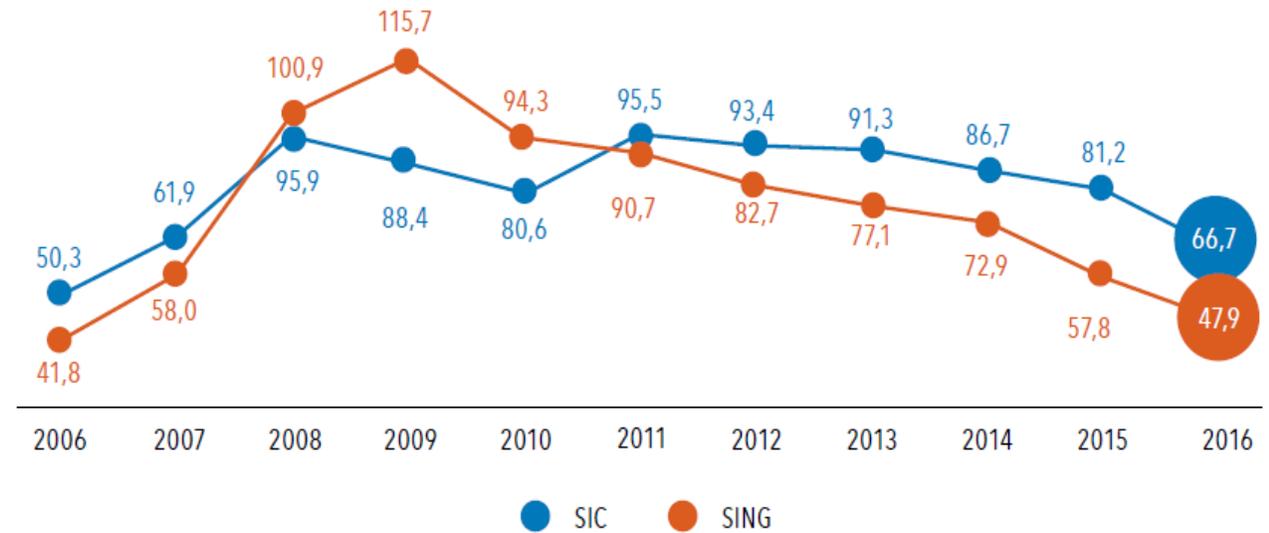
COMENTARIOS: Como resultado de la ley de Generación Eficiente (Nº 28832) que no consideró el poder de dominio (y colusión) existente en el segmento de generación y distribución; los consumidores regulados sujetos a tarifa (residencial, comercial, industrial menor) llevan la carga del incremento del precio de la electricidad a diferencia de los grandes usuarios y usuarios libres.

Precios de la Electricidad en Chile

EVOLUCIÓN DE COSTOS MARGINALES POR SISTEMA ENTRE LOS AÑOS 2006-2016 EN USD/MWh



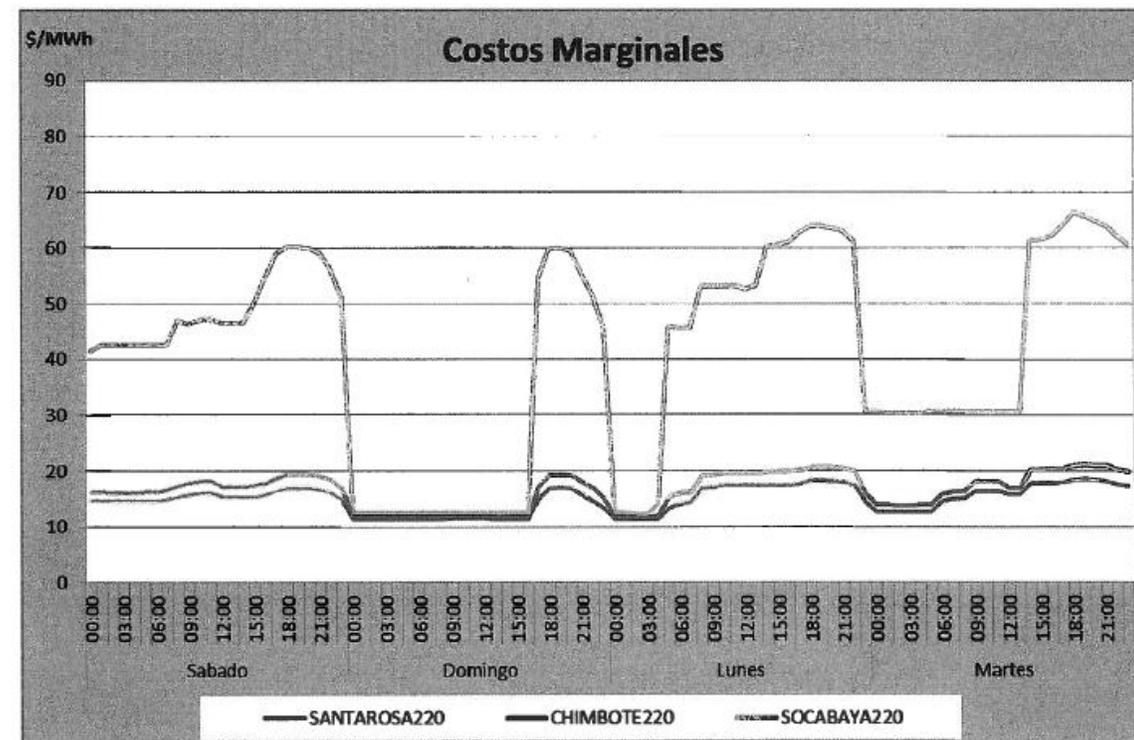
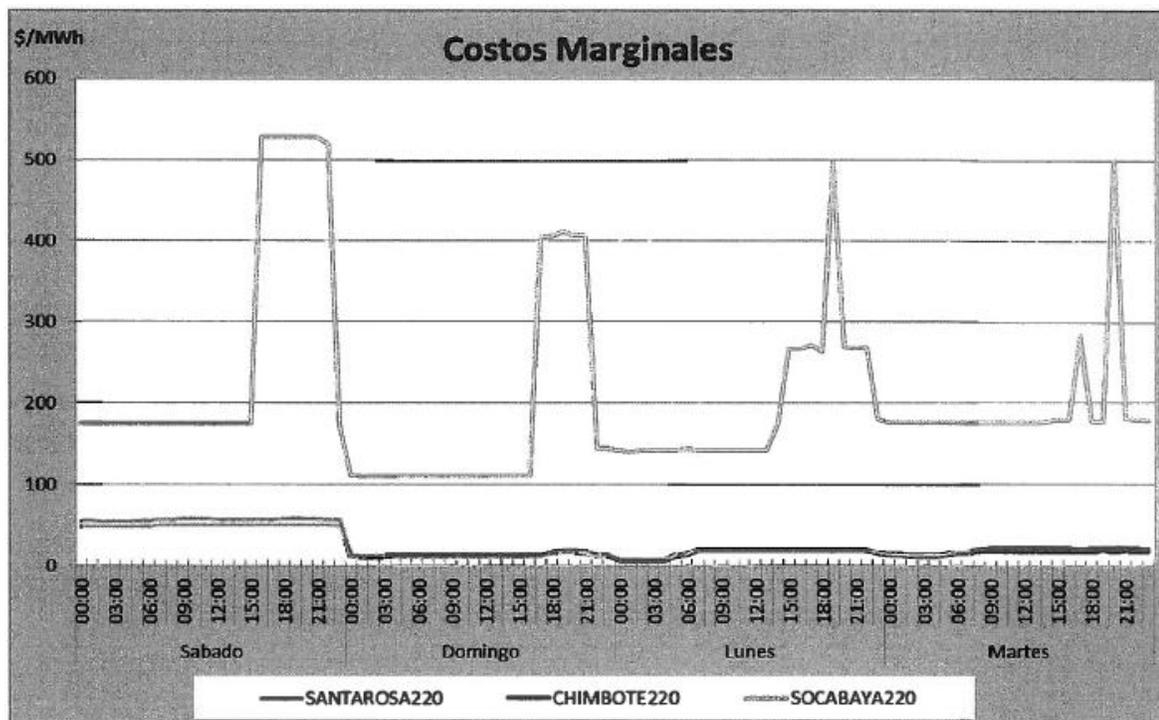
EVOLUCIÓN PRECIO NUDO DE ENERGÍA ENTRE LOS AÑOS 2006-2016 EN USD/MWh



Fuente: CNE

COMENTARIO : es una situación similar (pero menos acentuada) en el SIC y, contraria en el SING, al caso de Perú .

Cmarg. en regiones Norte, Centro y Sur-SEIN



Ref.: Informe COES –IT-017-2017

Costos marginales en las principales barras del SEIN (US \$/MWh)

COMENTARIOS :

- El COES reconoce que existe una **congestión permanente** en la interconexión Centro-Sur hasta la puesta en operación del la LT 500 Kv Mantaro-Marcona-Nueva Socabaya-Montalvo (MAMO). Esto, ha venido causando que los cmarg. de la región Sur han sido muy superiores a las regiones Centro y Norte y, que en el caso de contingencias (indisponibilidad de la CHE Cañon del Pato y grupo 4 de la CHE Macchu picchu sin proyecto MAMO) llegan a ser **10 veces superiores** (V. Fig. izquierda).
- Tambien , para el caso de puesta en operación del proyecto MAMO que supuestamente descongestiona la interconexión Centro-Sur; para las mismas contingencias , cmarg. en el Sur son **hasta 4 veces mayores** que en Centro y Sur (V. Fig. derecha).

Cargos que se incluyen en el cálculo de la Tarifa en Barra para Usuarios regulados (servicio público de electricidad)

Cargo por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS), que implica la compensación a las centrales duales que operan con gas natural o diesel y las centrales de Reserva Fría licitadas por PROINVERSION (**Artículo 6° de DL-1041**)

Cargo por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables (Prima RER), que implica la compensación a las centrales de generación que utilizan RER (**Artículo 7° de DL-1002**)

Cargo por Compensación de Generación Adicional (CUGA), que implica el pago por instalación de unidades de emergencia (**Artículo 5° de DU-037-2008**)

Cargo por Compensación de Costo Variable Adicional (CVOA-Cmg), que implica los sobrecostos de las unidades que operan con costo variable mayor al costo marginal (**Artículo 1° del DU-049-2008**)

Cargo por Compensación de Retiros Sin Contratos (CVOA-RSC), que implica los sobrecostos de las unidades que cubren los Retiros Sin Contratos (**Artículo 2° del DU-049-2008**)

Cargo por Compensación por FISE, que implica la compensación a los generadores eléctricos por el recargo en el transporte de gas natural que financia el FISE (**Artículo 4° de la Ley N° 29852**)

Cargos que se incluyen en el cálculo de la Tarifa en Barra para Usuarios regulados (servicio público de electricidad)

Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE), destinado a completar los ingresos garantizados para implementar proyectos de suministro de gas natural y líquidos de gas natural para el afianzamiento de la seguridad energética contratados por PROINVERSION (**Artículo 4° de Ley N° 29970**). **Recientemente derogado.**

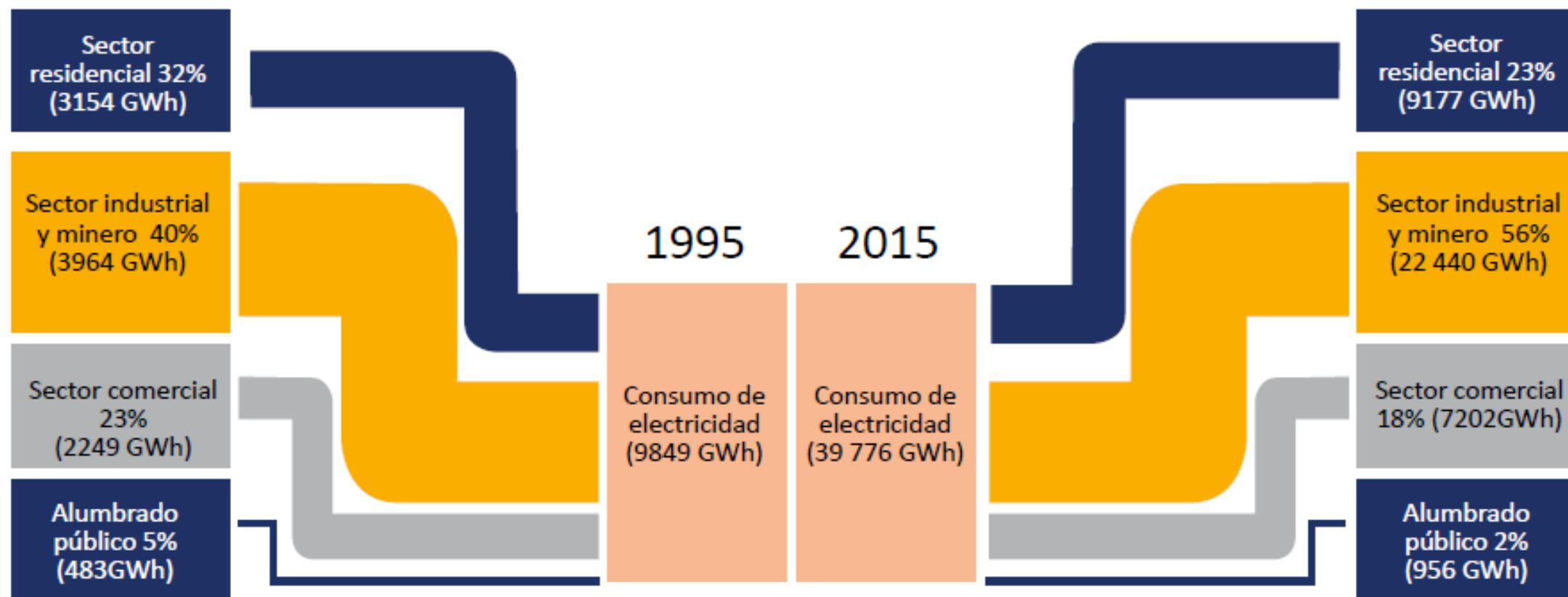
Cargo por Capacidad de Generación Adicional, que implica la compensación a las centrales de generación contratadas por PROINVERSION como parte del Nodo Energético del Sur (1 000 MW Adjudicados a la Fecha), así como la C.T. Quillabamba (200 MW) (**Artículo 4° de Ley N° 29970**)

Cargo por Desconcentración de la Generación Eléctrica, que implica compensar los costos del gas natural para generación eléctrica en norte y sur del país con el objeto de desconcentrar la generación eléctrica y, de ser necesario favorecer el Nodo Energético en el Sur del Perú, para compensar el costo fijo de los contratos de transporte firme de gas natural que no sean asumidos por la centrales existentes (incluye C.T. Quillabamba) (**Artículo 5° de Ley N° 29970**)

Al fecha la Resolución Ministerial N° 124-2016 para implementar este cargo.

Cargo por Mecanismo de Compensación para la Generación en Sistemas Eléctricos Aislados, cargo destinado a beneficiar a los sistemas aislados que defina el Ministerio de Energía y Minas con tarifas similares a las del SEIN. Esta compensación será adicional a la compensación actual de sistemas aislados (**Artículo 5° de Ley N° 29970**)

Estructura del consumo en el mercado eléctrico, según tipo de uso, 1995 y 2015



Nota. El mercado eléctrico comprende el SEIN y los SS.AA. Fuente: GRT - Osinermin. Elaboración: GPAE - Osinermin.

INTEGRACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS TRANSFRONTERIZOS : ACTUALES DESAFÍOS

- Las **políticas de seguridad energética** nacional adoptadas en un país fronterizo afectará también al país vecino, afectando las inversiones en transmisión y generación eléctrica y, también algunos participantes en el mercado integrado **pueden resultar perdedores**.
- La introducción de **mecanismos de remuneración a la capacidad** (*Pagos por capacidad, reserva estratégica, subastas de capacidad, opciones de confiabilidad* y otros) para el aseguramiento del suministro eléctrico, **pueden tener efectos negativos**, sobretodo si se adoptan unilateralmente por un país fronterizo, como: uso ineficiente del interconector; *free-riding*, forzar el re-diseño del mercado vecino, y otros.
- La adopción de **mecanismos regulatorios** (como *price cap*) para reducir el poder de dominio de los generadores existentes, mal diseñados **puede tener el efecto opuesto**.

INTEGRACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS TRANSFRONTERIZOS : ACTUALES DESAFÍOS

- La política de incorporación de fuentes de energía renovable no-convencional (ER) **influye el proceso de integración** afectando la suficiencia de capacidad a largo plazo, las inversiones y rentabilidad del interconector y generadores.
- Posible *dependencia* energética de la importación en el país más pequeño. La necesidad de una *reserva estratégica*.
- La *complementaridad* energética es necesaria para beneficios de la integración y condiciona la mayor capacidad en la interconexión eléctrica.
- **Las características energéticas de los países y la política energética** determinan los beneficios y riesgos en el *proceso de integración*.
- El mecanismo *market coupling* (cada área vecina de mercado se mantiene administrativamente independiente. Integra la transacción de asignación de capacidad y de electricidad) es el que **se adapta más a la realidad latinoamericana**.

Reflexiones Finales

- La brecha actual de hasta más de cinco veces mayor del precio de energía en barra regulado sobre los costos marginales en el SEIN, refleja una notoria distorsión en el precio de la electricidad que tendrá un efecto negativo en el mediano y largo plazo para la **competitividad** y **eficiencia** del mercado eléctrico peruano. La notoria diferencia de los cmarg. en la región Sur mayor en hasta diez veces respecto al Centro, explica que hay un **subsidio cruzado** a favor de la industria del Sur a través del mecanismo de promedio ponderado del cmarg..
- Los usuarios regulados tiene una tarifa eléctrica que incorpora cargos (por reserva fría, prima para ER, plantas de emergencia, retiros sin contrato, Nudo energético del sur, costos de GN para desconcentrar la generación, entre otros) lo que resulta en un **precio de electricidad residencial más alto** de Sudamérica y uno de los **más bajos para el sector industrial**.
- **La distorsión de precios de la electricidad** en Perú, anticipa que los grandes perdedores, en el caso de exportación de electricidad, **serán los usuarios regulados**. Un factor de distorsión de precios de la energía es, la introducción del **Mecanismo de Ingresos Garantizados** con la LEY N° 29970, y el art. 5 de la ley 27133; que deben derogarse porque es lesivo al consumidor nacional y no se ha cumplido con el desarrollo petroquímico como objetivo principal.

Reflexiones Finales

- En los mercados transfronterizos el precio aumenta para el consumidor en el lado exportador y se reduce para el consumidor importador; y el generador exportador incrementará sus beneficios y más si tiene posición dominante. Esto se debe considerar en las transacciones. La empresa de transmisión (interconector) que conecta los mercados tendrá **rentas de congestión**.
- La Decisión propuesta en la CAN de fijar “los precios del mercado interno de los precios del resto”, no respeta los fundamentos del **libre mercado**. Se debe revisar además la distribución igualitaria de rentas de congestión y, considerar que habría exportación de subsidios (en Perú hay **subsidio implícito** al GN y Polo Energético del Sur) y pagos por capacidad. Se debe **coordinar** (nó unilateralismo) entre los países las políticas de suficiencia de generación y capacidad de interconexión, y de mecanismos de remuneración de capacidad para evitar distorsiones en el comercio transfronterizo.