

ANÁLISIS DE LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA PANAMÁ – CAN
BAJO EL ESQUEMA DE SUBASTA IMPLÍCITA

María Camila Ochoa Jaramillo

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
Facultad de Minas
Maestría en Ingeniería de Sistemas
Medellín

Abril de 2010

ANÁLISIS DE LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA PANAMÁ – CAN
BAJO EL ESQUEMA DE SUBASTA IMPLÍCITA

TESIS DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
MAGÍSTER EN INGENIERÍA DE SISTEMAS

MARÍA CAMILA OCHOA JARAMILLO
Ingeniera Industrial

Director:
CARLOS JAIME FRANCO C., PhD
Profesor Asociado
Universidad Nacional de Colombia

Abril de 2010

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
Facultad de Minas
Maestría en Ingeniería de Sistemas
Medellín

AGRADECIMIENTOS

A Carlos Jaime Franco C., Ph. D, Profesor Asociado de la Universidad Nacional de Colombia y director de esta tesis, por su valiosa asesoría, orientación y apoyo.

A Isaac Dyner R., Ph. D, Profesor Titular de la Universidad Nacional de Colombia, por sus invaluable consejos y colaboración desinteresada.

Al centro de excelencia CEIBA por el apoyo para la realización del proyecto de Integración Energética en América Latina dentro del cual se desarrolló esta tesis.

A mi familia y a Felipe por su incondicional apoyo y valiosa colaboración.

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	iii
LISTA DE TABLAS.....	v
RESUMEN	vi
1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. MERCADOS ELÉCTRICOS EN AMÉRICA LATINA	4
2.1. PANAMÁ.....	4
2.2. COLOMBIA	6
2.3. ECUADOR	8
2.4. PERÚ	10
2.5. COMPARATIVO DE PAÍSES	12
3. LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA	16
3.1. ESQUEMAS PARA EL MANEJO DE LA CONGESTIÓN	17
3.1.1. Bloqueo de transacción basado en la publicación de la capacidad de transporte	18
3.1.2. Redespacho	18
3.1.3. Counter Trading – Recompra de energía.....	19
3.1.4. Subasta Explícita.....	19
3.1.5. Subasta Implícita	19
3.2. INTEGRACIÓN PANAMÁ – CAN: ¿MARKET SPLITTING O MARKET COUPLING?.....	21
3.2.1. Avances en integración eléctrica en la CAN	21
3.2.2. Avances en la interconexión Colombia – Panamá.....	22
3.3. PROCEDIMIENTO ANALÍTICO MARKET COUPLING	24
3.3.1. Dos países.....	24
3.3.2. Tres países	25
4. METODOLOGÍA.....	28
4.1. REVISIÓN DE LITERATURA.....	28
4.2. ELECCIÓN DE METODOLOGÍA	31
4.2.1. Modelo de Corto Plazo	31
4.2.2. Modelo de Largo Plazo	32

5. DESCRIPCIÓN DEL MODELO	34
5.1. MODELO DE DESPACHO BAJO MARKET COUPLING	35
5.2. MODELO DE LARGO PLAZO.....	37
5.2.1. Dinámica de la Expansión de Capacidad	37
5.2.2. Modelo de Dinámica de Sistemas.....	41
6. VALIDACIÓN	46
6.1. SENSIBILIDAD A LAS CONDICIONES HIDROLÓGICAS	47
6.2. VALIDACIÓN DEL COMPORTAMIENTO.....	49
7. ANÁLISIS DE POLÍTICAS.....	50
7.1. ESCENARIO BASE (EB)	51
7.2. INDEPENDENCIA ENERGÉTICA CON EXPANSIÓN ECONÓMICA DE LA RED (IER).....	55
7.3. LIBRE MERCADO (LM).....	58
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	62
8.1. ACERCA DE LA HERRAMIENTA	62
8.2. DEL ANÁLISIS DE RESULTADOS Y POLÍTICAS	62
8.3. DEL ESQUEMA DE MERCADO	63
8.4. OTRAS CONCLUSIONES	64
OTRAS CONSIDERACIONES Y TRABAJO FUTURO	65
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66
ANEXO 1: VALIDACIÓN DEL COMPORTAMIENTO	75
ANEXO 2: VALIDACIÓN DEL MODELO DE DESPACHO BAJO MARKET COUPLING	80
ANEXO 3: CÓDIGO FUENTE DEL MODELO DE DESPACHO BAJO MARKET COUPLING.....	84
ANEXO 4: ECUACIONES DEL MODELO DE DINÁMICA DE SISTEMAS.....	94

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Evolución de la Integración (ISA, 2005)	1
Figura 2. Capacidad Instalada de Generación en Panamá.....	5
Figura 3. Capacidad Instalada de Generación en Colombia	7
Figura 4. Capacidad Instalada de Generación en Ecuador	9
Figura 5. Capacidad Instalada de Generación en Perú	11
Figura 6. Potencial Energético (OLADE, 2009)	13
Figura 7. Capacidad Instalada de Generación	14
Figura 8. Complementariedad Hidrológica	14
Figura 9. Interconexiones de electricidad (CIER 2008)	17
Figura 10. Market Coupling para dos países (Interconexión Eléctrica S. A., 2005)	24
Figura 11. Market Coupling para tres países (Interconexión Eléctrica S. A., 2005).....	26
Figura 12. Esquema del Modelo de Gnansounou y Dong (Gnansounou, y otros, 2004).....	29
Figura 13. Notación en diagramas causales (Sterman, 2000)	33
Figura 14. Ciclo de Retroalimentación Negativo o de Balance	33
Figura 23. Acople del modelo	34
Figura 24. Esquema del funcionamiento del modelo de despacho	35
Figura 25. Casación	36
Figura 15. Diagrama Causal: Expansión de Capacidad de Generación	38
Figura 16. Ciclo de balance B1: Incentivos	38
Figura 17. Ciclo de balance B2: Precio Interno	39
Figura 18. Ciclo de balance B3: Exportación	39
Figura 19. Ciclo de balance B4: Importación.....	40
Figura 20. Ciclo de balance B5: Margen con Importación.....	40
Figura 21. Ciclo de balance B6: Margen con Exportación	40
Figura 22. Expansión de la Red de Transmisión.....	41
Figura 26. Diagrama de Flujos y Niveles para la Expansión de Capacidad.....	42
Figura 27. Diagrama para el Despacho Inicial.....	43
Figura 28. Diagrama de Flujos y Niveles para Hidroeléctricas	44
Figura 29. Secuencia de Validación.....	46
Figura 30. Generación Potencial Colombia con Costo de Oportunidad Cero	47
Figura 31. Generación Potencial Colombia con Costo de Oportunidad Alto	48
Figura 32. Vertimientos Colombia con Costo de Oportunidad Alto	48
Figura 33. Escenarios de Políticas.....	50
Figura 34. Precios con y sin integración y utilización de las redes EB.....	52
Figura 35. Generación EB	53
Figura 36. Capacidad Instalada de Generación EB	54

Figura 37. Generación y Utilización de las Redes IER	55
Figura 38. Expansión de Capacidad IER	56
Figura 39. Precios IER	57
Figura 40. Precios IER sin Interconexión Colombia-Ecuador	57
Figura 41. Generación IER sin Interconexión Colombia-Ecuador	58
Figura 42. Capacidad Instalada LM	59
Figura 43. Generación y Utilización de la Red LM	60
Figura 44. Precios LM.....	61
Figura 45. Generación y Utilización de las Redes con Menores Costos en Panamá y Perú	76
Figura 46. Generación Colombia EB y con ENSO	77
Figura 47. Generación y Utilización de la Red LM con ENSO	78

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Plan de Expansión en Generación Panamá (ETESA, 2008)	6
Tabla 2. Plan de Expansión en Generación Colombia (UPME, 2009)	8
Tabla 3. Plan de Expansión en Generación Ecuador (CONELEC, 2009).....	10
Tabla 4. Plan de Expansión en Generación Perú (Ministerio de Energía y Minas, 2008).....	12
Tabla 5. Diferencias entre Market Splitting y Market Coupling (OMEL-EPEX, 2009)	20
Tabla 6. El Niño, La Niña y sus Intensidades en los últimos 15 años (GGWeather, 2010)	77
Tabla 7. Condiciones Iniciales Caso 1	80
Tabla 8. Despacho Integrado Caso 1	80
Tabla 9. Flujos de Electricidad entre Países Caso 1	81
Tabla 10. Condiciones Iniciales Caso 2	81
Tabla 11. Despacho Integrado Caso 2	81
Tabla 12. Flujos de Electricidad entre Países Caso 2	81
Tabla 13. Condiciones Iniciales Caso 3	82
Tabla 14. Despacho Integrado Caso 3	82
Tabla 15. Flujos de Electricidad entre Países Caso 3	82
Tabla 16. Despacho Integrado Caso 4	83
Tabla 17. Flujos de Electricidad entre Países Caso 4	83

RESUMEN

La integración de los mercados eléctricos en América Latina está en sus comienzos, por esta razón es poco lo que se conoce acerca de su posible evolución y es difícil anticipar los efectos que pueden tener diferentes políticas bajo cierto esquema de integración.

Para la futura integración de los países de Panamá, Colombia, Ecuador y Perú, se plantea utilizar el esquema de mercado Market Coupling (CAN, 2002; ASEP - CREG, 2009; CAN, 2009); no obstante, existen opiniones encontradas acerca de los beneficios que puede brindar este esquema en la evolución a largo plazo de los sistemas eléctricos de los diferentes países.

En esta tesis se desarrolla una herramienta que permite analizar la evolución a largo plazo de los cuatro mercados integrados bajo diferentes escenarios y políticas. Se trata de un modelo de Dinámica de Sistemas que simula la expansión de capacidad en la región, acoplado a un modelo de despacho bajo Market Coupling.

Luego de observar el comportamiento del sistema sometido a diferentes escenarios y políticas, se concluye que el esquema Market Coupling puede funcionar bien en la integración de cuatro países en serie, no obstante el esquema deja abiertas muchas posibilidades para el manejo de las rentas de congestión y de variables importantes al interior de los países, que pueden afectar significativamente los beneficios de la integración.

PALABRAS CLAVE: Integración de Mercados Eléctricos, Simulación, Dinámica de Sistemas, Market Coupling.

ABSTRACT

Integration of electricity markets in Latin America is budding; there is not enough knowledge about its evolution and it is difficult to predict the development of the market under different policies with a certain integration scheme.

For the future integration of Panama, Colombia, Ecuador and Peru, Market Splitting is being posted, however the discussion about its possible benefits is still open.

We developed a tool for analyzing the long term evolution of the four integrated markets under different scenarios and policies: a System Dynamics model that simulates capacity expansion in the region, linked with a model of dispatch under market coupling.

After analyzing the behavior of the system under different scenarios and policies, we conclude that Market Coupling could be an appropriate scheme for the integration of four countries, however this

scheme lives many open possibilities regarding the assignment of congestion rents and important variables inside the countries, which may significantly affect the integration benefits.

KEY WORDS: Electricity Market Integration, Simulation, System Dynamics, Market Coupling.

1. INTRODUCCIÓN

Debido a la importancia que tiene la electricidad en la economía moderna, los mercados eléctricos se desarrollaron inicialmente como monopolios propiedad del estado. Sin embargo, desde los años 1980s estos mercados se han venido liberalizando, buscando mayor eficiencia y atracción del capital privado (Barker Jr. et al., 1994; Franco, 2002; Ochoa, 2007). Pero aún en mercados liberalizados la electricidad sigue siendo un tema de gran importancia para los gobiernos, debido al impacto que tiene sobre la economía y el desarrollo de las comunidades.

En busca de una mayor eficiencia y seguridad de suministro, muchos países han decidido desarrollar interconexiones con países vecinos e incluso mercados regionales de electricidad, como en el caso del NordPool, la Unión Europea, algunos mercados asiáticos y africanos, el Mercosur, la CAN y el MER en Latinoamérica, entre otros. Algunos de ellos, en especial el NordPool, han sido muy exitosos; pero también se conocen casos, como el africano, en donde la integración ha sido un fracaso. Según Larsen (Larsen, 2009), el éxito de los mercados integrados depende en gran medida de las condiciones iniciales de la región.

La integración eléctrica es un proceso complejo y de largo plazo que involucra tanto los aspectos técnicos relacionados con la generación y transmisión de la electricidad, como la armonización de los mercados (OEA, 2007), y va desde la construcción de una red que conecta los sistemas eléctricos de dos o más países, hasta la creación de un mercado regional o supraregional, como se observa en la Figura 1.



Figura 1. Evolución de la Integración (ISA, 2005)

Recientemente se han firmado acuerdos para la integración de los sistemas eléctricos de los países de la CAN (Comunidad Andina): Colombia, Ecuador, Perú, con el MER (Mercado Eléctrico Regional de Centro América) a través de la interconexión Colombia - Panamá con el propósito de mejorar la eficiencia de los mercados por medio de la competencia y el aprovechamiento óptimo de los recursos (Portal Proyecto Mesoamérica, 2009). Según el nivel de integración existente entre estos países, puede clasificarse de acuerdo con la Figura 1 como un despacho coordinado, en el cual existen acuerdos operativos y comerciales, así como una cierta armonización regulatoria, pero aún se mantienen las características individuales de cada mercado y un operador del sistema independiente para cada país.

Si bien es claro en la literatura que la integración regional de los mercados eléctricos puede traer grandes beneficios económicos, sociales y ambientales; dados el tamaño y la complejidad de las redes de electricidad, el diseño óptimo de mercado es aún desconocido (Wolak, 2000). Además Wolak (2003) sostiene que los mercados de electricidad en América Latina deben ser diseñados según las condiciones existentes de suministro, por lo tanto, no es posible intuir el comportamiento de un esquema de mercado a partir de la experiencia de la aplicación de dicho esquema en otra región.

El objetivo de esta tesis es analizar el desarrollo a largo plazo de la integración de los mercados eléctricos de Colombia, Ecuador, Perú y Panamá bajo el esquema de subasta implícita, que se utiliza actualmente en la integración Colombia – Ecuador. Particularmente, se busca entender los posibles comportamientos de la oferta de electricidad que se pueden presentar cuando se tienen cuatro mercados eléctricos integrados, y sus efectos en cuanto a la seguridad de suministro.

A partir de la revisión de la literatura se encontró la necesidad de desarrollar una herramienta que permita analizar el desarrollo de la integración de más de tres países considerando los ciclos de retroalimentación existentes entre las variables que intervienen en el sistema. Se desarrolló entonces un modelo de Dinámica de Sistemas que permite analizar la evolución a largo plazo de los mercados eléctricos de cuatro países integrados en serie (de la manera en que estarán integrados Panamá, Colombia, Ecuador y Perú), bajo diferentes escenarios y políticas.

En el Capítulo 2 se presenta un breve recuento de las reformas a los mercados eléctricos llevadas a cabo en los cuatro países, así como su situación actual. Luego, en el Capítulo 3 se definen algunos conceptos claves de la integración de mercados eléctricos, así como los posibles esquemas de integración y los nuevos retos que deben enfrentar los países de la región, con el fin de definir el problema.

A continuación, el Capítulo 4 hace referencia a la revisión de literatura, identificando falencias en cuanto al desarrollo de herramientas que permitan analizar la integración de cuatro mercados eléctricos en el largo plazo considerando retroalimentación, lo que constituye el principal aporte de esta tesis.

El propósito de este modelo no es pronósticar el futuro de los mercados, sino aprender acerca del comportamiento del sistema. Se trata de identificar los posibles efectos de diferentes políticas y escenarios para entender el sistema y así poder tomar mejores decisiones.

Se discuten posibles metodologías para abordar el problema, y se exponen las razones por las cuales se considera adecuado utilizar la Dinámica de Sistemas junto con un algoritmo iterativo de despacho como herramienta para analizar el problema.

Luego se presenta, en el Capítulo 5, la descripción del modelo desarrollado y posteriormente la validación de dicho modelo en el Capítulo 6 y el análisis de políticas en el Capítulo 7.

Finalmente, en el Capítulo 9, se presentan conclusiones.

2. MERCADOS ELÉCTRICOS EN AMÉRICA LATINA

El sector eléctrico en Latinoamérica ha sufrido una transformación profunda, pasando de monopolios integrados, tanto horizontal como verticalmente, propiedad del estado y operados por el estado, a sistemas en los cuales se intenta promover la competencia y el libre mercado a través de la desintegración vertical y horizontal de las diferentes actividades del sector, manteniendo una fuerte regulación por parte del estado en las actividades de despacho, transmisión y distribución.

Las reformas se introdujeron con el fin de maximizar los beneficios para la sociedad y establecer condiciones de eficiencia económica en la industria, creando mercados competitivos en los segmentos en los que fuera posible y regulación eficiente donde no lo fuera.

En los mercados eléctricos de América Latina aún existe un fuerte control por medio de la regulación, limitando la capacidad de los agentes para ejercer poder de mercado y protegiendo a los consumidores. A continuación se presenta un breve recuento de las reformas implementadas en los cuatro países de interés para el desarrollo de esta tesis: Panamá, Colombia, Perú y Ecuador, y su situación actual.

2.1. PANAMÁ

Panamá inició el proceso de privatización de su sector eléctrico en 1995 atrayendo destacadas empresas de energía. Constellation Power Development y Unión Fenosa adquirieron el sector de distribución y la generación fue vendida a varias empresas como Enron y AES (IFC, 2008). El gobierno mantuvo la propiedad del sistema de transmisión, que fue transferido a ETESA (Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.), empresa estatal responsable de planear, expandir y proveer los servicios de transmisión del sistema, además de administrar el CND (Centro Nacional de Despacho).

En 1997, por medio de la Ley 6 del 3 de febrero del mismo año (República de Panamá, 1997), se creó la COPE (Comisión de Política Energética), comisión adscrita al Ministerio de Economía y Finanzas que tiene como objetivos formular, planificar y establecer las políticas del sector público de electricidad, velar por su cumplimiento y proponer la legislación necesaria. La COPE además es la encargada de organizar y mantener el sistema nacional de información energética (COPE, 2008).

Mediante la Ley 26 del 29 de enero de 1996 (República de Panamá, 1996), se crea el Ente Regulador de los Servicios Públicos (hoy ASEP: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos), como una entidad del Estado autónoma. La ASEP es una agencia que regula la generación, distribución y transmisión de energía, así como otros servicios públicos en Panamá, y tiene a su cargo la vigilancia de la operación del sector; aprueba las tarifas de electricidad para pequeños consumidores, las tarifas de transmisión y los cambios solicitados por ETESA, otorga concesiones y aprueba sus modificaciones (ASEP, 2010).

A comienzos de 1998, la empresa eléctrica estatal IRHE (Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación) fue escindida en cuatro empresas generadoras, tres empresas de distribución y una empresa de transmisión (IFC, 2008). El IRHE no tenía recursos financieros para emprender nuevos proyectos, pero a partir del año 2000 ingresaron nuevas compañías de generación al mercado eléctrico con grandes inversiones.

Actualmente el sector de energía de Panamá está parcialmente privatizado y cuenta con una capacidad instalada de generación de electricidad cercana a los 1 800 MW, de los cuales el 27% pertenece a la empresa de generación AES Panamá, el 17% a Fortuna y el 16% a la Empresa de Generación Bahía Las Minas (ASEP, 2010).

Aproximadamente el 43% de la capacidad de generación está representado por centrales hidroeléctricas, como se muestra en la Figura 2.

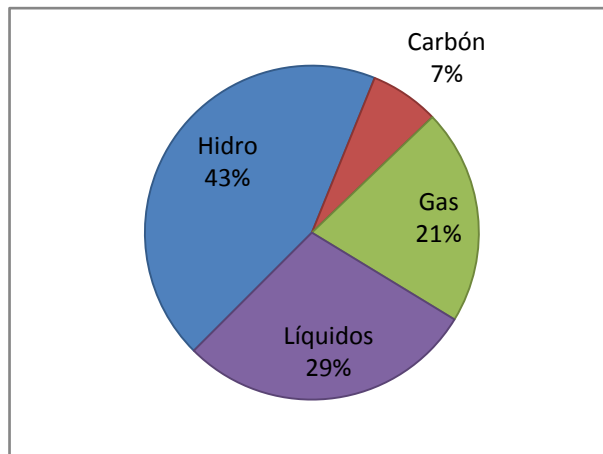


Figura 2. Capacidad Instalada de Generación en Panamá

El potencial hidroeléctrico práctico de Panamá se calcula en 3 568 MW (AQUASTAT, 2010). Las principales centrales hidroeléctricas del sistema son Fortuna y Bayano, con capacidades efectivas de 284 MW y 160 MW respectivamente, lo que representa casi el 60% de la capacidad de generación hidroeléctrica instalada (ETESA, 2008), con una capacidad de embalse de aproximadamente 615 GWh (ETESA, 2009; AES, 2010).

La demanda de potencia es de aproximadamente 1 200 MW y se espera que crezca a una tasa entre 5.7% y 6.3% promedio anual (ETESA, 2008). Dadas estas proyecciones, ETESA considera el plan de referencia de expansión en generación que se presenta en la Tabla 1.

Año	Proyecto	Capacidad (MW)	
		Hidro	Termo
2010	Algarrobos	9.7	
	Mendre	19.8	
	Bajo de Mina	52.4	
2011	Chan I	223.0	
	Baitún	86.0	

	Gualaca	25.1
2012	Lorena	35.7
	Prudencia	56.2
	Pando	32.0
	Monte Lirio	51.6
2013	Bonyic	30.0
	El Alto	60.0
2014		
2015	CB-250-A	250.0
	Tabasará II	34.5
2016	Síndigo	10.0
2017		
2018	CB-250-B	250.0

Tabla 1. Plan de Expansión en Generación Panamá (ETESA, 2008)

El despacho de las plantas de generación se realiza en orden de mérito de acuerdo con sus costos variables y la última unidad despachada para satisfacer la demanda establece el costo marginal del sistema.

2.2. COLOMBIA

El gobierno Colombiano decidió desregular el sector eléctrico en 1993, tras afrontar dos periodos de apagones (1983 y 1992-1993) y en vista de que la desregulación aparentemente estaba funcionando en Inglaterra y Gales, así como en Chile (Larsen et al., 2004).

Una manera de disminuir la probabilidad de un futuro apagón era incrementar la capacidad en el sistema colombiano. Sin embargo el gobierno no tenía como financiar la expansión, lo que creaba la necesidad de permitir la inversión privada.

Otra manera de mejorar el sistema era incrementando la eficiencia de la capacidad existente, para lo cual, nuevamente, la mejor estrategia era la desregulación y creación de incentivos para el sector privado (Larsen et al., 2004).

En 1994 se expiden las leyes 142 y 143 (Congreso de Colombia, 1994; 1994b), creando el marco legal para la desregulación, y en 1995 se crea el marco legal para la bolsa de electricidad, entrando en operación el mercado bajo un esquema bastante similar al implementado en Inglaterra desde 1990, pero permitiendo una estructura de propiedad tanto pública como privada (Dyner et al., 2008).

Se creó la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) como entidad reguladora. Al mismo tiempo la empresa propiedad del estado ISA, a cargo de la red de transmisión, fue despojada de su capacidad de generación, creándose ISAGEN, empresa generadora independiente propiedad del estado (ISAGEN, 2010). ISA era además el operador del sistema, responsable del despacho y la operación de la bolsa.

El sistema colombiano sólo fue desintegrado parcialmente. Por medio de la Resolución CREG 020 de 1996 (CREG, 1996) se dictaron normas para promover la libre competencia. Se permitían las compañías de generación y distribución integradas verticalmente, sin embargo debían crear subsidiarias con operación independiente. Las compañías de distribución no podían comprar más del 60% de la electricidad a un generador del mismo grupo, siendo obligadas a comprar el 40% restante a otros aún cuando su precio fuera mayor. Otra condición era que ningún generador o distribuidor podía tener una porción de mercado superior al 25%.

Actualmente Colombia cuenta con una capacidad instalada de generación de aproximadamente 13 500 MW (XM, 2010), en su mayor parte representada por centrales hidroeléctricas, como se observa en la Figura 3.

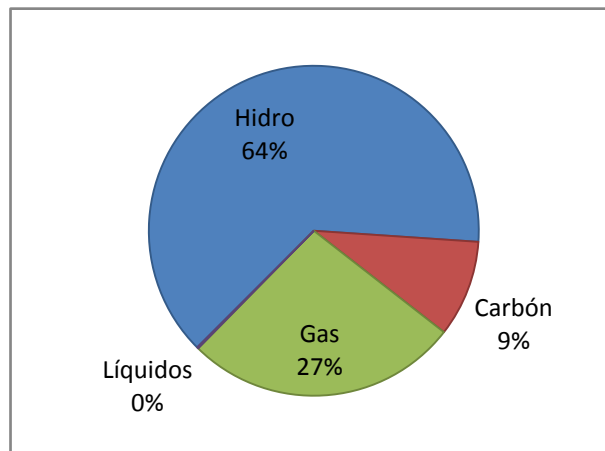


Figura 3. Capacidad Instalada de Generación en Colombia

Colombia tiene un gran potencial hidroeléctrico que se estima puede alcanzar los 90 000 MW (de Greiff y Vásquez, 2002), debido principalmente a la alta pluviosidad en casi todo el territorio, razón por la cual puede producir electricidad a precios relativamente bajos, pero se hace vulnerable a las condiciones climáticas que pueden afectar la seguridad de suministro en períodos de sequía prolongados.

Sin embargo, Colombia tiene una capacidad importante de regulación del recurso hídrico, debido a que posee embalses con una capacidad agregada de aproximadamente 16 500 GWh, lo que le permite almacenar una buena cantidad de agua durante los períodos lluviosos para generar durante los períodos secos.

En el Plan de Expansión 2009 – 2023 (UPME, 2009), se plantea, como referencia, la entrada en operación de los proyectos que se presentan en la Tabla 2.

Año	Proyecto	Capacidad (MW)	
		Hidro	Termo
2010	Guanaquitas	9.9	
	Amaime	19.9	
	Flores iv		160.0
2011	Porce III	660.0	

	El manso	27.0
	Amoyá	78.0
	Miel II	135.2
	Cucuana	60.0
2012	Gecelca 3	150.0
	Termocol	210.0
2013	El quimbo	420.0
	Sogamoso	800.0
2014		
2015	Porce IV	400.0
2016		
2017	Pescadero	1200.0

Tabla 2. Plan de Expansión en Generación Colombia (UPME, 2009)

La demanda actual del sistema es de aproximadamente 56 000 GWh/año, y se esperan crecimientos entre el 3.0 y el 4.5% anual durante los próximos 15 años, alcanzando una demanda de aproximadamente 100 000 GWh/año para el 2025 (UPME, 2009).

2.3. ECUADOR

El suministro de electricidad en Ecuador comenzó con el desarrollo de sistemas aislados en diferentes regiones. En Quito se creó la primera hidroeléctrica en 1894 (EEQ, 2005) y en otras regiones el desarrollo se dio a principios del siglo XX, enfocado en mercados regionales. En los años 50s el sistema eléctrico se encontraba en manos de varias compañías municipales, pero la infraestructura era obsoleta y el suministro apenas abastecía el 17% de la población (Peláez et al., 2007).

En 1961 el sector eléctrico recibió un gran impulso con la creación del INECEL (Instituto Ecuatoriano para la Electrificación) bajo la Ley Básica de Electrificación, cuyo objetivo principal era integrar y estandarizar el suministro de energía. INECEL controlaba todas las actividades de regulación, planeación, aprobación de tarifas, construcción y operación. En 1961 construyó Hidropaute, la central hidroeléctrica más grande de Ecuador, con 1 075 MW de capacidad nominal (Hidropaute, 2003). INECEL era el accionista mayoritario en casi todas las compañías de generación, transmisión y distribución hasta 1996, pero fue obligado a cerrar sus operaciones en 1999 (CONELEC, 2002).

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) de 1996 (Ecuador, 1996), determinó el grado de participación del estado en el sector eléctrico, impulsando la inversión privada y terminando efectivamente con el monopolio propiedad del estado. Su objetivo era asegurar competencia en el suministro de electricidad con mayor calidad y seguridad de suministro, dejándole al estado únicamente la responsabilidad de regular y controlar la electricidad.

Los objetivos de la LRSE no fueron alcanzados en su totalidad debido a barreras políticas y sociales. Por esta razón se creó en el 2006 el Fondo Ecuatoriano de Inversión en los Sectores Energético e

Hidrocarburiífero (FEISEH), con el propósito de facilitar y financiar proyectos hidroeléctricos de alta prioridad (Ecuador, 2006).

Actualmente Ecuador tiene una capacidad instalada de generación de aproximadamente 4 000 MW en el sistema nacional interconectado (CONELEC, 2009), distribuidos casi por partes iguales entre centrales hidroeléctricas y térmicas, como se muestra en la Figura 4.

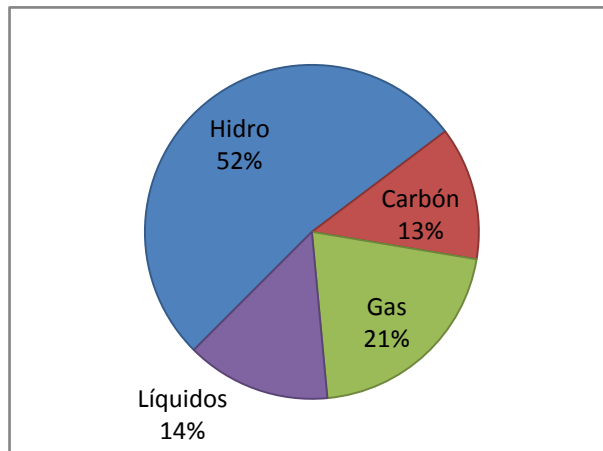


Figura 4. Capacidad Instalada de Generación en Ecuador

El 85% de la capacidad instalada en centrales hidroeléctricas está constituida por cinco grandes centrales: Paute con 1 075 MW, San Francisco con 230 MW, Marcel Laniado con 213 MW, Agoyán con 156 MW y Pucará con 73 MW (CONELEC, 2009). Ecuador tiene una capacidad muy escasa de regulación del recurso hídrico, el embalse Amaluza de la central de Paute es considerado de regulación semanal debido a su limitada capacidad de almacenamiento de agua.

La demanda actual de energía eléctrica en Ecuador es de cerca de 14 800 GWh/año, y se espera un crecimiento de 7.5% en un escenario de crecimiento moderado de la economía (CONELEC, 2009), para lo cual el CONELEC propone el plan de expansión en generación que se presenta en la Tabla 3.

Año	Proyecto	Capacidad (MW)	
		Hidro	Termo
2010	Residuo 1		50.0
	Mazar	160.0	
	MCI - Cuba -Manta Miraflores		20.4
2011	Baba	42.0	
	San José de Minas	6.0	
	Residuo 2		100.0
	Ocaña	26.0	
	Vilonaco	15.0	
2012	Esmeraldas II		144.0
	Chorrillos	4.0	
	Ciclo Combinado 1		87.0

	San José del Tambo	8.0
	TG natural 1	100.0
	Shushufindi	135.0
	Topo	22.8
	Mazar - Dudas	20.9
	Sigchos	17.4
	Apaquí	35.0
	Ciclo Combinado 2	60.0
	Río Luis	15.5
2013	Victoria	10.0
	Pilaló 3	9.3
	Chontal	72.0
	Angamarca Sinde	29.1
2014	Angamarca	66.0
	Toachi - Pilatón	228.0
	Sopladora	487.0
	La Unión	80.5
	Quijos	50.0
	Baeza	50.0
2015	Chespí	167.0
	Coca Codo Sinclair	1500.0
	Minas	273.0
	Viladora	270.0
	Cardenillo	400.0

Tabla 3. Plan de Expansión en Generación Ecuador (CONELEC, 2009)

El despacho eléctrico en Ecuador se realiza a partir de la declaración de costos de los generadores, y se maneja como un sistema multinodal, considerando los costos y restricciones de transmisión en cada nodo para calcular el precio de cada generador, el cual es introducido en un modelo de despacho centralizado (Flórez y Escobar, 2005).

2.4. PERÚ

Como en la mayoría de los países, el sector eléctrico peruano se desarrolló inicialmente con inversión privada en 1886, pero el estado tomó el control en 1972 a través de un programa de nacionalización, creándose la empresa estatal Electroperú (OSINERG, 2005).

Debido principalmente a una estructura tarifaria inadecuada, el sector eléctrico experimentó una crisis financiera en la década de 1980s y principios de 1990s. Esto, sumado a los ataques terroristas a las

torres de transmisión, hizo que en 1992 menos del 50% de la población tuviera acceso a la electricidad (Pineau, 2003).

Mediante la Ley de Concesiones Eléctricas de 1992 (Perú, 1992) se inició la reforma del sector eléctrico, introduciendo un modelo similar al que se adoptó en Chile en 1982. La reforma comprendía cuatro aspectos fundamentales:

- La desintegración vertical y horizontal de Electroperú y Electrolima en compañías de generación, transmisión y distribución.
- La privatización progresiva y parcial de las nuevas compañías.
- La creación de un libre mercado donde los consumidores de más de 1 MW podrían negociar libremente las condiciones de sus contratos de suministro.
- Nuevas reglas para la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), que se convierte en la agencia de regulación de tarifas (OSINERG GART), regulando los precios de acuerdo con los costos marginales.

A partir de 1997 ningún inversionista puede tener más del 15% de la generación, transmisión o distribución, ni más del 5% de la industria completa. Además el gobierno tiene derecho a impedir alianzas o fusiones que no sean de interés nacional.

Actualmente Perú cuenta con una demanda de potencia de aproximadamente 1 700 MW, y una capacidad instalada de generación cercana a los 6 000 MW distribuidos equitativamente entre centrales térmicas e hidroeléctricas como se observa en la Figura 5.

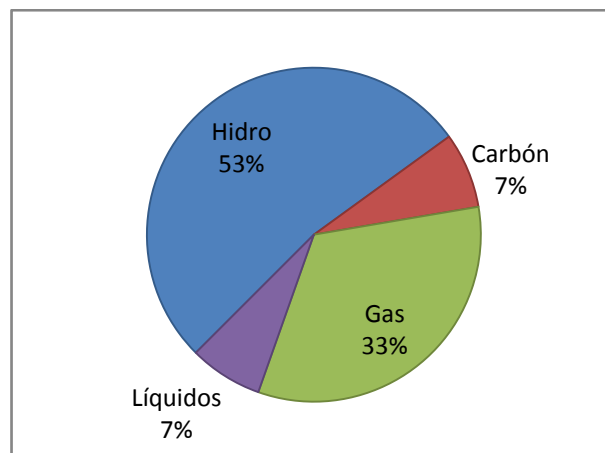


Figura 5. Capacidad Instalada de Generación en Perú

La capacidad de regulación del recurso hídrico es relativamente baja, la capacidad agregada de sus cuatro mayores embalses: Lago Junín, Lagunas Edegel, Laguna Aricota y Río Chili suma aproximadamente 1 300 GWh, siendo los aportes promedio totales al sistema cerca de 1 500 GWh/mes.

De acuerdo con el escenario base (crecimiento medio) planteado en el Plan de Expansión 2017 (Ministerio de Energía y Minas de Perú, 2008), se espera un crecimiento de la demanda del 7.6% anual. Con el fin de asegurar el suministro bajo estas condiciones, se propone la entrada en operación de los proyectos que se presentan en la Tabla 4.

Año	Proyecto	Capacidad (MW)	
		Hidro	Termo
2010	TGN Santa Rosa		180.0
2011	Turbo Gas Dual		180.0
	BPZ		180.0
2012	Machupichu	98.0	
	TV1 Cierre de 2 TG Existentes a CC		180.0
	TV2 Cierre de 2 TG Existentes a CC		180.0
	Ciclo Combinado		520.0
	TG1-GN Centro		180.0
2013	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas	580.0	
	Ciclo Combinado - Norte		520.0
	Ciclo Combinado - Sur		520.0
	Pequeñas Centrales Hidráulicas	10.0	
2014	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas	189.0	
	Pequeñas Centrales Hidráulicas	15.0	
2015	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas	568.0	
	Pequeñas Centrales Hidráulicas	25.0	
2016	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas	431.0	
	Pequeñas Centrales Hidráulicas	40.0	
2017	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas	120.0	
	Pequeñas Centrales Hidráulicas	53.0	
2018	Turbo Gas Dual		180.0

Tabla 4. Plan de Expansión en Generación Perú (Ministerio de Energía y Minas, 2008)

El despacho de electricidad en Perú se realiza en orden de mérito de acuerdo con los costos variables de generación de cada central, siendo las de menor costo las primeras en ser despachadas. Los precios se fijan en base al abastecimiento de la demanda a mínimo costo, teniendo en cuenta los costos variables auditados de las centrales generadoras y el costo de inversión de una central de punta eficiente (OSINERG, 2005).

2.5. COMPARATIVO DE PAÍSES

Los beneficios potenciales de una integración eléctrica entre países dependen en gran medida de sus diferencias y similitudes. Panamá, Colombia, Perú y Ecuador son países similares desde el punto de vista organizacional, con sus sistemas eléctricos parcialmente privatizados, un gran porcentaje de sus capacidades instaladas de generación compuesto por centrales hidroeléctricas y un mecanismo de despacho por orden de mérito, aunque en el caso de Colombia y Panamá basado en precios, mientras que en Ecuador y Perú se basa en costos variables.

La disponibilidad de recursos para generación en estos cuatro países hace interesante la integración, como se observa en la Figura 6 el potencial energético en Centroamérica es bajo, mientras que Colombia, Perú y Ecuador tienen un buen potencial. Así mismo, la integración eléctrica permitiría aprovechar mejor las reservas de gas de Perú y Colombia junto con la complementariedad hidrológica de los países.



Figura 6. Potencial Energético (OLADE, 2009)

La dependencia del recurso hídrico en estos países para abastecer la demanda de electricidad es alta, debido al gran porcentaje de capacidad de generación hidroeléctrica, como se observa en la Figura 7. Esto hace que se requieran márgenes de capacidad elevados con el fin de asegurar el suministro durante períodos secos y de demanda alta. Sin embargo, en este sentido la integración puede traer grandes beneficios, dado que permite aprovechar la complementariedad hidrológica que existe entre estos cuatro países.

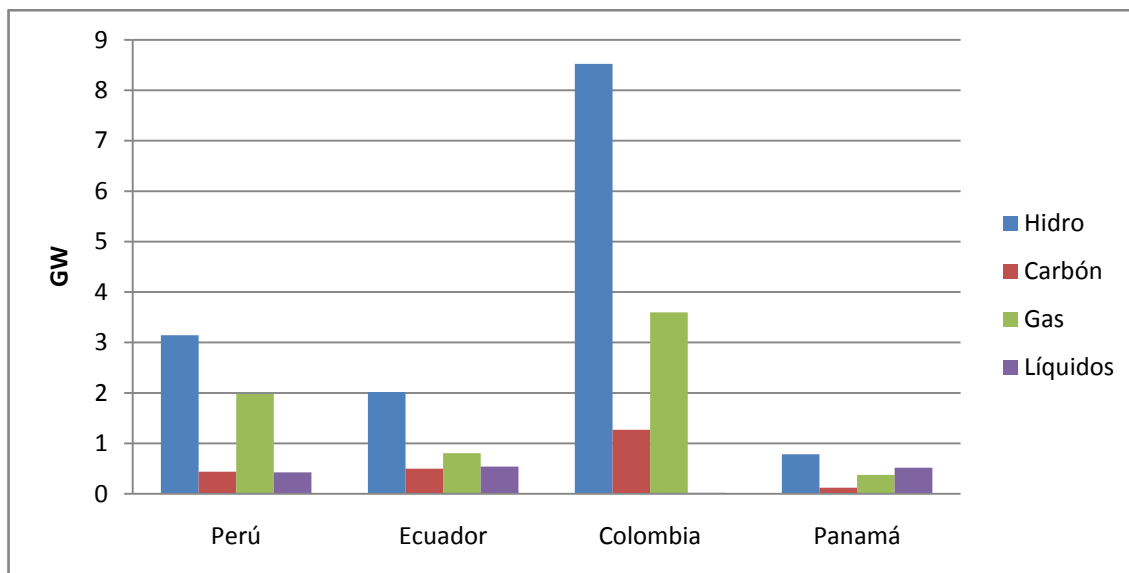


Figura 7. Capacidad Instalada de Generación

Para analizar dicha complementariedad hidrológica se utilizaron datos históricos de caudales en las principales cuencas relacionadas con la generación de electricidad tomados de NEON (NEON, 2010) en el caso colombiano, de R-HydroNet (R-HydroNet, 2010) y OSINERG (OSINERG, 2002) para Perú, de R-HydroNet (R-HydroNet, 2010) y el Plan Maestro de Electrificación (CONELEC, 2009) en el caso ecuatoriano, y suministrados directamente por ETESA (ETESA, 2009) en el caso de Panamá.

Tomando los caudales medios históricos a partir de las series recopiladas y normalizándolos, se obtienen los ciclos anuales que se presentan en la Figura 8, los cuales evidencian la complementariedad hidrológica existente entre los cuatro países analizados.

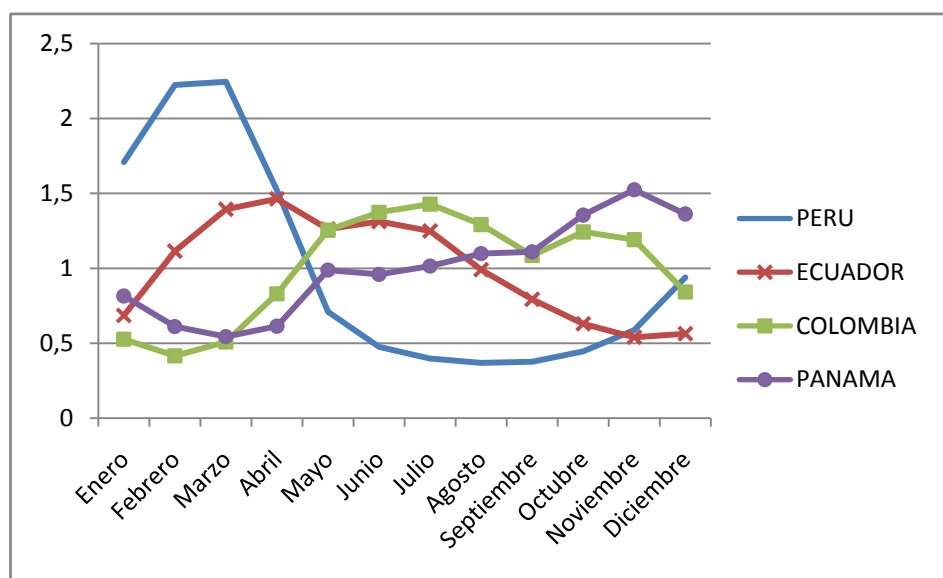


Figura 8. Complementariedad Hidrológica

Además de la complementariedad observada en el ciclo anual, existe una complementariedad quizás más importante en cuanto a los efectos de los episodios El Niño y La Niña en los sistemas eléctricos de

estos países. Un fenómeno El Niño representa mayores caudales en las principales cuencas relacionadas con la generación de electricidad en Ecuador y Perú, mientras que para Colombia y Panamá representa períodos de sequía, así mismo un evento La Niña, representa un incremento en los caudales en Panamá y Colombia y un decremento en Ecuador y Perú (Mesa, 2009).

Como se ha analizado, la integración permite aprovechar de una mejor manera las características de la región. También se espera que contribuya a la eficiencia del sistema al aumentar la competencia (Pierce et al., 2006) y hacer viables proyectos de generación de gran tamaño en respuesta al expandido mercado eléctrico. Sin embargo, para lograr aprovechar todos estos beneficios, se requieren el establecimiento o reforzamiento institucional y la armonización de marcos legales, comerciales y técnicos (OEA, 2007).

En el Capítulo 3 se presentan los conceptos básicos de integración eléctrica junto con una revisión de los posibles esquemas de mercado y la situación actual de la integración Panamá – CAN.

3. LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA

Tras todo el proceso de reformas enfocadas a la liberalización de los mercados eléctricos, que se ha venido dando en los países de América Latina, y en todo el mundo, el nuevo reto es permitir el desarrollo de los mercados eléctricos más allá de las fronteras internacionales mientras se mantiene o incrementa el beneficio social y el desarrollo eficiente de la industria.

La interconexión de mercados eléctricos puede traer múltiples beneficios, ya que permite aprovechar las complementariedades de los países en cuanto a la oferta: diferentes patrones hidrológicos, diferentes matrices de tecnologías, etc. y a la demanda: diferencia en los husos horarios que hace que la demanda pico del sistema integrado sea menor que la suma de los picos de cada sistema.

En los últimos años se han venido desarrollando acuerdos de cooperación e integración eléctrica entre diferentes países de América Latina; Colombia en particular ha venido realizando transacciones de electricidad con Ecuador desde el año 2003 en el marco de la decisión CAN 536 (CAN, 2002) mediante un despacho coordinado, en el que cada país conserva algunas de sus reglas internas para la formación de precio y supe sus necesidades de importación y exportación vía precios. Cada país calcula su curva de oferta y se determina el flujo de la transacción mediante una comparación de precios, luego se realiza una optimización conjunta según la demanda de los países para determinar el precio de bolsa (Sierra y Jaramillo, 2008).

Se han construido además otras interconexiones dentro de la Comunidad Andina, conectando a Ecuador con Perú, y a Colombia con Venezuela, sin embargo su uso ha sido limitado debido a la ausencia de un mecanismo comercial para realizar las transacciones entre Ecuador y Perú, y a las dificultades políticas con Venezuela.

En el marco del Proyecto Mesoamérica, se ha creado un Mercado Eléctrico Regional (MER) en Centro América, que funciona como un séptimo mercado en la integración de Panamá, El Salvador, Guatemala, Costa Rica, Honduras y Nicaragua que están unidos por el MER; cada país realiza ofertas de inyección y retiro de electricidad y el Ente Operador Regional (EOR) se encarga del despacho económico (EPR 2008).

Dentro del Proyecto Mesoamérica (Portal Proyecto Mesoamérica, 2009) se contempla la interconexión de Panamá con Colombia, lo que unirá los mercados de la CAN al MER como se observa en la Figura 9. Se espera que para el 2014 entre en operación la línea de interconexión Colombia – Panamá con una capacidad de 300 MW.



Figura 9. Interconexiones de electricidad (CIER 2008)

Para el uso de estas interconexiones debe definirse un esquema que permita aprovechar los beneficios de la integración, produciendo señales eficientes que incentiven la cooperación de los agentes para expandir la red (Rudnick y Zolezzi, 2001).

Hay que tener en cuenta que el comportamiento de los precios de la electricidad está altamente relacionado con las reglas y la estructura del mercado (Wolak, 1997), y a través de los precios se dan señales importantes, por ejemplo a la expansión de capacidad, por lo que se debe tener cuidado al elegir un esquema de mercado para la integración eléctrica de estos países, de manera que se logren los objetivos de la integración sin poner en peligro la sostenibilidad del sistema.

Debido a que las redes de interconexión eléctrica entre los países tienen una capacidad limitada, es común que se congestionen, es decir que su capacidad no sea suficiente para abastecer los requerimientos de todos los agentes del mercado a un mismo precio (Stoft, 2002). Para estos casos deben acordarse reglas para adjudicar la capacidad disponible, de manera que se mantenga la estabilidad del sistema y se den las señales adecuadas al mercado.

Existen diversos métodos para adjudicar la capacidad de transmisión cuando existe congestión, como los que se presentan a continuación. Teniendo en cuenta las características del sistema, se debe escoger un esquema simple que converja y de las señales económicas adecuadas para su desarrollo.

3.1. ESQUEMAS PARA EL MANEJO DE LA CONGESTIÓN

Debido a que la capacidad de transmisión entre los países es limitada, se hace necesario implementar un mecanismo para adjudicarla. Dicho mecanismo debe cumplir con ciertas características (ETSO, 1999):

- Justicia e igualdad: por el mismo servicio, dos usuarios deben pagar el mismo precio y ser tratados de la misma manera.

- Eficiencia económica: debe dar incentivos apropiados para que los comportamientos individuales de la generación, la demanda y los operadores de la red lleven al óptimo del sistema.
- Transparencia y no-ambigüedad: el método y su implementación deben ser claros para todos los participantes y debe llevar siempre a los mismos resultados.
- Factibilidad: el manejo de la congestión siempre debe ser posible.
- Compatibilidad con diferentes tipos de transacciones y contratos.

La interconexión entre dos países permite aprovechar las diferencias de precios ejerciendo arbitraje, lo que da lugar a unas rentas económicas, llamadas Rentas de Congestión. Las principales diferencias entre los esquemas para el manejo de la congestión se relacionan con la distribución de dichas rentas (European Commission, 2001).

A continuación se describen algunos de los esquemas más utilizados, tomando como base las definiciones de ETSO (European Transmission System Operators) (ETSO, 1999).

3.1.1. Bloqueo de transacción basado en la publicación de la capacidad de transporte

Este método requiere de la publicación, como mínimo, de la capacidad de transmisión. De acuerdo con esta información, las ofertas son aceptadas según un criterio de prioridad hasta copar la capacidad de transmisión.

La principal desventaja es que no se dan incentivos económicos a los agentes, por lo que no promueve la eficiencia en las transacciones.

Este esquema ha sido utilizado en las interconexiones entre los mercados austriacos Austria APG (Austrian Power Grid) y Austria VKW (Voralberger Kraftwerke), así como en las interconexiones entre Hungría – Serbia y Hungría – Croacia (ETSO, 2006).

Los criterios de prioridad más utilizados son:

- Primero en llegar, primero en ser servido: se adjudica la capacidad de transmisión en orden de llegada de las ofertas, el primero en ofertar tendrá prioridad.
- Según precio de oferta: se adjudica la capacidad de la red dándole mayor prioridad a los agentes que estén dispuestos a pagar más por ella.
- Prorrato: se distribuye la capacidad de la red entre todos los agentes que oferten, asignándole a cada uno un porcentaje de su requerimiento.

3.1.2. Redespacho

Bajo este esquema la congestión se maneja alterando directamente la lista de plantas despachadas (Rious et al., 2008). Para esto, el operador del sistema requiere información acerca de los precios, de forma que pueda decidir sobre el despacho o no de los generadores.

Este método no da señales económicas de la congestión de la red, por lo que el mercado sigue funcionando como si no existieran restricciones (ETSO, 1999). Ha sido empleado para solucionar problemas de congestión entre el norte y el sur de Austria (ETSO, 2006).

3.1.3. Counter Trading – Recompra de energía

Este esquema requiere un mecanismo común de balance. El operador del sistema debe comprar y vender electricidad para balancear el sistema en cada zona, removiendo la diferencia en los precios finales de la electricidad de las dos regiones.

Bajo este esquema, todas las rentas se adjudican a los consumidores en zona con altos costos. En lugar de recolectar rentas, el operador del sistema asume costos como resultado de la congestión, lo que le da una señal económica clara de la magnitud de la congestión. Altos costos son una señal para ampliar la red (European Commission, 2001), sin embargo mediante este esquema el operador del sistema no obtiene fondos para ampliar la red.

3.1.4. Subasta Explícita

Cada participante del mercado ofrece un precio por utilizar la capacidad de la red. La capacidad se adjudica teniendo en cuenta primero las ofertas más altas hasta copar la capacidad de transmisión.

Este método es eficiente en cuanto a competencia, ya que refleja el valor real del mercado al garantizar el acceso a aquel que esté dispuesto a pagar el mayor precio.

La asignación de las rentas depende de la regulación y de los posibles acuerdos entre los agentes vecinos, lo que permite diseñar esquemas de incentivos apropiados para incrementar la capacidad.

Este esquema es sencillo y puede ser eficiente para transacciones a largo plazo (APX, 2007; ERGEG, 2007; OMEL, 2005). Sin embargo, puede llevar a un alza en los precios, debido principalmente a la existencia de agentes dominantes que limiten la entrada de nuevos agentes al mercado.

Ha sido ampliamente utilizado en los mercados Europeos, ejemplos de esto son las interconexiones entre Francia y el Reino Unido, Francia y España e Irlanda y Bélgica (ETSO, 2006).

3.1.5. Subasta Implícita

Mediante este esquema se subastan simultáneamente la energía y la capacidad de la red. Ha sido utilizado en diferentes mercados, entre ellos el Nord Pool y el TLC (Trilateral Market Coupling) entre Francia, Irlanda y Bélgica (BELPEX, 2009; APX, 2007; TenneT, 2006), y se plantea como una opción en la integración de Panamá, Colombia, Ecuador y Perú.

Este mecanismo garantiza que la electricidad fluya desde las zonas de menor precio (con excedentes) hacia las zonas de mayor precio (con déficit), buscando una convergencia de precios.

Según las características del mercado se consideran dos variaciones de este esquema: Market Splitting (Separación de Mercados) y Market Coupling (Acoplamiento de Mercados), las cuales son diferentes desde el punto de vista organizacional, pero conducen a los mismos resultados en términos de beneficio económico y formación de precios (OMEL-EPEX, 2009).

Los algoritmos de cálculo y principios utilizados en Market Coupling y Market Splitting pueden ser idénticos. Lo que diferencia ambos mecanismos es la manera en la que se operan (Nord Pool, 2010). A continuación se describen las principales características de cada uno.

Market Splitting – Separación de Mercados:

Se utiliza cuando la congestión aparece dentro de un mercado único. Consiste en dividir el sistema en dos áreas geográficas, separadas por un enlace congestionado, dando lugar a precios diferentes en cada zona (Naranjo, 2005). El término se refiere al hecho de que la capacidad limitada de transmisión da lugar a una separación del mercado en dos o más áreas (Nord Pool, 2010).

El Market Splitting sólo actúa cuando existe una saturación real en los enlaces, y en caso contrario el precio del mercado es único (Naranjo, 2005). El operador (único) calcula el precio del sistema, y en caso de que se de alguna congestión en la red, divide el mercado en dos zonas con precios diferentes: una de ellas con excedentes (precio menor al del sistema) y la otra con déficit (precio mayor al del sistema). El flujo de electricidad debe darse desde la zona con precio menor hacia la zona con precio mayor, copando toda la capacidad de la red.

Market Coupling – Acoplamiento de Mercados:

En el Market Coupling la subasta es organizada en cooperación entre dos o más mercados, de ahí que el término se refiera al acoplamiento de dichos mercados. Cada mercado entrega la información necesaria para correr un algoritmo centralizado teniendo en cuenta la capacidad de transmisión disponible entre las diferentes áreas. El cálculo centralizado arroja los flujos de electricidad entre las áreas y los precios de cada área (Nord Pool, 2010).

Este esquema puede funcionar entre mercados con características distintas, sólo requiere que cada mercado entregue información acerca de precios y cantidades ofertadas y demandadas. A partir de esto se calculan los flujos de electricidad desde el mercado con menor precio hacia el mercado con mayor precio, hasta copar la capacidad de la interconexión o lograr convergencia en los precios.

Las principales diferencias entre Market Splitting y Market Coupling se presentan en la Tabla 5.

MARKET SPLITTING	MARKET COUPLING
<ul style="list-style-type: none"> • Mercado único manejado por una sola entidad regional. • Integra energías de diferentes áreas que pueden tener precios diferentes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Integra varios mercados eléctricos, manejados por entidades diferentes, en un área de mercado. • Mantiene la naturaleza independiente de cada mercado.
<ul style="list-style-type: none"> • Si la capacidad de la interconexión entre las áreas es suficiente, se obtiene un único precio. • Si hay congestión, existen precios diferentes por áreas. 	

Tabla 5. Diferencias entre Market Splitting y Market Coupling (OMEL-EPEX, 2009)

3.2. INTEGRACIÓN PANAMÁ – CAN: ¿MARKET SPLITTING O MARKET COUPLING?

Estos dos términos han sido comúnmente confundidos en la literatura debido a su similitud en términos del cálculo de los flujos y precios de la electricidad. Entidades tan reconocidas como la CREG y XM han utilizado ambos términos para referirse al esquema que opera en la interconexión Colombia – Ecuador (CREG, 2005; Sierra y Jaramillo, 2008; XM, 2009).

A continuación se resumen los principales avances en la integración eléctrica de los países de la CAN y la interconexión Colombia – Panamá, con el fin de identificar características que permitan diferenciar el esquema a utilizar.

3.2.1. Avances en integración eléctrica en la CAN

En diciembre de 2002 se aprobó la decisión CAN 536: Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad (CAN, 2002), inaugurándose la interconexión eléctrica Colombia – Ecuador en marzo de 2003.

Un año después, la interconexión fue considerada tan beneficiosa para ambos países, que se decidió ampliar la capacidad de 250 MW a 500 MW y se inició la construcción de la línea de transmisión entre Ecuador y Perú (CIER, 2008).

En la Decisión CAN 536 se define la reglamentación para las transacciones internacionales de electricidad y el modelo de despacho coordinado bajo los siguientes principios (CAN, 2002):

- El uso físico de las interconexiones internacionales será el resultado del despacho económico coordinado de los mercados.
- No discriminación entre las demandas doméstica y de exportación.
- Libre acceso a los enlaces internacionales.
- Condiciones competitivas en los mercados de electricidad.
- Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial.
- Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.

En general, los aspectos más importantes de las TIE que fueron definidos mediante la Decisión CAN 536 son (CIER, 2008):

- a) Tratamiento de la exportación y la importación. La exportación será considerada por el país exportador como una demanda en el nodo frontera mientras que la importación será considerada por el país importador como una generación en el nodo frontera.*
- b) Concepto de TIE. Los intercambios entre países se concretan mediante TIE (Transacciones Internacionales de Electricidad) de corto plazo (spot) realizadas entre los despachos nacionales. Las transacciones resultan cuando los despachos programan de forma coordinada (mercado acoplado) la operación. Es decir, las TIE se ofertan, se aceptan y se programan dentro de los despachos nacionales el día previo al de operación y no se limitan a la existencia de excedentes.*

- c) Enlaces al servicio de las TIE. Los Enlaces internacionales tienen por objetivo servir a las transacciones de corto plazo. Adicionalmente, las rentas de congestión no se otorgan al operador del Enlace.*
- d) Contratos de compraventa internacional. La Decisión prevé la posibilidad de implantar contratos de tipo financieros.*

Recientemente se aprobó la Decisión CAN 720 (CAN, 2009), que introduce un reglamento transitorio con algunos cambios al esquema anterior. Entre los más relevantes se encuentran la discriminación de los precios para la demanda nacional y la demanda externa y la asignación en partes iguales para cada mercado de las rentas de congestión, es decir el 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador (XM, 2009). Además, un país no estará obligado a exportar energía en condiciones de racionamiento interno, lo que viola el anterior criterio de no discriminación.

3.2.2. Avances en la interconexión Colombia – Panamá

El proceso de interconexión entre Colombia y Panamá tiene una historia de más de 20 años. En 1981 se firmó el Convenio de Cooperación Técnica y Científica entre Panamá y Colombia con el objetivo de fomentar programas de desarrollo económico y social, pero sólo 17 años después, en 1998, ISA realizó los primeros estudios de prefactibilidad de la interconexión (ICP, 2009).

En 2001 ISA y ETESA acordaron los estudios de viabilidad técnica y ambiental para el desarrollo del proyecto. A finales de 2002, los gobiernos de Colombia y Panamá firmaron el “Memorando de Entendimiento” (Panamá - Colombia, 2002) para promover las acciones necesarias para determinar la viabilidad de la integración energética y formalizaron los grupos de trabajo necesarios para el desarrollo de la integración.

En 2007, ISA y ETESA constituyeron la empresa binacional Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá S.A. - ICP- (ICP, 2009). Un año después los gobiernos de Colombia y Panamá firmaron un acta de intención (Uribe y Torrijos, 2008), motivados por el interés de consolidar un esquema de interconexión eléctrica bilateral.

En 2009, los gobiernos de Colombia y Panamá firmaron un acuerdo para poner en marcha, conjuntamente, el esquema operativo y comercial que permita el intercambio de energía eléctrica entre los dos países (ASEP - CREG, 2009).

Esta interconexión aún no se encuentra en funcionamiento, pero se espera que empiece a operar en el año 2014 (Proyecto Mesoamérica, 2009), con una capacidad inicial de transmisión de 300 MW.

En cuanto a las transacciones de energía de corto plazo la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia (CREG) y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá (ASEP) acordaron el 19 de marzo de 2009 (ASEP - CREG, 2009):

El uso físico de la interconexión en las Transacciones de Energía de Corto Plazo será el resultado del despacho coordinado de los mercados, de conformidad con las regulaciones de cada país e independientes de los contratos de compraventa de energía y conforme a las siguientes disposiciones:

- a. Los organismos reguladores determinarán cómo se compararán los precios de corto plazo y los demás costos en que se incurra para llevar la energía hasta los nodos de frontera en cada uno de los dos mercados, a fin de establecer los intercambios de corto plazo y si es necesario la definición de un umbral de precio a superar para que se produzcan los intercambios.*
- b. Los operadores de los mercados determinarán los intercambios a partir de la comparación de los precios de corto plazo y los costos antes referidos.*
- c. La dirección de los intercambios será del mercado con precios o costos más bajos hacia el mercado con precios o costos más elevados.*
- d. En cada país las transacciones de importación de corto plazo serán consideradas como generación y las de exportación como demanda.*
- e. Garantías. Análisis e implementación de un esquema de garantías que permita los intercambios de energía con la mayor seguridad y con el menor costo financiero.*
- f. Acceso e Intercambio de información. Es pertinente el desarrollo de unos protocolos de intercambio de información en donde se procure, para ambos mercados, que ésta sea precisa, oportuna, confiable, relevante y fácil de procesar.*

Las Transacciones de Energía de Corto Plazo no requieren tener asignados Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión. La capacidad de la interconexión que no esté asignada generará rentas de congestión a favor del dueño de la línea.

Cuando estén asignados los Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión le otorgarán al titular el derecho a recibir prioritariamente la renta de congestión recaudada asociados a la capacidad que le fue asignada, para un determinado sentido de flujo y por el horizonte de tiempo definido, siempre y cuando la capacidad no esté asociada a un contrato.

Ante situaciones de déficit o racionamiento, los Intercambios de Corto Plazo estarán sujetos a la reglamentación vigente para tal fin en la regulación de cada país.

Puede observarse gran similitud entre ambos acuerdos, el de la CAN 536 y el de la CREG y la ASEP, en cuanto a la definición de las reglas para establecer los flujos de electricidad y para asignar la capacidad de la transmisión, así como en la manera de considerar la oferta y la demanda de los países vecinos dentro del sistema nacional.

Sin embargo, existe una diferencia en cuanto a la asignación de las rentas de congestión, que al implementarse un mecanismo de Subasta Implícita queda sujeta a regulación.

De acuerdo con lo anterior, y considerando las características de la actual integración Colombia – Ecuador:

- No se tiene un mercado unificado.
- El sistema eléctrico de cada país tiene su propio operador.
- El cálculo de los precios se realiza inicialmente de manera independiente en cada país, sin considerar la interconexión, incluso cuando no existe congestión en las fronteras.

se adopta en adelante el término Market Coupling para referirse al esquema utilizado en la integración Colombia – Ecuador.

A continuación se presenta el procedimiento de cálculo de los flujos y precios bajo el mecanismo de Market Coupling para dos y tres países integrados, más adelante se discutirán los problemas que presenta este método analítico de cálculo cuando se involucran cuatro o más países.

3.3. PROCEDIMIENTO ANALÍTICO MARKET COUPLING

3.3.1. Dos países

Cuando se tienen sólo dos países integrados, como ha sido el caso de Colombia y Ecuador, el cálculo de los flujos y precios bajo Market Coupling es bastante simple. Consiste en determinar el país exportador (País 1) como el país cuyo precio sea menor, y a partir de esto, su capacidad de exportación entra a desplazar la curva de oferta del país importador (País 2), como se muestra en la Figura 10, logrando posiblemente una reducción en el precio del país importador.

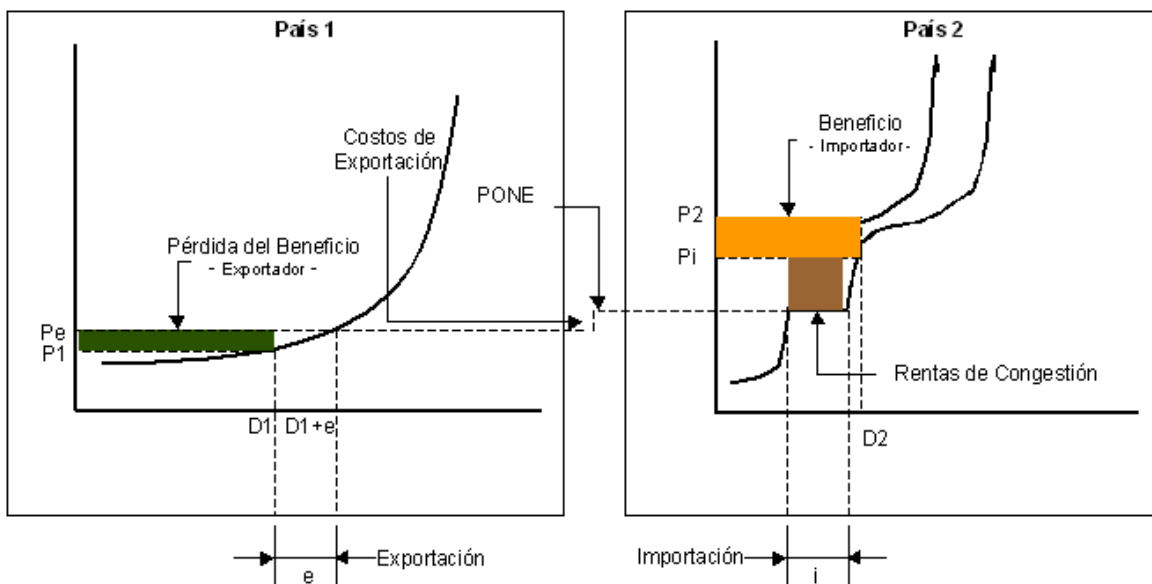


Figura 10. Market Coupling para dos países (Interconexión Eléctrica S. A., 2005)

Donde:

P1: Precio marginal del mercado del país 1 si no se presentaran exportaciones ni importaciones.

P2: Precio marginal del mercado del país 2 si no se presentaran exportaciones ni importaciones.

D1: Demanda del país 1.

D2: Demanda del país 2.

Pe: Precio marginal del mercado del país 1 al presentarse exportación de e unidades al país 2.

Pi: Precio marginal del mercado del país 2 al presentarse importación de i unidades del país 1.

PONE: Precio de oferta en el nodo exportador.

3.3.2. Tres países

Cuando se tienen tres países, las direcciones de los flujos en general pueden ser de tres formas dependiendo de las diferencias de precios. Pero en cualquier caso el cálculo se puede hacer de forma analítica como se muestra en la Figura 11.

El procedimiento es básicamente el mismo que para dos países. Se comparan los precios de los países para determinar el sentido de los flujos, siempre desde un país con menor precio a otro con mayor precio, y a partir de esto las capacidades de exportación de el o los países exportadores entran a desplazar la curva de oferta de el o los países importadores, generando una disminución en su precio interno.

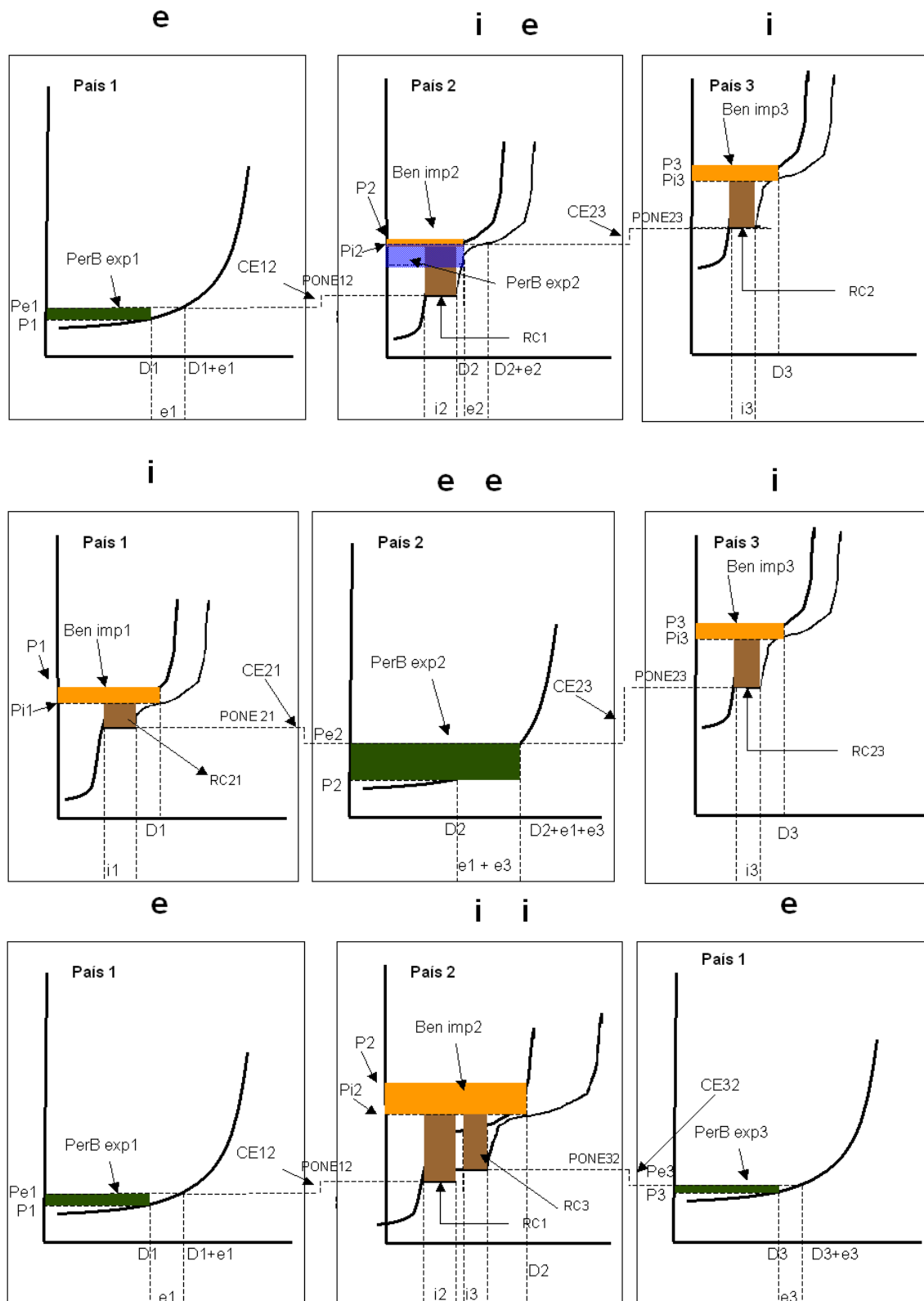


Figura 11. Market Coupling para tres países (Interconexión Eléctrica S. A., 2005)

Este mecanismo, que opera en la interconexión eléctrica Colombia – Ecuador, es probable que opere también en las interconexiones Colombia – Panamá y Ecuador – Perú, según lo establecido en el acuerdo entre la ASEP de Panamá y la CREG de Colombia (ASEP - CREG, 2009), y en las Decisiones CAN (CAN, 2002; CAN, 2009)

Sin embargo, existen opiniones encontradas acerca de los beneficios que se han logrado con las TIE (Transacciones Internacionales de Electricidad) entre Colombia y Ecuador. Por lo tanto es importante analizar los efectos de largo plazo de la implementación de este mecanismo en la futura integración de los cuatro países.

Al tener cuatro países el Market Coupling se vuelve más complejo, ya que los precios finales de los países son interdependientes y no es posible calcular de forma analítica el sentido ni la magnitud de los flujos para determinar los precios. Según ETSO (ETSO, 1999) el Market Coupling puede tener problemas de convergencia a gran escala, e incluso con cuatro países se debe iterar para resolver el despacho del sistema.

El objetivo de esta tesis es analizar la evolución de la capacidad instalada en Panamá, Colombia, Ecuador y Perú, integrados bajo el esquema Market Coupling. Para esto se construyó un modelo de Dinámica de Sistemas acoplado a un modelo que simula el despacho bajo Market Coupling, el cual permite analizar posibles futuros a partir de diferentes escenarios y políticas.

En el Capítulo 4 se presentan algunos de los trabajos más relevantes en este tema y la elección de la metodología.

4. METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta una breve revisión de la literatura, destacando los trabajos más relacionados con los objetivos de esta tesis y sus principales falencias, algunas de las cuales dan lugar a los aportes de esta tesis; para luego pasar a la discusión metodológica, en la cual se analizan diferentes opciones que podrían utilizarse para abordar el problema y se exponen las razones de la elección.

4.1. REVISIÓN DE LITERATURA

La literatura sobre mercados eléctricos es amplia y variada, incluyendo artículos sobre política como los de Navarro (Navarro, 1996) y Green y Newbery (Green y Newbery, 1997); artículos en los que se utilizan modelos económicos tradicionales como los de Kahn (Kahn, 1998) y Armstrong *et al* (Armstrong et al., 1994); y otros en los que se utilizan modelos de simulación como los de Bunn *et al* (Bunn et al., 1999), Lyneis (Lyneis, 1997) y Dyner y Larsen (Dyner y Larsen, 2001).

En cuanto a la integración de mercados de energía, también se cuenta con una gran diversidad de artículos, teniendo en cuenta las diferentes etapas de integración y los múltiples esquemas existentes entre los países o sistemas eléctricos. Entre los más relevantes se consideran: Mañé-Estrada (Mañé-Estrada, 2006), que presenta una discusión política acerca de la integración energética en la Unión Europea; y Pineau *et al* (Pineau et al., 2004), quienes hacen un estudio comparativo entre los sistemas de energía nórdico, MERCOSUR y NAFTA, y proponen un mecanismo para medir el grado de integración en el sector eléctrico que puede ser aplicado a otras regiones.

Se destacan los trabajos de Amundsen *et al* (Amundsen et al., 1999), quienes analizan los beneficios de la integración en el mercado nórdico bajo diferentes políticas de emisiones de CO₂; y Gnansounou y Dong (Gnansounou y Dong, 2004), quienes desarrollaron un modelo de optimización para analizar la integración inter-regional de Shandong y Shanghai en China.

Amundsen *et al* presentan un modelo de equilibrio en el cual consideran cuatro regiones: Dinamarca, Finlandia, Noruega, y Suecia, cada una con su función de demanda dada por: $P_{re}=a_{re}-b_{re}D_{re}$, donde a_{re} y b_{re} son constantes positivas, P_{re} es el precio al consumidor y D_{re} es la demanda. Cada región tiene una matriz de posibles tecnologías de generación eléctrica: hidro, gas, nuclear y carbón. Las emisiones de CO₂ están linealmente relacionadas con el uso de combustibles en generación y se analizan diferentes límites, tanto a las emisiones locales como regionales.

La generación de electricidad por medio de tecnologías que emiten CO₂ está dada por una función Cobb–Douglas, mientras que las tecnologías que no emiten CO₂ están caracterizadas por funciones de costo marginal. La condición de equilibrio es que los excedentes de producción en el mercado eléctrico sean positivos o cero, y se busca maximizar el excedente social agregado de los países nórdicos.

Si bien este modelo permite un análisis del beneficio social de la integración bajo diferentes políticas ambientales de control de emisiones de CO₂, el análisis es estático y no permite observar las tendencias del mercado en el largo plazo, como se pretende en esta tesis con el fin de analizar los posibles efectos de cierto esquema de integración sobre la seguridad de suministro de electricidad en la región y en cada país.

Por otra parte Gnansounou y Dong desarrollaron un modelo de optimización (minimización de costos de expansión y planeación del despacho) que comprende ocho módulos (

Figura 12). El objetivo es analizar la integración eléctrica de Shandong y Shanghai.

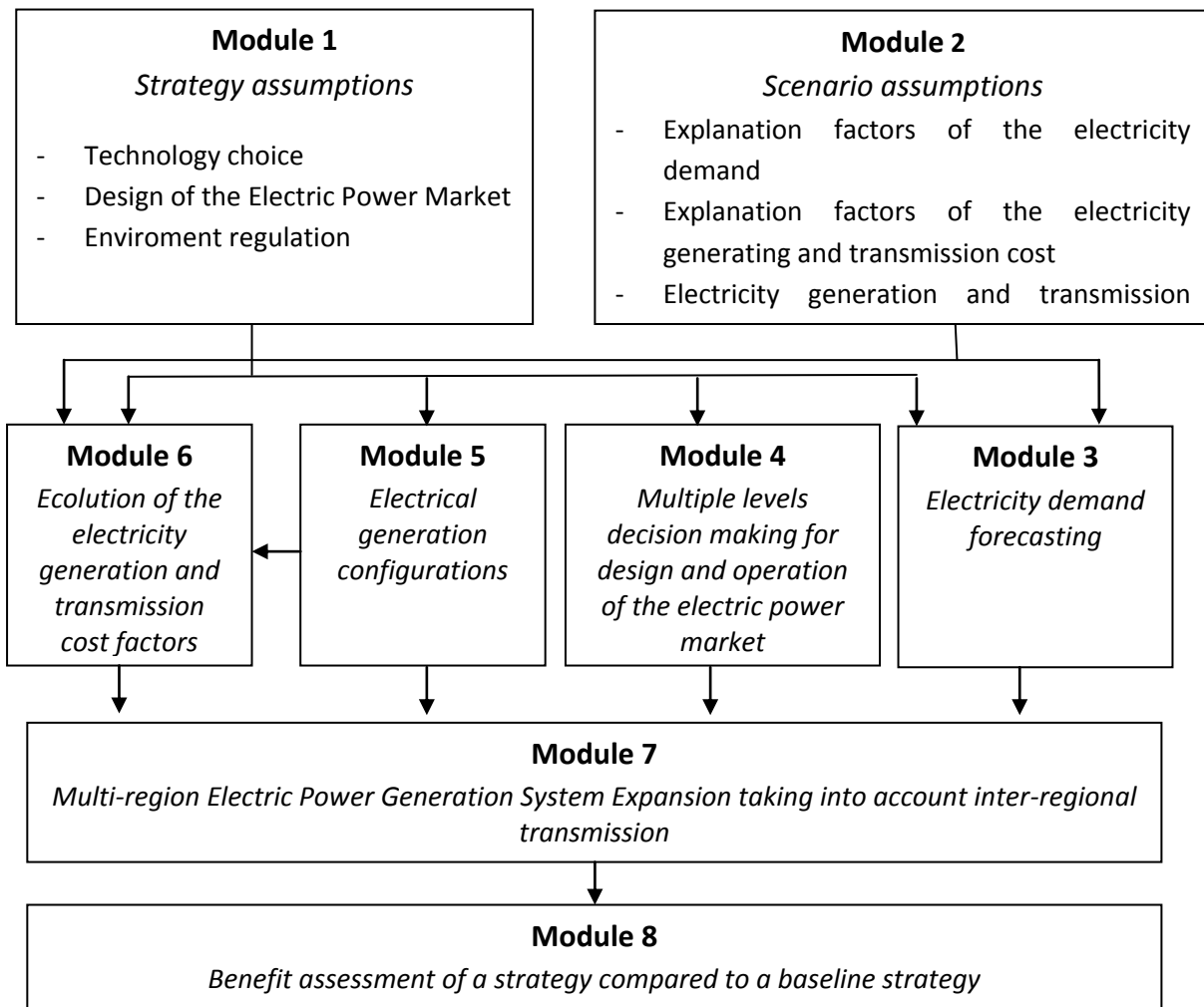


Figura 12. Esquema del Modelo de Gnansounou y Dong (Gnansounou, y otros, 2004)

Este modelo es bastante complejo, sin embargo no considera retroalimentación entre las variables del sistema, por lo que no es posible observar el comportamiento dinámico de los mercados en el tiempo. Aspectos como la regulación y la elección de tecnologías, entre otros, se definen al inicio de la simulación, y no se ajustan en el tiempo dada la evolución del sistema.

Dentro de la literatura relacionada con la integración eléctrica se encuentran también estudios en los cuales se aplica la teoría de juegos para determinar los flujos de electricidad entre las zonas y los precios, entre ellos, un artículo de Ehrenmann y Neuhoff (Ehrenmann & Neuhoff, 2009), quienes presentan una comparación entre un mercado integrado, que modelan como un juego Stackelberg, y un mercado separado, que modelan como Cournot. Para este artículo consideran cuatro países europeos, sin embargo encuentran problemas de alta sensibilidad a los supuestos, múltiples soluciones o inexistencia de equilibrio en estrategias puras en algunos casos, y gran dificultad para calcular equilibrios en estrategias mixtas en juegos complejos.

En cuanto a integración de mercados de energía en Latinoamérica son pocos los trabajos que se han desarrollado en la academia, entre ellos se encuentran un artículo de Hira y Amaya (Hira y Amaya, 2003), quienes analizan la integración en el MERCOSUR, el MER, la Unión Europea, y el NordPool desde una perspectiva histórica de regulación y políticas, cuestionando las razones de la integración y su posible evolución en términos de regiones y marcos regulatorios.

También se cuenta con algunos artículos sobre regulación y política de Millán (Millán, 2002) y Wolak (Wolak, 2003). En la Universidad Nacional de Colombia se han desarrollado dos tesis de maestría en el tema de integración de mercados en la Comunidad Andina desde una perspectiva económica: "Análisis de la integración de mercados eléctricos de la Comunidad Andina" (Naranjo y Franco, 2008) y "Análisis técnico económico de las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo (TIE) en el sistema colombiano, en el marco de los acuerdos de la CAN" (Gómez y Franco, 2007). Además, se publicó un libro sobre mercados eléctricos internacionales, aplicado a la CAN (García, 2006).

Sin embargo, la mayoría de los trabajos relacionados con el tema de integración energética en Latinoamérica son realizados por los agentes que participan en los mercados, como reguladores, operadores, administradores, etc., por firmas consultoras o por entes gubernamentales. Entre los más relevantes se encuentran los estudios de la Comisión de Integración Energética Regional – CIER, la Organización Latinoamericana de Energía – OLADE, la Comisión Económica para América Latina y el Caribe – CEPAL y el World Energy Council – WEC; así como los modelos desarrollados por ISA S. A., especialmente el software DRP (Morales, 2005) para la gestión y optimización de despachos domésticos e integrados.

En la literatura revisada no se encuentran estudios culminados que analicen la evolución a largo plazo de los mercados eléctricos integrados de la CAN y Panamá considerando más de tres países simultáneamente y teniendo en cuenta las retroalimentaciones entre las variables involucradas. Tampoco se encuentran desarrollos de herramientas que permitan realizar dicho análisis.

Como consecuencia, se pretende aportar al estado del arte desarrollando un modelo para analizar la integración eléctrica de cuatro países considerando retroalimentación, que permita entender la evolución de la capacidad instalada en cada país bajo diferentes políticas y escenarios.

A continuación se presentan posibles metodologías para abordar este problema y el análisis que conlleva a la elección de una metodología particular.

4.2. ELECCIÓN DE METODOLOGÍA

Para analizar los efectos de un esquema de mercado como el Market Coupling, en la integración de Panamá con la CAN, se hace necesario desarrollar un modelo que permita observar las tendencias en el largo plazo de la evolución de los mercados eléctricos integrados. Debe ser posible considerar retroalimentación entre las variables del sistema, pues esto ocasiona comportamientos dinámicos difíciles de intuir y cuya comprensión puede ser indispensable en el momento de analizar políticas o tomar decisiones.

Según Stoft (Stoft, 2002), la arquitectura del mercado se debe especificar antes que las reglas, sin embargo es necesario probar la arquitectura durante el proceso de diseño, lo cual requiere la especificación de las reglas. Así mismo el diseño debe considerar la estructura del mercado, la cual puede inhibir el correcto funcionamiento de algunos diseños.

Lo anterior da una idea de interdependencia que sugiere la utilización de metodologías como la dinámica de sistemas, que permiten involucrar retroalimentación en los modelos para el apoyo en la toma de decisiones y el aprendizaje acerca del comportamiento de un sistema.

El modelo debe involucrar, además, un mecanismo de despacho que simule los resultados del Market Coupling dadas las condiciones del sistema, con el fin de analizar los posibles efectos de dicho esquema sobre la evolución de los mercados integrados.

A continuación se discute la selección de la metodología, comenzando por el problema de corto plazo: el despacho bajo Market Coupling, y más adelante el de largo plazo: la evolución de los mercados.

4.2.1. Modelo de Corto Plazo

El problema que se presenta en la integración en el corto plazo es la manera de realizar el despacho coordinado. En esta tesis se pretende desarrollar un modelo para analizar la integración de Panamá a la CAN bajo el esquema de Market Coupling que se describió en el Capítulo 3, por ser el esquema utilizado actualmente en la integración Colombia – Ecuador y estar en concordancia con el acuerdo realizado entre la CREG y la ASEP (ASEP - CREG, 2009) para la futura operación de la interconexión Colombia – Panamá.

En cuanto a metodologías utilizadas para modelar el despacho en sistemas eléctricos, quizá la más utilizada ha sido la optimización. En este caso, se intentó aplicar un modelo de optimización considerando una función objetivo que minimizara el precio total del suministro de electricidad en la región, o maximizara las rentas de congestión haciendo que las interconexiones se aprovecharan al máximo de acuerdo con las diferencias de precios entre los países.

Sin embargo, esta optimización tiene problemas de convergencia debido a la interdependencia de los precios de los diferentes países, que deben ser determinados mediante un proceso iterativo. Cualquier función objetivo que se defina basada en el mecanismo de Market Coupling, involucra los precios de los países, lo que hace que la optimización no sea una buena opción.

Podría pensarse en optimización por métodos heurísticos, sin embargo, una de las condiciones importantes que debe cumplir un esquema de mercado es que sus resultados sean transparentes y reproducibles (ETSO, 1999), lo cual no podría garantizarse al usar heurísticas.

Otra alternativa podría ser un modelo de Teoría de Juegos, pero además de la complejidad en el cálculo de los equilibrios, que pueden no ser únicos, esta clase de modelos suelen tener supuestos muy fuertes que no se adaptan fácilmente a las condiciones reales del mercado y son muy sensibles a las condiciones iniciales, lo que complicaría bastante el análisis de escenarios que se pretende realizar en esta tesis.

También podría considerarse un modelo de Simulación Basada en Agentes, sin embargo, el interés no es analizar comportamiento estratégico de los países, sino los efectos de la aplicación de las reglas asumiendo que todos los agentes se ciñen a ellas. Por tanto, se considera innecesario involucrar la complejidad de un modelo de Simulación Basada en Agentes para analizar este problema.

Se optó entonces por desarrollar un modelo de despacho basado en reglas, en donde cada país aporta al modelo sus curvas de oferta y demanda, y el despacho se realiza según unas reglas predeterminadas que corresponden al esquema de mercado acordado entre los países. En el Capítulo 5 se describe con mayor detalle este modelo.

4.2.2. Modelo de Largo Plazo

En cuanto a la evolución del sistema a largo plazo, hay que tener en cuenta que se trata de un mercado en formación, por lo tanto no es posible obtener suficientes datos para hacer un análisis por medio de modelos matemáticos tradicionales, los cuales además no permiten involucrar alto número de variables considerando retroalimentaciones entre ellas y retardos.

La alternativa es entonces desarrollar un modelo de Dinámica de Sistemas (Forrester, 1961), que permita experimentar *a priori* para observar los efectos de las transacciones internacionales de electricidad sobre la capacidad instalada de los países bajo diferentes condiciones del entorno, teniendo en cuenta una gran cantidad de variables que intervienen en el sistema, como la hidrología, la inversión en capacidad, los precios, las tecnologías utilizadas para la generación, etc. que interactúan generando ciclos de retroalimentación, lo que hace que el problema se vuelva complejo y no sea posible intuir su comportamiento a largo plazo sin la ayuda de un modelo.

La Dinámica de Sistemas tiene la ventaja de no necesitar información completa, ya que se pueden evaluar diferentes condiciones para las variables que no se conozcan con precisión y así observar los efectos que podrían tener sobre el comportamiento del sistema. Debe tenerse presente que el objetivo no es pronosticar, ni encontrar equilibrios, sino visitar posibles futuros para así entender el comportamiento del sistema bajo diferentes políticas o escenarios.

Para entender el comportamiento de sistemas complejos es importante entender la dinámica de las interacciones entre los componentes del sistema. Los diagramas causales que se usan en el Capítulo 5 para ilustrar la dinámica de la expansión de capacidad en los países integrados, son una herramienta importante para representar la estructura de retroalimentación que genera el comportamiento de los sistemas.

Los ciclos de retroalimentación se componen de variables conectadas por flechas que denotan las relaciones de causalidad entre ellas. A cada flecha se le asigna una polaridad para indicar cómo cambia la variable dependiente ante un cambio en la variable independiente (Sterman, 2000), como se muestra en la Figura 13. Una polaridad positiva indica que si la causa aumenta el efecto también aumenta, y si la causa disminuye el efecto también disminuye; mientras que una polaridad negativa indica que si la causa aumenta el efecto disminuye, y si la causa disminuye el efecto aumenta.

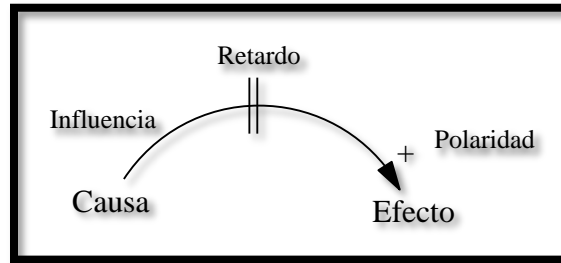


Figura 13. Notación en diagramas causales (Sterman, 2000)

Un retardo se simboliza mediante dos líneas que atraviesan la flecha de influencia, como en la Figura 13, e indica que el efecto de un cambio en la causa, se demora un tiempo en ocurrir.

Según Sterman (Sterman, 2000), el comportamiento dinámico es consecuencia de dos tipos de ciclos de retroalimentación: de refuerzo y de balance. Los ciclos de refuerzo, o positivos, tienden a amplificar lo que sucede en el sistema; mientras que los ciclos de balance, o negativos, se oponen al cambio. La polaridad de los ciclos se obtiene al multiplicar las polaridades de todas las influencias involucradas, por ejemplo en el ciclo de la Figura 14, multiplicando las polaridades: $(-) \times (+) = (-)$ se define que el ciclo es negativo o de balance.

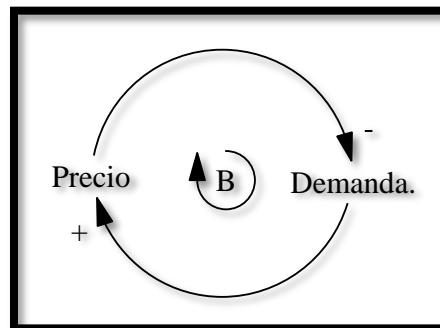


Figura 14. Ciclo de Retroalimentación Negativo o de Balance

Habiendo definido la metodología a utilizar, en el Capítulo 5 se presenta la descripción del modelo desarrollado, comenzando por el corto plazo, para luego revisar las hipótesis acerca de la dinámica de expansión de capacidad en un sistema eléctrico integrado y el modelo de largo plazo.

5. DESCRIPCIÓN DEL MODELO

Para analizar la evolución a largo plazo de los sistemas eléctricos de los cuatro países: Panamá, Colombia, Ecuador y Perú, bajo el esquema Market Coupling, se desarrolló un modelo de Dinámica de Sistemas, el cual se acopló a un modelo de despacho bajo Market Coupling, también desarrollado en este trabajo.

En la Figura 15 se presenta un esquema del acople entre los dos modelos. El modelo de Dinámica de Sistemas arroja en cada período las entradas necesarias para el modelo de despacho: un despacho inicial sin tener en cuenta integración, las curvas de oferta de los cuatro países y la expansión de capacidad de transmisión; y el modelo de despacho le devuelve en cada período la información de precios y generación, para ser considerada en el proceso de expansión de la capacidad.

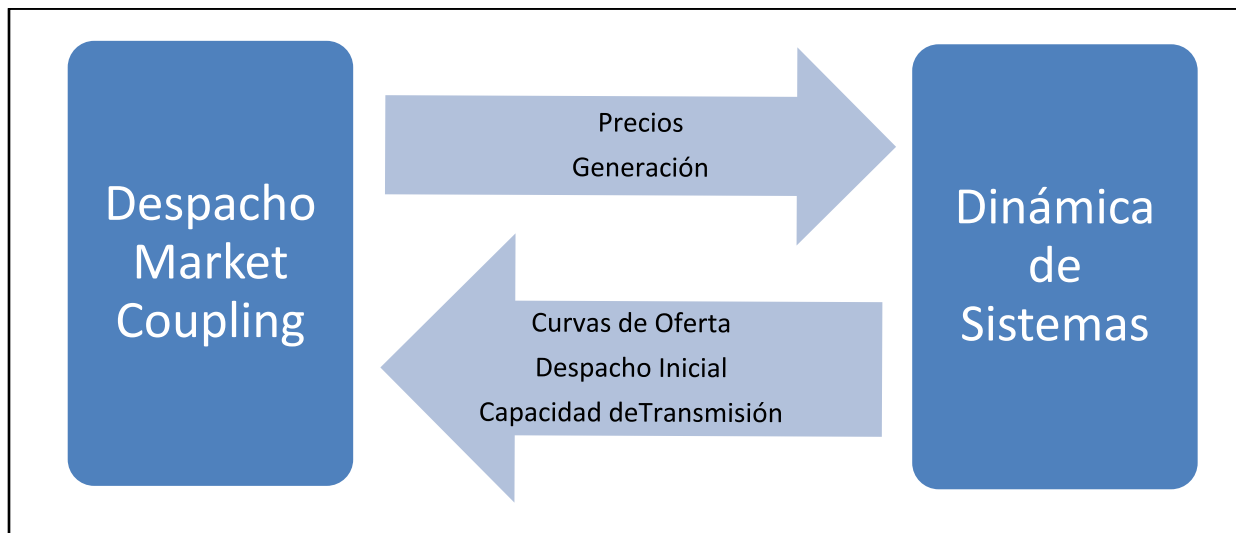


Figura 15. Acople del modelo

Además de los precios de los cuatro países, que se transmiten al modelo de Dinámica de Sistemas, el modelo de despacho arroja otros resultados, como los flujos entre los países, las rentas de congestión y la utilización de las redes.

El modelo de Dinámica de Sistemas fue desarrollado en Vensim y el de Despacho en Visual Basic para Excel. Ambos modelos se comunican en tiempo real usando un protocolo DDE (Dynamic Data Exchange).

A continuación se describe el modelo de despacho, y posteriormente el modelo de Dinámica de Sistemas que permite analizar el comportamiento de largo plazo.

5.1. MODELO DE DESPACHO BAJO MARKET COUPLING

Cuando se utiliza Market Coupling entre dos o tres países interconectados en serie, el cálculo de los flujos de electricidad y los precios puede hacerse por medio de un modelo de optimización relativamente simple o incluso de forma analítica cruzando las curvas de oferta como se expuso en el Capítulo 3.

Sin embargo, cuando se tienen cuatro países en serie, como en el caso de Perú, Ecuador, Colombia y Panamá, el sentido de los flujos no siempre puede determinarse de una manera tan simple, ya que los precios de los países no son independientes entre sí, por lo tanto el sentido del flujo entre dos países, depende de los flujos entre los demás.

Por esta razón se optó por desarrollar un modelo basado en reglas, que mediante un proceso iterativo encuentra los flujos entre los países y calcula los nuevos precios, teniendo en cuenta las transacciones internacionales, de acuerdo con las reglas del Market Coupling y las restricciones de las interconexiones. El algoritmo opera de la siguiente forma:



Figura 16. Esquema del funcionamiento del modelo de despacho

Este modelo debe ser alimentado con las curvas de oferta de los cuatro países, o al menos con los tramos de dichas curvas que deban ser considerados para la transacción internacional, y con un despacho inicial sin considerar las interconexiones entre los países.

A partir de esta información se selecciona el país con menor precio interno como país exportador, y entre sus vecinos el de mayor precio interno como país importador, ya que se busca despachar primero las plantas de generación con menor precio, desplazando generación costosa en el país importador.

Entre estos dos países se realiza una casación, como se muestra en la Figura 17. La curva de demanda del país importador se obtiene a partir de su curva de oferta, teniendo en cuenta que el país está dispuesto a desplazar generación propia, siempre y cuando pueda importar la energía a un precio menor que lo que le costaría generarla.

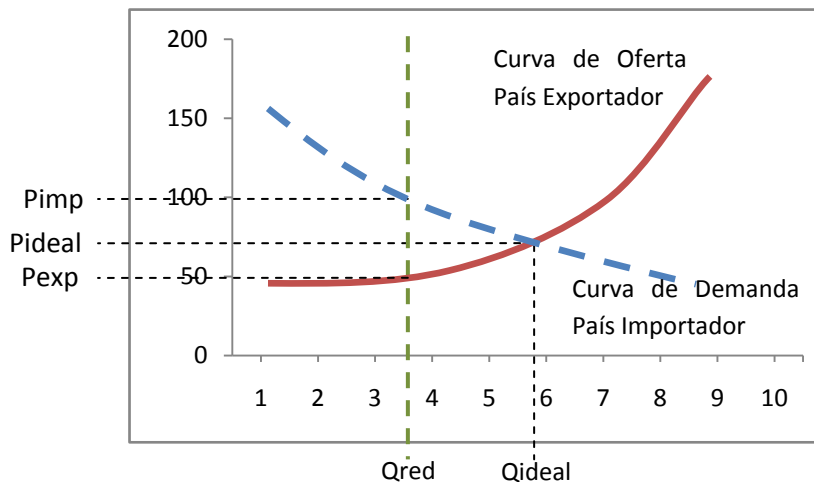


Figura 17. Casación

Dónde: P_{imp} : Precio del país importador luego de la transacción.

P_{exp} : Precio del país exportador luego de la transacción.

P_{ideal} : Precio que se obtendría si la interconexión fuera ilimitada.

Q_{ideal} : Electricidad despachada en el país exportador si la capacidad de la red fuera infinita.

Q_{red} : Electricidad despachada si hay congestión en la red.

Así, si la capacidad disponible de la interconexión es mayor que la cantidad en la que se cruzan ambas curvas (Q_{ideal}), entonces la cantidad de electricidad transmitida del país exportador al importador será Q_{ideal} y los precios de ambos países convergirían a P_{ideal} , sin tener en cuenta los costos de la transacción, que deberían ser cubiertos por el país importador.

En caso de que exista congestión en la red, se transmitiría una cantidad igual a la capacidad disponible de transmisión (Q_{red}), generándose una diferencia de precios entre los dos países. La diferencia entre el precio del país importador (P_i) y el precio del país exportador (P_e) es llamada renta de congestión, y debe ser adjudicada por regulación. En el caso de la CAN, en la Decisión 536 (CAN, 2002) se acordó otorgar dicha renta al país exportador, pero en el reglamento transitorio de la Decisión 720 (CAN, 2009) se estableció que las rentas deben ser asignadas por partes iguales al sistema importador y al exportador.

El proceso se repite, considerando las nuevas curvas de oferta, modificadas debido a las transacciones realizadas, hasta que los precios converjan o se cope la capacidad de transmisión. Para mayor detalle se puede consultar el código fuente en el Anexo 3.

Para validar el modelo, se realizaron pruebas de condiciones extremas y análisis de sensibilidad. El comportamiento fue el esperado bajo diferentes condiciones de precios por fuente y país, capacidades y costos de transmisión y capacidades de generación. Mayores detalles acerca de la validación de este modelo se presentan en el Anexo 2.

5.2. MODELO DE LARGO PLAZO

El modelo de largo plazo es un modelo de Dinámica de Sistemas que se alimenta en cada periodo con los resultados del modelo de despacho descrito anteriormente y simula la expansión del sistema en cada país. Para cada uno de los cuatro países se tiene un modelo idéntico estructuralmente, pero diferenciado en las condiciones iniciales, es decir en el estado actual de desarrollo de cada país.

Se utilizaron datos de capacidad instalada, proyectos en construcción, pronósticos de demanda y precios de combustibles de la UPME (UPME, 2009), XM (XM, 2010), CONELEC (CONELEC, 2009; CONELEC, 2009b), ETESA (ETESA, 2008), (CND Panamá, 2009) el Ministerio de Energía y Minas de Perú (Ministerio de Energía y Minas, 2008; Ministerio de Energía y Minas, 2009), NEON (NEON, 2010) y la CIER (CIER, 2007; CIER, 2008).

A continuación se presentan las hipótesis acerca de la dinámica de la expansión de capacidad en los mercados eléctricos de los países integrados, utilizando diagramas causales, y más adelante se presenta el modelo de Dinámica de Sistemas desarrollado a partir de estas hipótesis.

5.2.1. Dinámica de la Expansión de Capacidad

En la Figura 18 se presenta el diagrama causal que describe la expansión de la capacidad de generación en un país. Se asume que la estructura es válida para cualquiera de los cuatro países involucrados en la integración Panamá – CAN.

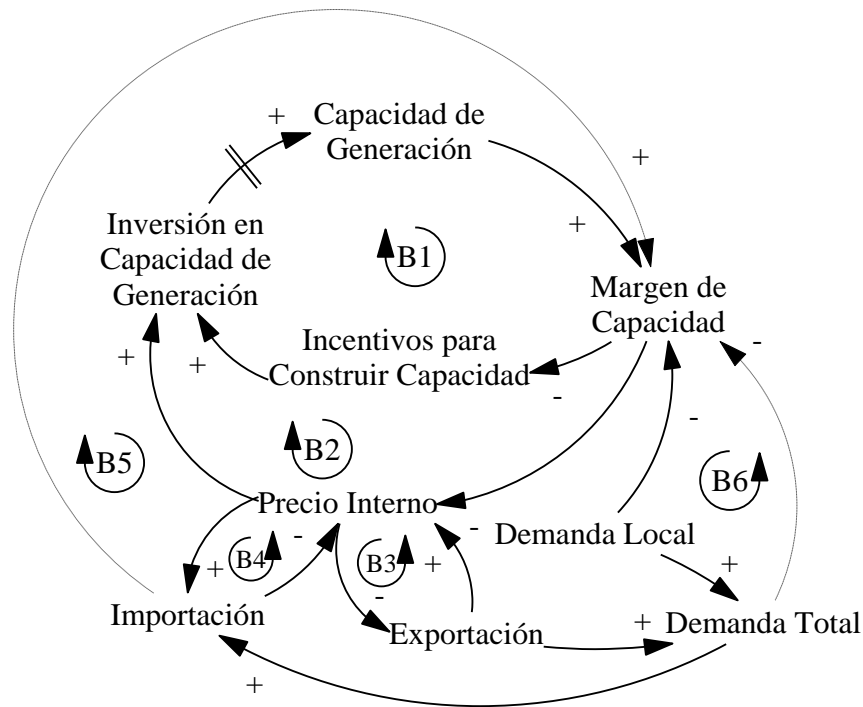


Figura 18. Diagrama Causal: Expansión de Capacidad de Generación

En los sistemas eléctricos se busca asegurar el suministro manteniendo un margen de capacidad, es decir que la capacidad instalada sea mayor que la demanda, de manera que no se corran riesgos de apagones en caso de eventos especiales como sequías o problemas técnicos que impidan generar al máximo de capacidad instalada.

El ciclo de balance B1 del diagrama causal anterior, que se presenta aislado en la Figura 19, representa esta situación, si el margen de capacidad es alto, disminuyen los incentivos para construir capacidad, y por ende la inversión en capacidad, mientras que si el margen está por debajo de los límites deseados, es posible que el gobierno incentive la inversión, haciéndola aumentar.

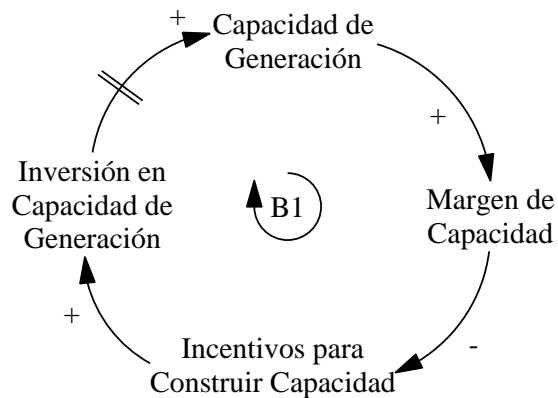


Figura 19. Ciclo de balance B1: Incentivos

Evidentemente, una mayor inversión en capacidad de generación lleva, con un retardo debido al tiempo de construcción, a una mayor capacidad de generación. Dicho margen de capacidad se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Margen de Capacidad} = \frac{\text{Capacidad Instalada} - \text{Demanda Máxima de Potencia}}{\text{Demanda Máxima de Potencia}}$$

Al existir un margen de capacidad alto, es posible que el precio de la electricidad disminuya, como se presenta en el ciclo de balance B2, en la Figura 20, ya que las plantas más costosas no tendrán que ser despachadas, y en el caso de las centrales hidroeléctricas su costo de oportunidad es menor. Esta disminución en el precio también disminuye la inversión en capacidad, ya que disminuye la rentabilidad de los proyectos.

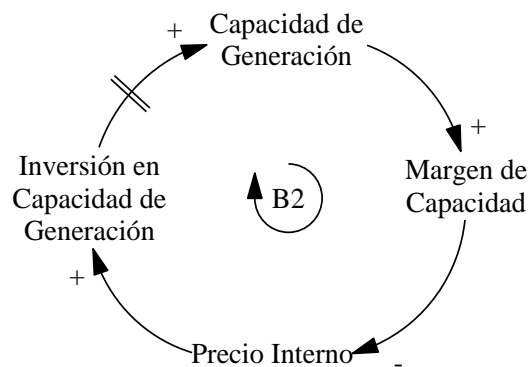


Figura 20. Ciclo de balance B2: Precio Interno

En el caso de países interconectados, un menor precio interno puede hacer que la demanda de exportación aumente, pero al aumentar la demanda tendrán que despacharse plantas más costosas que pueden ocasionar un aumento en el precio interno. Esto genera el ciclo de balance B3 de la Figura 21. Este efecto de las exportaciones sobre el precio interno ha sido modificado en el reglamento transitorio de la CAN (CAN, 2009), pero aún en el caso de que se tengan precios independientes para la demanda interna y externa, el precio interno podría verse afectado por las exportaciones debido al mayor consumo de agua para generación que aumenta el costo de oportunidad en las centrales hidroeléctricas.

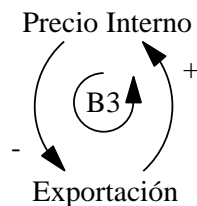


Figura 21. Ciclo de balance B3: Exportación

De igual manera un precio interno alto aumenta las importaciones, las cuales a su vez ayudan a disminuir el precio al desplazar generación más costosa en el país, generando el ciclo de balance B4 que se presenta en la Figura 22.

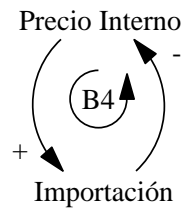


Figura 22. Ciclo de balance B4: Importación

Dependiendo de las políticas que se adopten, podrían considerarse o no las importaciones y exportaciones a la hora de calcular el margen de capacidad, es decir que un país puede confiar en parte su seguridad de suministro a países vecinos o puede preferir asegurar su independencia energética, como se muestra en la Figura 23.

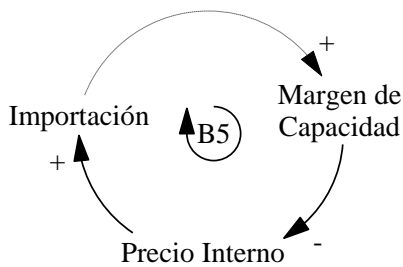


Figura 23. Ciclo de balance B5: Margen con Importación

Así mismo podría ampliar su capacidad de generación teniendo en cuenta las posibles necesidades de sus vecinos (exportación), o sólo las locales, generando o no el ciclo de balance B6 de la Figura 24.

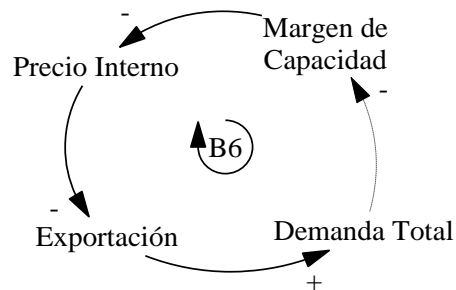


Figura 24. Ciclo de balance B6: Margen con Exportación

En la Figura 25 se presenta la dinámica de la expansión de la red de transmisión internacional. La inversión en red es atractiva económicamente siempre que el precio interno es mayor que el precio de un país vecino en un porcentaje definido en las reglas del mercado, pues esto indica que se podrían disminuir los costos de suministro importando electricidad en lugar de generarla.

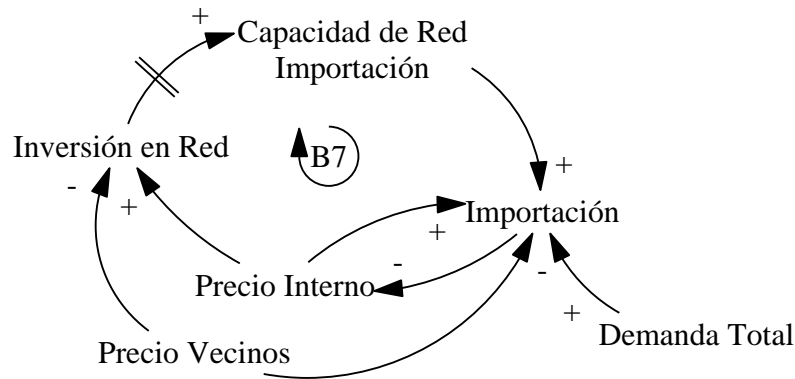


Figura 25. Expansión de la Red de Transmisión

Al aumentarse la capacidad de la red para importación, es posible aumentar la importación, lo que lleva a una disminución en el precio interno, haciendo entonces menos atractiva la inversión en la red. De esta manera se forma el ciclo de balance B7.

Esta dinámica de expansión se da por motivos económicos, sin embargo es posible que un país decida incentivar la expansión de la red con el fin de mejorar su seguridad de suministro. En este caso estaría corriendo el riesgo de depender energéticamente de otro país.

A continuación se presenta la descripción del modelo desarrollado.

5.2.2. Modelo de Dinámica de Sistemas

A partir de las hipótesis planteadas acerca de la dinámica de expansión de los sistemas eléctricos integrados, se desarrolló el modelo de Dinámica de Sistemas para analizar la integración de Panamá, Colombia, Ecuador y Perú.

El horizonte de simulación son 15 años, de 2010 a 2025, con un paso mensual. Este tiempo es suficiente para observar la expansión en las diferentes tecnologías de generación, y el paso mensual permite observar las variaciones estacionales de la oferta debidas a la hidrología. Se utilizó el método de integración Euler con un paso de integración de 0.25.

El modelo se compone de tres sectores principales para cada país: Expansión de la Capacidad, Despacho Inicial y Costos de Generación Hidroeléctrica.

En la Figura 26 se presenta el diagrama de flujos y niveles de la expansión de capacidad. Se considera un indicador de rentabilidad para cada tecnología de generación calculado como la diferencia entre el precio interno y los costos fijos y variables, teniendo en cuenta posibles incentivos del gobierno que dependen del margen de capacidad esperado. Según el escenario de expansión de la red, se calcula además un indicador de rentabilidad para la red de transmisión desde cada país vecino, para esto se considera la diferencia entre el precio interno y el precio del vecino además de los costos fijos o de instalación de la red. También en este caso pueden existir incentivos del gobierno dependiendo de la política que se establezca.

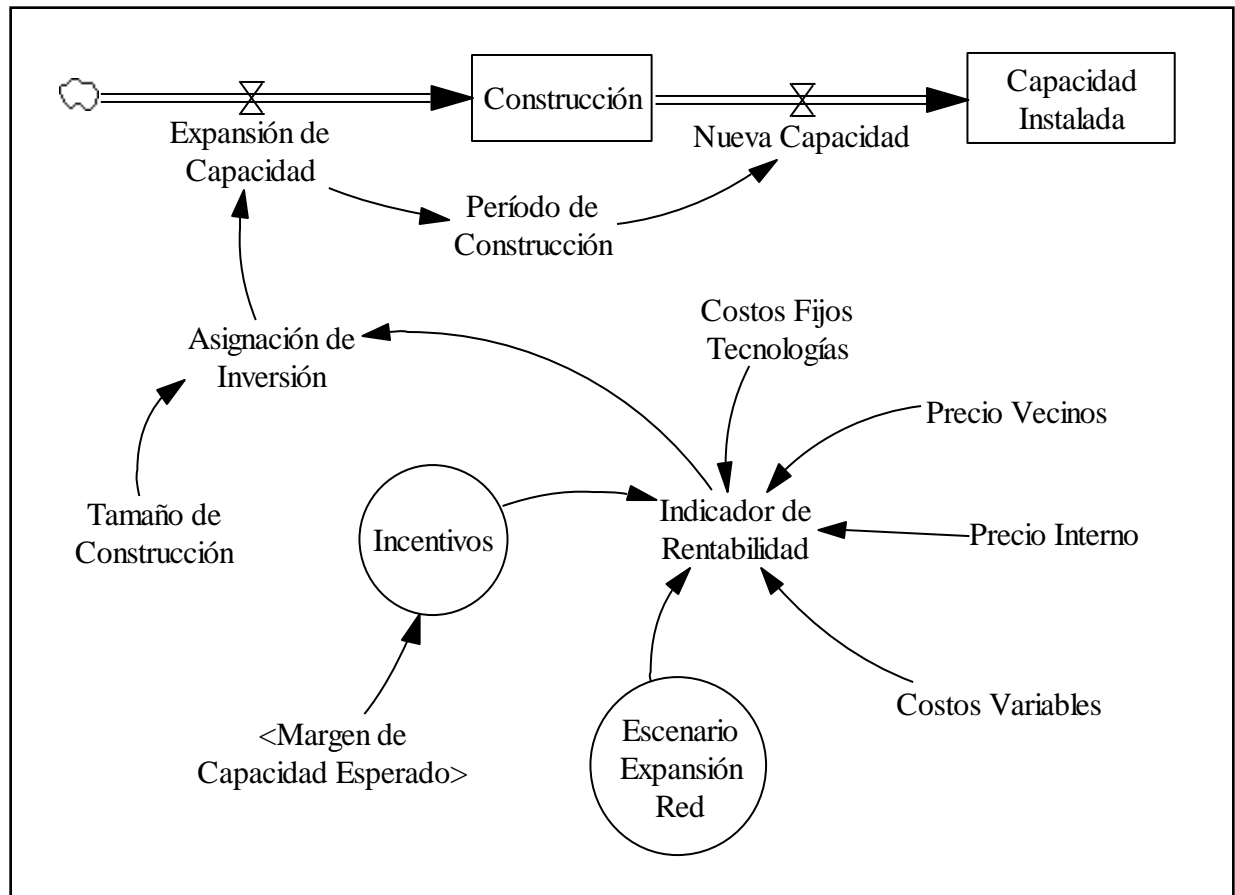


Figura 26. Diagrama de Flujos y Niveles para la Expansión de Capacidad

Para cada opción de expansión: Hidro, Carbón, Gas, Combustibles Líquidos y redes para importar, si su indicador de rentabilidad es positivo, se asigna una inversión para construir una planta o red de transmisión con una capacidad determinada por la variable Tamaño de Construcción, que debe ser un tamaño razonable para construir.

Se construye entonces la nueva capacidad, que tras el período de construcción según la tecnología, pasa a aumentar la capacidad instalada.

La capacidad instalada afecta directamente la oferta de electricidad, que se calcula a partir de la potencia instalada, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua en el caso de las centrales hidroeléctricas (Figura 27). Para calcular dicha oferta de electricidad se consideran en la realidad otros aspectos, como la firmeza, la disponibilidad de combustibles y las capacidades contratadas con anterioridad, sin embargo, la modelación de éstos desborda el alcance de esta tesis.

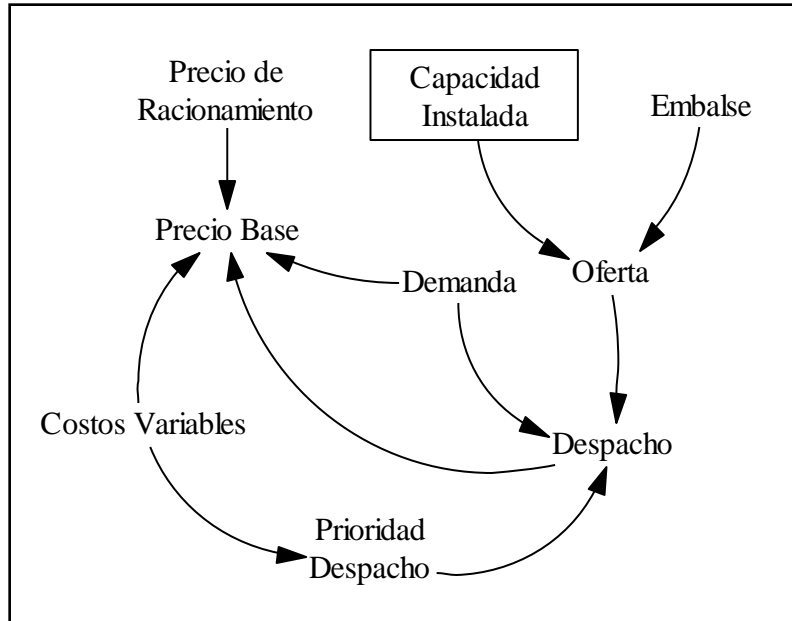


Figura 27. Diagrama para el Despacho Inicial

A partir de los costos variables de cada tecnología, que se estiman para las térmicas a partir de las proyecciones de los precios de los combustibles en cada país y para las hidroeléctricas de acuerdo con la hidrología como se presentará más adelante, se define una prioridad de despacho mayor para las tecnologías con menores costos y menor para las de mayores costos. De acuerdo con esta prioridad se realiza un despacho por orden de mérito, y la última tecnología despachada para abastecer la demanda pone el precio base. Si la oferta no es suficiente para satisfacer la demanda, el precio base es un precio de racionamiento.

Este precio base, junto con las curvas de oferta, son transmitidos al modelo de despacho bajo Market Coupling como punto inicial para el algoritmo iterativo que calculará el despacho coordinado entre los países y devolverá los precios definitivos.

Para las centrales hidroeléctricas se modeló el costo de oportunidad del agua como se muestra en el diagrama de flujos y niveles de la Figura 28.

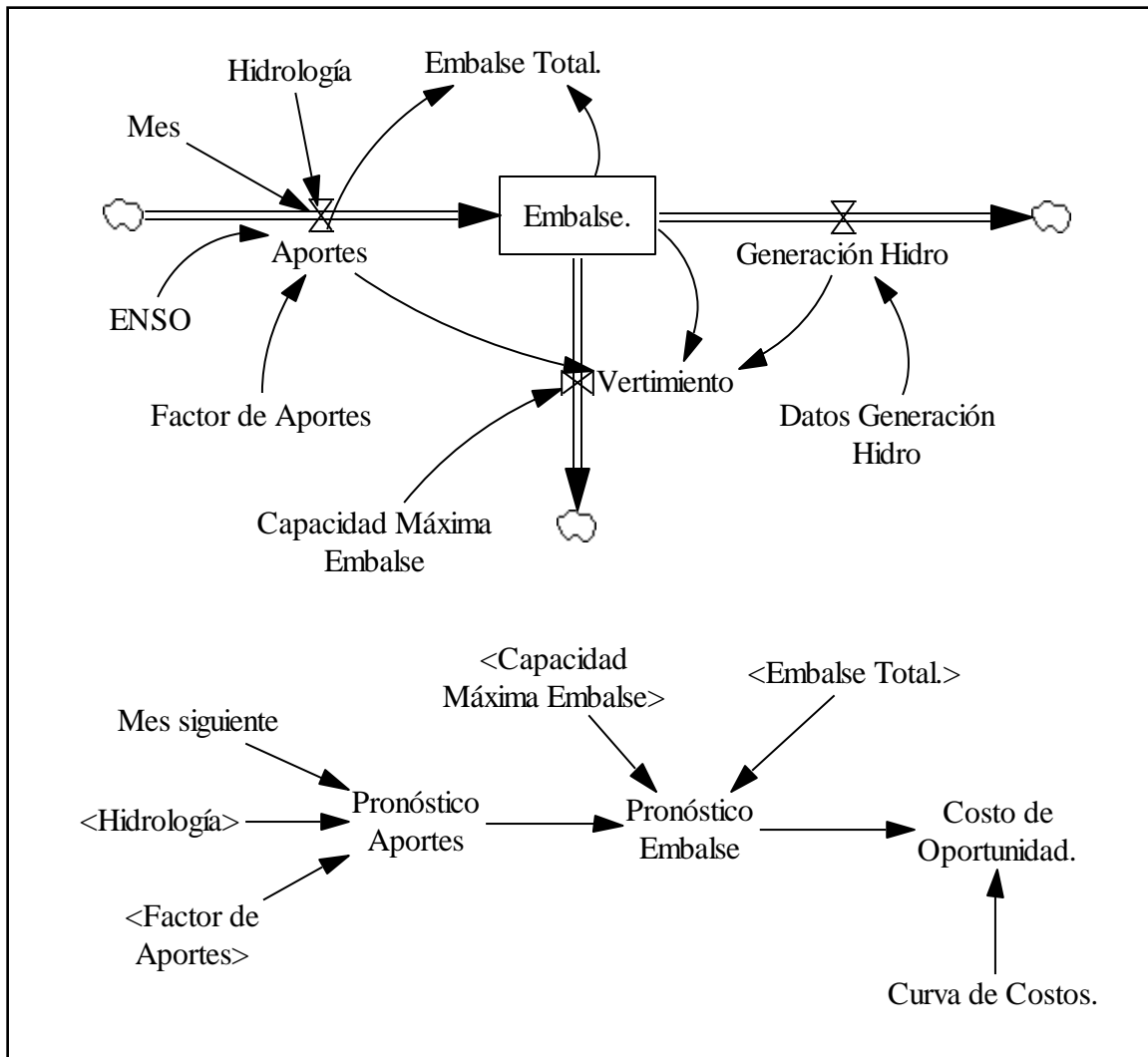


Figura 28. Diagrama de Flujos y Niveles para Hidroeléctricas

El nivel del embalse varía de acuerdo con la generación, que es calculada luego de correr el algoritmo de Market Coupling; y con los aportes, que dependen de las condiciones hidrológicas del país. Si en algún momento el nivel del embalse supera la capacidad máxima, el agua se verterá.

El costo de oportunidad del agua depende del pronóstico del nivel del embalse, basado en el pronóstico de aportes para el mes siguiente (la simulación del despacho es mensual), y se calcula a partir de la curva de costos de oportunidad, en la que se define el impacto del nivel del embalse. Para las corridas del modelo que se presentan en esta tesis, se estimaron las curvas teniendo en cuenta que se busca guardar agua para las temporadas secas, evitando al máximo el vertimiento.

El factor de aportes se define como un porcentaje de la capacidad total del embalse, de manera que al expandirse la capacidad, también se aumenten los aportes, ya que se espera que al tener más embalses, se pueda recoger más agua. El factor se estima de acuerdo con la capacidad actual de los embalses en cada país y los aportes promedio al sistema.

Se consideran las variaciones en el ciclo hidrológico anual de cada país según los resultados del análisis de caudales en las principales cuencas, que se presentó en el Capítulo 2. Para efectos de la simulación, se toma la estacionalidad de estas series y un factor medio de aportes a los embalses de cada país, el cual se modifica para simular períodos de anomalías El Niño o La Niña en la región, teniendo en cuenta el régimen hidrológico de cada país.

Cabe recordar que para cada uno de los cuatro países se utiliza un modelo con la misma estructura que se describió anteriormente, calibrado de acuerdo con las condiciones actuales de cada sistema y los pronósticos de demanda, precios de combustibles, etc. según correspondan.

En el Capítulo 6 se presenta el proceso de validación del modelo y en el Capítulo 7 se analizan los resultados considerando diferentes políticas.

6. VALIDACIÓN

Teniendo en cuenta la escasez de información, especialmente acerca de los costos de generación por tecnología en cada país, no se pretende que los resultados del modelo se ajusten perfectamente a la realidad, pero sí que muestren las tendencias del sistema bajo diversos escenarios.

Barlas (Barlas, 1996) argumenta que la validación de un modelo de dinámica de sistemas es un proceso gradual de construcción de confianza, teniendo en cuenta el propósito del modelo, que se da en todas las etapas de la metodología. Sin embargo, es importante hacer una porción significativa de actividades de validación antes de proceder con el análisis de políticas.

El objetivo principal de la validación de un modelo de dinámica de sistemas es validar la estructura del modelo. También debe verificarse que los resultados del modelo reproduzcan el comportamiento real del sistema, pero esto sólo tiene sentido si se tiene confianza en la estructura del modelo. Es por esto que Barlas (Barlas, 1996) propone la siguiente secuencia de validación:

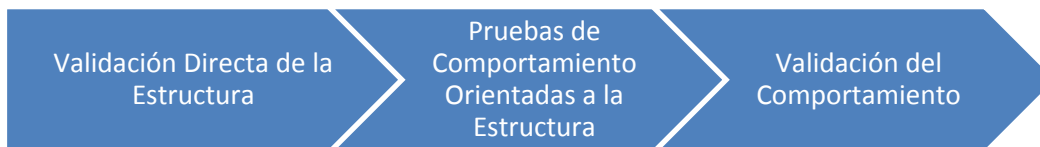


Figura 29. Secuencia de Validación

La validación directa de la estructura se presentó en el Capítulo **Error! Reference source not found.**, donde se formuló y analizó la estructura del modelo, comparándola con el conocimiento acerca de la estructura real del sistema. Además de esto, en el proceso de construcción del modelo se analizó cada ecuación para establecer su significado con respecto al sistema real y que sus resultados fueran coherentes en situaciones extremas, para las cuales es fácil anticiparlos, por ejemplo: si el precio de la electricidad en un país es cero, y no se dan incentivos, ninguna tecnología debe ser rentable. La consistencia dimensional se verificó usando la herramienta que incluye Vensim para este análisis.

Se realizaron pruebas de comportamiento orientadas a la estructura, analizando el comportamiento del sistema bajo condiciones extremas y sensibilidad a los parámetros. El comportamiento del modelo en todos los casos fue el esperado, sin embargo es importante destacar que los resultados pueden ser bastante sensibles a las condiciones hidrológicas y a la manera de calcular el costo de oportunidad del agua (situación que ocurre en el sistema real), como se presenta a continuación.

6.1. SENSIBILIDAD A LAS CONDICIONES HIDROLÓGICAS

Los resultados del modelo presentan una alta sensibilidad a los parámetros y condiciones relacionadas con la hidrología, lo cual se considera acorde con la realidad, pero se destaca como un aspecto importante a tener en cuenta en el momento de analizar los resultados.

Por ejemplo, si se asume un costo de oportunidad del agua igual a cero, sin importar el nivel de los embalses, podrían ocurrir situaciones como la que se muestra en la Figura 30, que presenta la generación potencial de Colombia.

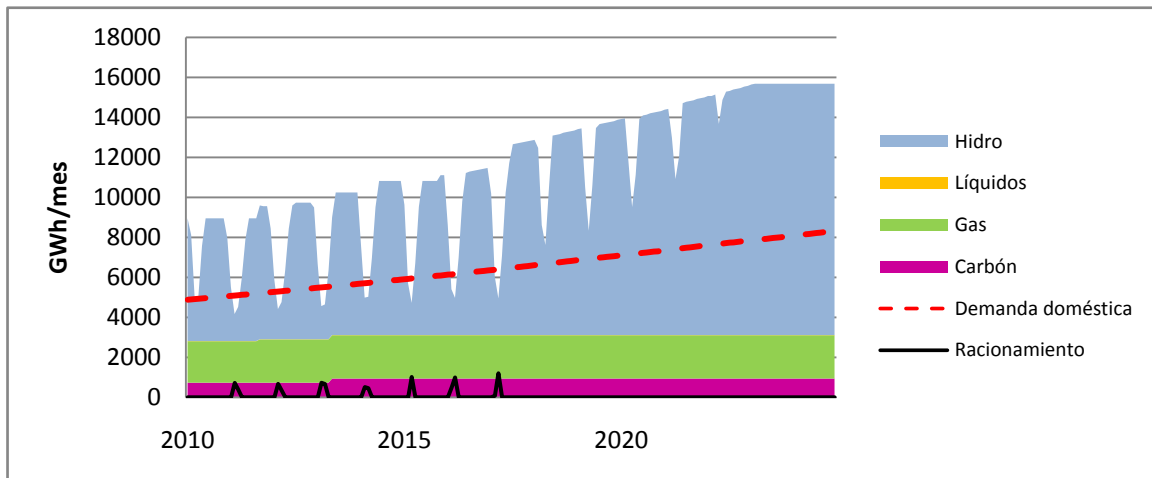


Figura 30. Generación Potencial Colombia con Costo de Oportunidad Cero

En los primeros años de la simulación ocurren racionamientos, debido a que no se hace una buena regulación de los embalses, permitiendo que se utilice toda el agua disponible aún cuando se esperan temporadas secas. Así, en las temporadas secas, el agua disponible es poca, y las centrales térmicas no alcanzan a cubrir la demanda.

A largo plazo esto genera una gran atracción por la inversión en centrales hidroeléctricas, puesto que el costo de generación es prácticamente cero y su factor de utilización cercano al 100%. Al final de la simulación la capacidad hidroeléctrica es suficientemente alta, y los embalses alcanzan a almacenar tanta agua que aún generando siempre en la base, no tienen problemas para abastecer la demanda en épocas de sequía.

En el caso contrario, si se toma un costo de oportunidad demasiado alto, que todo el tiempo supere al costo de la generación térmica, se utilizará un porcentaje muy pequeño de la capacidad hidroeléctrica instalada, ya que las demás centrales serán despachadas primero.

Como se ve en la Figura 31, en este escenario Colombia siempre tendría agua disponible en los embalses para generar al 100% de su capacidad, sin embargo, al considerarse costosa la generación hidroeléctrica sólo se utilizará como última opción para abastecer la demanda. Esta condición hace que sea rentable invertir en centrales a gas, que además de tener menores costos variables de generación, tendrían un

mayor factor de utilización, lo que hace más fácil la recuperación de la inversión, asumiendo que las reservas de gas fueran suficientes.

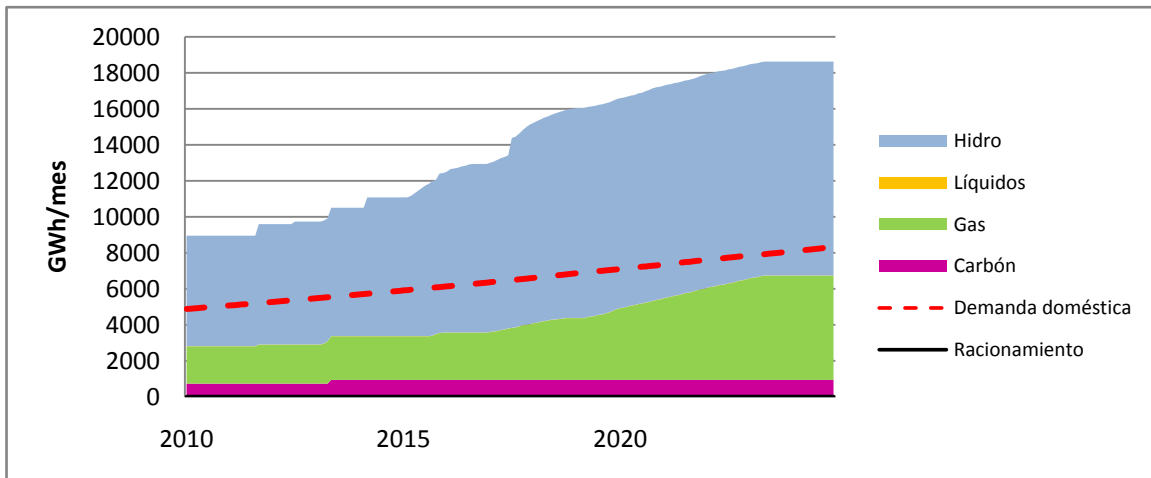


Figura 31. Generación Potencial Colombia con Costo de Oportunidad Alto

Un costo de oportunidad muy alto puede beneficiar la seguridad de suministro, puesto que se almacena la mayor cantidad posible de agua todo el tiempo, sin embargo, se desaprovecha la oportunidad de generar electricidad a un menor costo y se pierden grandes cantidades de agua debido a los vertimientos, como se muestra en la Figura 32.

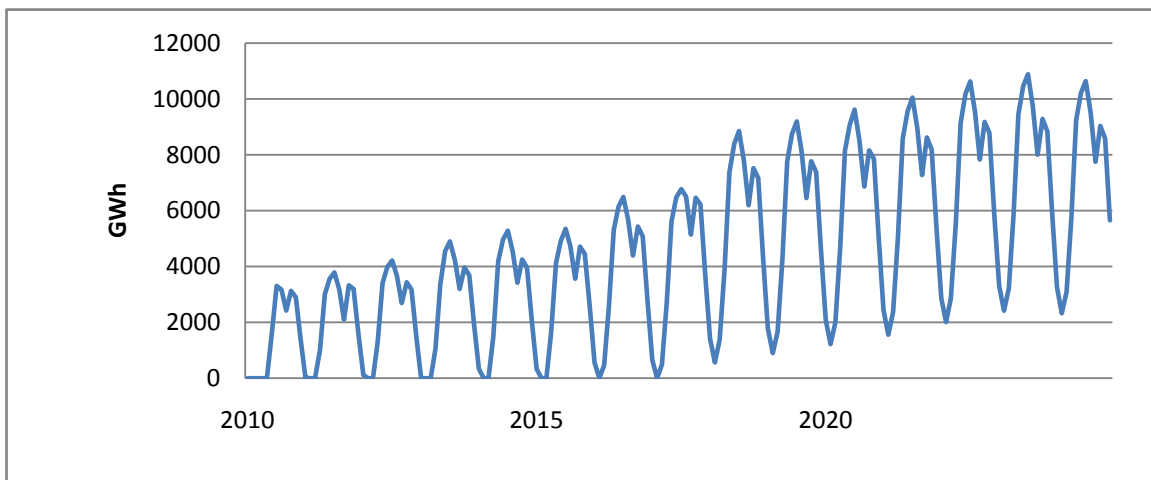


Figura 32. Vertimientos Colombia con Costo de Oportunidad Alto

De acuerdo con la secuencia de validación propuesta por Barlas (Barlas, 1996), se debe continuar con la validación del comportamiento.

6.2. VALIDACIÓN DEL COMPORTAMIENTO

Estas pruebas deben estar orientadas a determinar la capacidad del modelo para reproducir los principales patrones de comportamiento del sistema real. Por tratarse de un mercado en formación, en este caso no es posible comparar los resultados del modelo con datos históricos reales del sistema, sin embargo se realiza una validación empírica y cualitativa, verificando que los comportamientos del modelo sean lógicos de acuerdo con el conocimiento acerca del sistema.

Esta etapa de la validación trasciende al análisis de políticas que se presenta en el Capítulo 7, ya que se trata de analizar que los patrones de comportamiento que se obtienen del modelo, bajo diferentes condiciones iniciales y cambios estructurales, sean coherentes.

Algunos de los análisis realizados, que no forman parte del análisis de políticas, comprenden diferentes escenarios de costos variables de generación en los países y diferentes escenarios hidrológicos.

Más detalles acerca de estos análisis se presentan en el Anexo 1, pero se recomienda continuar con el Capítulo 7 antes de consultar el anexo, debido a que los análisis presentados en él hacen referencia al Escenario Base que se presenta en el Capítulo 7.

7. ANÁLISIS DE POLÍTICAS

Antes de presentar el análisis de políticas, se recuerda que el propósito no es pronosticar, sino aprender acerca del sistema a partir del análisis de los patrones de comportamiento que arroja el modelo según las variaciones de parámetros o estructurales a las que se someta. El análisis se desarrolla desde un punto de vista de escenarios, evaluando en cada caso cómo podría ser el comportamiento del sistema si las condiciones fueran las definidas en cada escenario.

Para definir las políticas a considerar en este análisis, se plantean dos ejes principales: expansión de la red y confianza en los vecinos, representados por los ejes horizontal y vertical de la Figura 33 respectivamente. De esta manera se definen los cuatro escenarios que se observan en la figura.

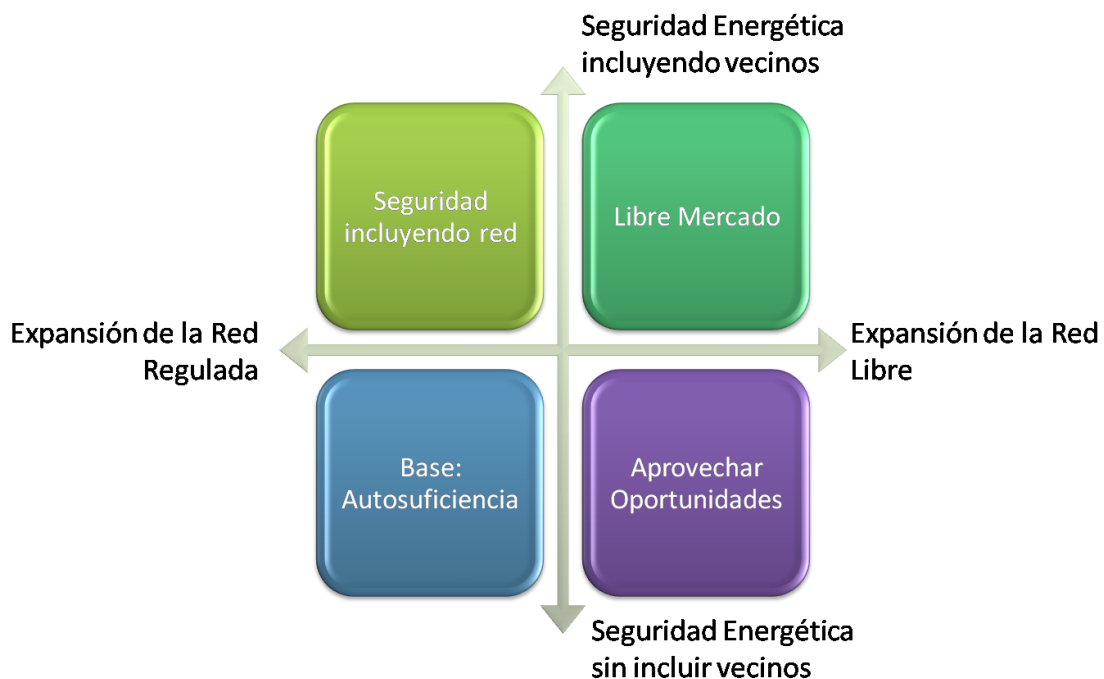


Figura 33. Escenarios de Políticas

El escenario de Autosuficiencia es un escenario en el que no se tienen en cuenta las importaciones ni las exportaciones para calcular el margen de capacidad instalada, y no considera expansión de la red adicional a la que existe en este momento o está en proceso de construcción.

El escenario de Seguridad incluyendo red, tiene en cuenta las importaciones y exportaciones para calcular el margen de capacidad, que es un indicador de la seguridad de suministro, sin embargo no considera expansión adicional de las redes de transmisión. Es un escenario con poco sentido práctico, razón por la cual no será analizado.

Aprovechar Oportunidades es un escenario en el cual se expande la red por motivos económicos, y se realizan transacciones siempre y cuando sean convenientes desde una perspectiva de precios, pero no se confía en los vecinos la seguridad de suministro, es decir que el margen de capacidad se calcula como si el país estuviera aislado de los demás.

En el Libre Mercado hay expansión de la red por motivos económicos y de seguridad de suministro, considerando las capacidades de importación y exportación en el cálculo del margen de capacidad.

A continuación se presenta el análisis de estas políticas.

7.1. ESCENARIO BASE (EB)

Tanto para la validación del modelo como para el análisis de políticas es importante tener un punto de referencia. Se considerará entonces el caso base como un escenario en el cual se busca la independencia energética, es decir que no se tiene en cuenta la capacidad de importación para calcular el margen de capacidad. En este escenario no se considera expansión en las redes de interconexión, a excepción de la entrada en operación en el 2014 de la interconexión Colombia – Panamá.

En cuanto a los costos de generación, se asume que Colombia es el país con menores costos, seguido por Perú, Ecuador y por último Panamá. Así mismo se asume que la fuente de generación más costosa son los combustibles líquidos, seguidos por el gas y el carbón; en el caso de las centrales hidroeléctricas su costo puede llegar a ser prácticamente cero si hay agua en abundancia, mientras que puede superar los precios de las térmicas cuando se espera un período de sequía, utilizando una curva de costos de oportunidad del agua cóncava para cada país. En este escenario se considera una hidrología promedio, sin fenómenos El Niño o La Niña.

En el Anexo 1 se presentan un análisis de sensibilidad a los costos de generación y los resultados del modelo al involucrar eventos El Niño o La Niña en este escenario.

En la Figura 34 se presentan los resultados en cuanto a precios y utilización de las redes de los cuatro países. La figura está compuesta por las cuatro gráficas de precios correspondientes a cada uno de los países, considerando el país integrado y aislado; y entre ellas las gráficas que representan la fracción de utilización de la red de transmisión entre cada par de países.

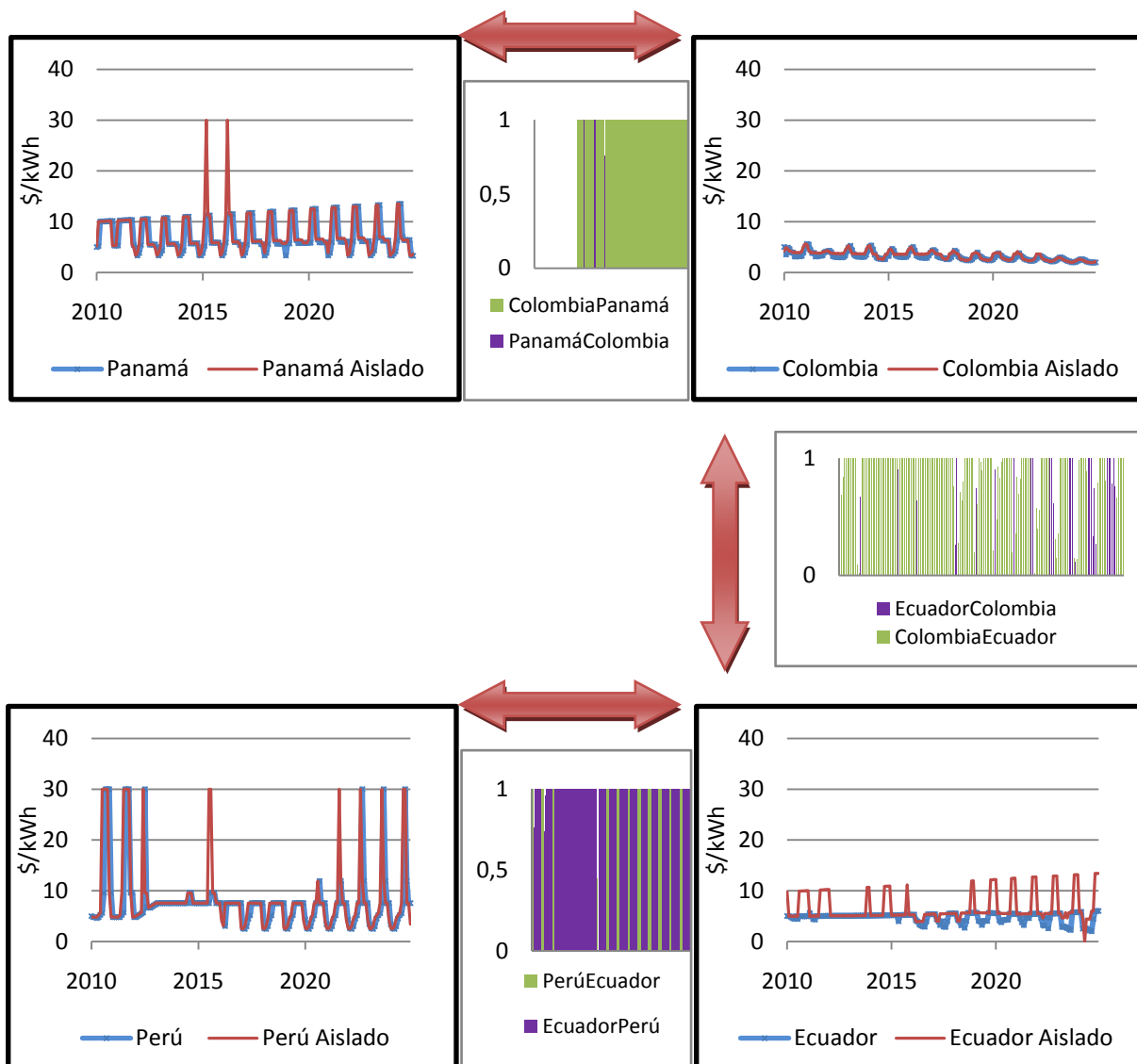


Figura 34. Precios con y sin integración y utilización de las redes EB

Puede notarse un alto factor de utilización de las redes Colombia – Panamá y Colombia – Ecuador, esto se debe a que Colombia tiene los menores costos de generación y tiene capacidad disponible para exportar.

Sorprende observar la utilización de la red Ecuador – Perú, ya que los costos de generación por tecnología son menores en Perú que en Ecuador, pero su precio es superior debido a la magnitud de la capacidad instalada en cada tecnología y a que Ecuador puede importar electricidad de Colombia para desplazar plantas costosas.

En el caso de Colombia, exportador neto en este escenario, se puede observar cómo en algunos períodos se invierten los flujos. Este comportamiento se debe a períodos con escasez de agua, que hacen que requiera tecnologías más costosas para abastecer su demanda, por lo que se vuelve atractiva la importación desde Ecuador o Panamá, que pueden estar en un período de mejor hidrología, ofreciendo precios más bajos.

Esta situación se observa con mayor claridad en la Figura 35, donde se presentan la generación de cada país, la demanda doméstica y el racionamiento.

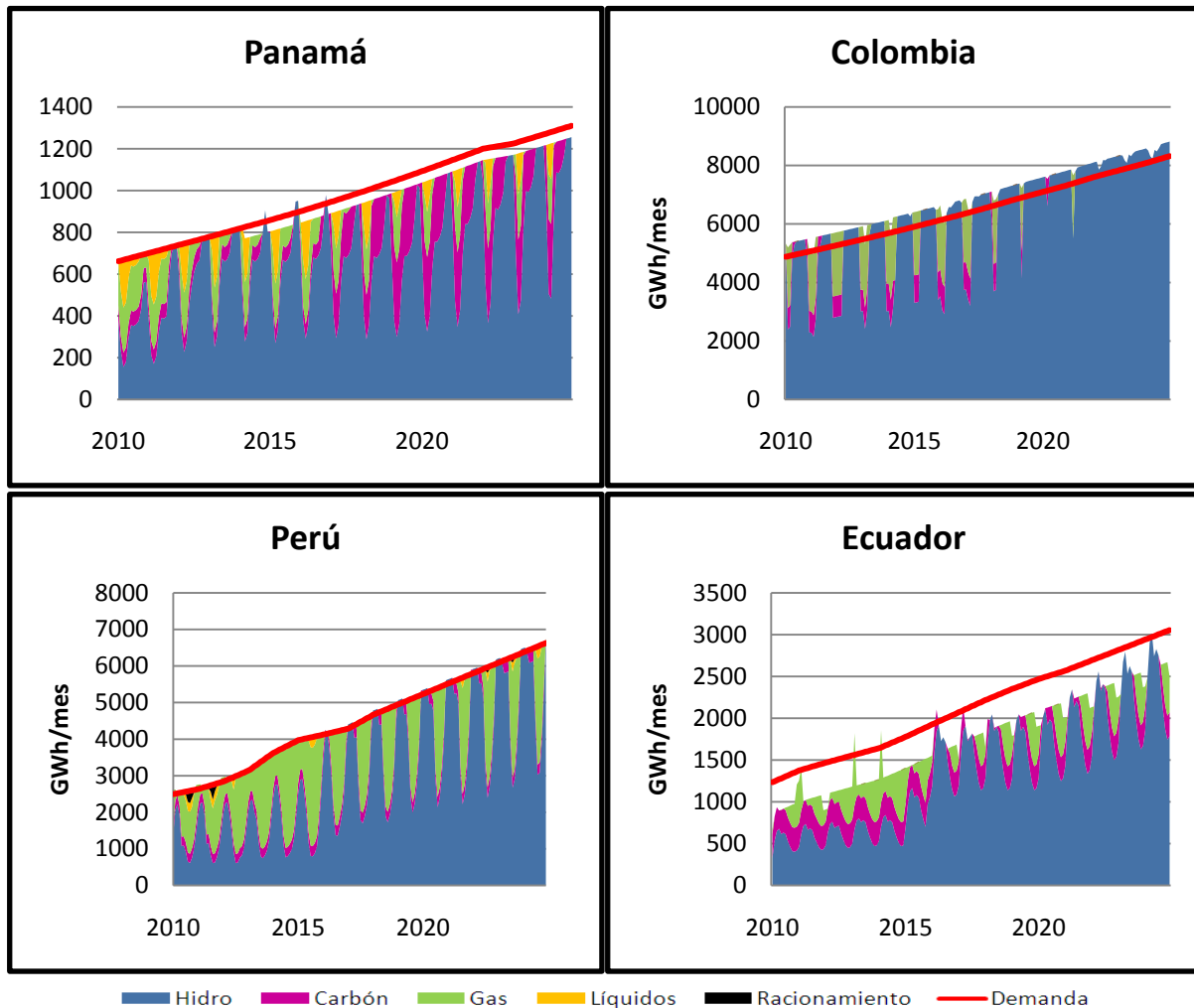


Figura 35. Generación EB

La expansión de la capacidad de generación se realiza de acuerdo con un indicador de rentabilidad que involucra incentivos del gobierno como se explicó en el Capítulo **Error! Reference source not found.**, asumiendo que se busca mantener un margen de capacidad cercano al 30% de la demanda.

En la Figura 36 se presenta la evolución de la capacidad instalada de los cuatro países, y las capacidades de transmisión entre ellos según lo planeado en los acuerdos de la CAN y ASEP-CREG. En el modelo se incorporan además los planes de expansión de los cuatro países hasta el 2018, considerando un crecimiento económico medio.

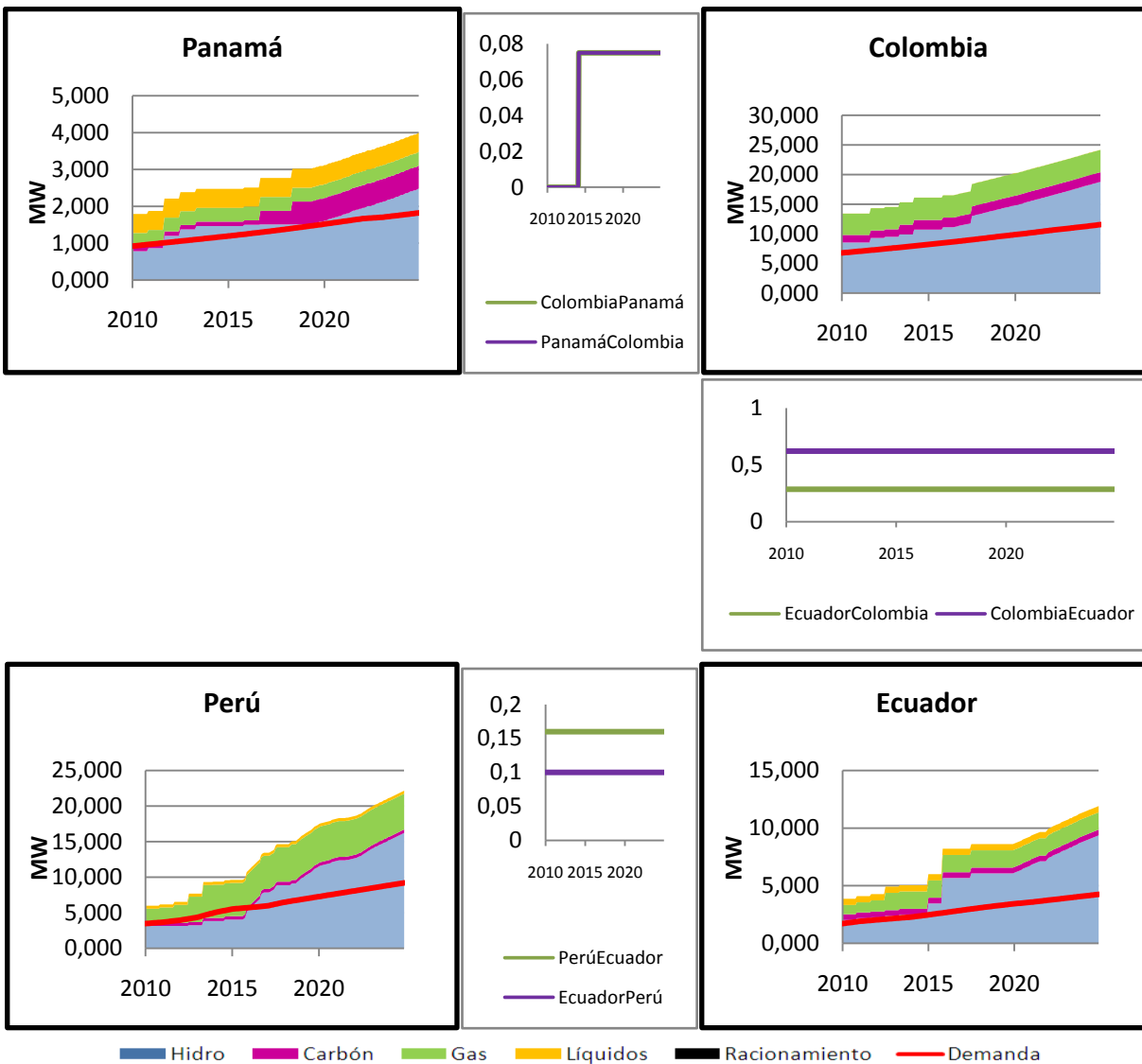


Figura 36. Capacidad Instalada de Generación EB

Se observa que la expansión se da casi en su totalidad en centrales Hidroeléctricas, a excepción de Panamá. Esto se debe a que Colombia, Ecuador y Perú tienen precios muy bajos, lo que hace que sólo las hidroeléctricas, que tienen menor costo de generación, sean rentables. En Panamá en cambio no se logran precios tan bajos, por ende, son rentables plantas con mayores costos de generación como las térmicas.

Cabe recordar que en este escenario no se considera la opción de ampliar la red de transmisión, por lo que las decisiones de inversión en generación son locales.

7.2. INDEPENDENCIA ENERGÉTICA CON EXPANSIÓN ECONÓMICA DE LA RED (IER)

En este escenario se consideran las mismas condiciones del escenario base, pero permitiendo la expansión de la red por motivos económicos, sin tenerla en cuenta dentro del margen de capacidad.

En la Figura 37 se observa cómo las transacciones internacionales desplazan generación. En este caso Colombia, por ser el de menores costos de generación, abastece gran parte de la demanda de sus vecinos, e incluso Perú, que no está directamente interconectado con Colombia, se beneficia de la caída en los precios de Ecuador debido a las importaciones desde Colombia.

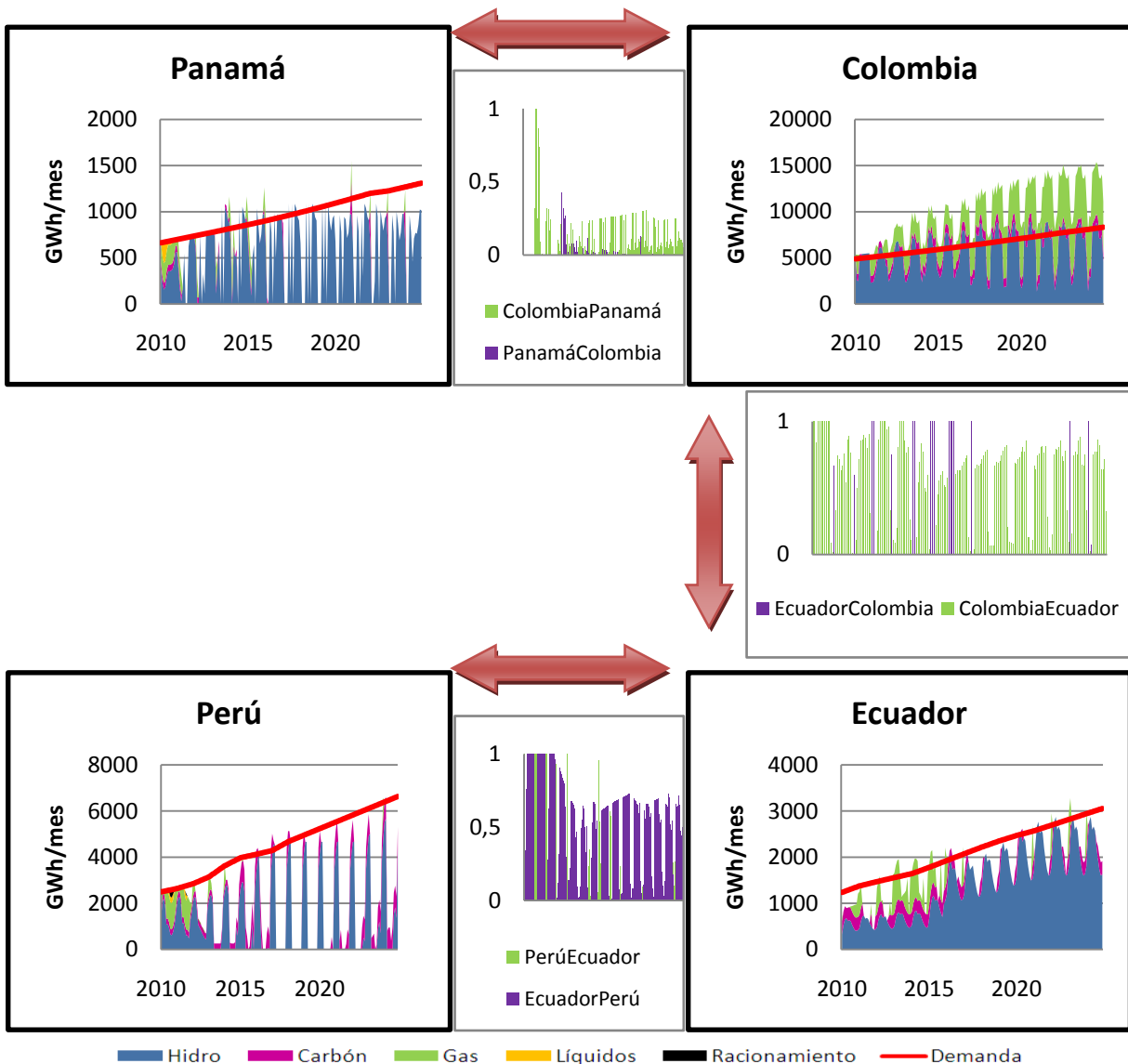


Figura 37. Generación y Utilización de las Redes IER

En este escenario se expande bastante la capacidad de transmisión entre los países debido a que esta alternativa de inversión tiene unos costos de instalación muy inferiores a los de las centrales de generación, así que la inversión puede recuperarse fácilmente aún con factores de utilización muy bajos.

Sin embargo, en la Figura 38 se observa que la capacidad de generación en todos los países se expande a pesar de que en la figura anterior se puede notar el bajo factor de utilización, a excepción de Colombia, esto se debe a los incentivos que se generan con el fin de mantener la independencia energética.

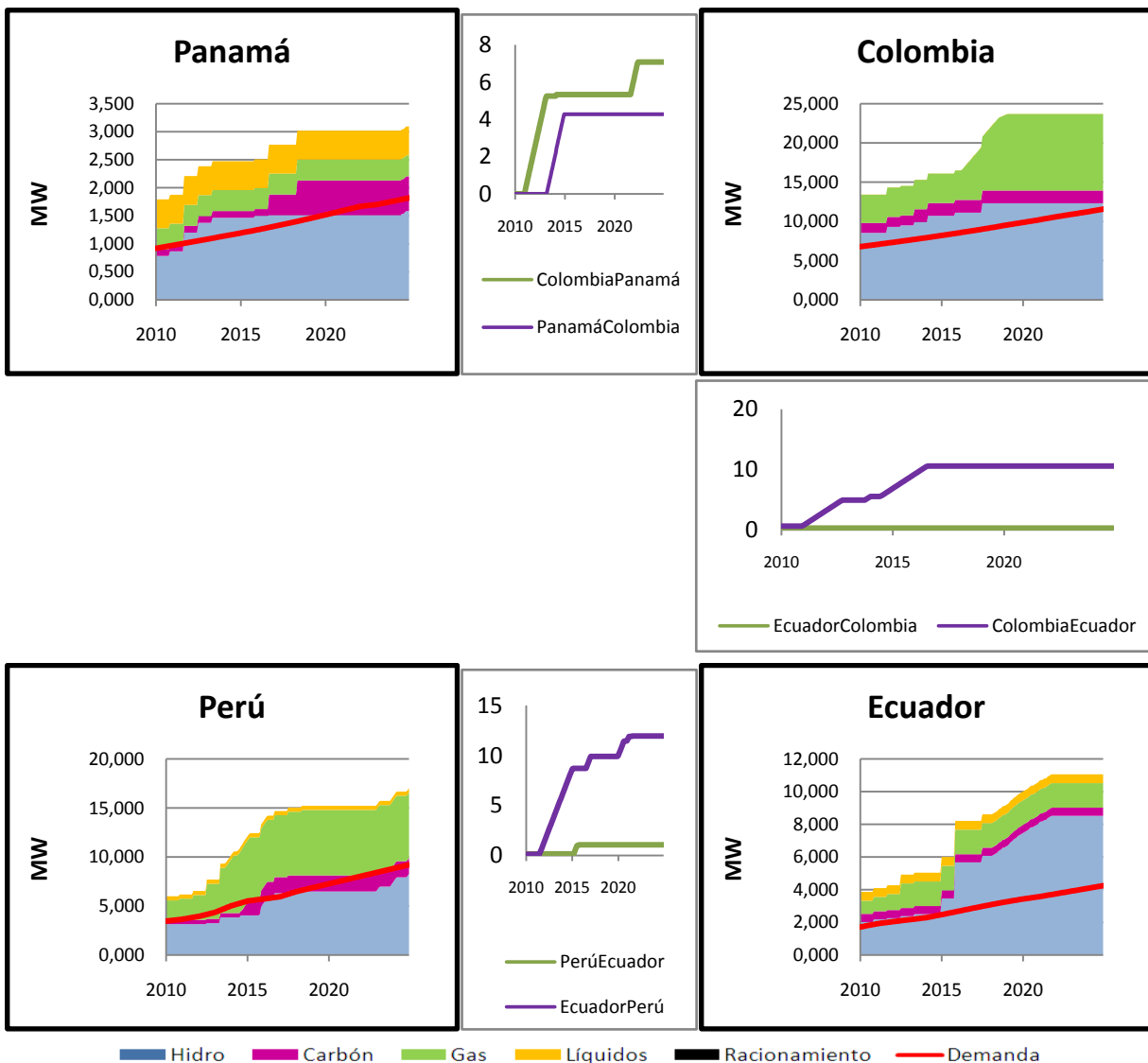


Figura 38. Expansión de Capacidad IER

En la Figura 39 se observa que la integración permite una disminución en los precios de Panamá, Ecuador y Perú. Sin embargo cada país aislado podría abastecer su demanda sin problemas la mayor parte del tiempo.

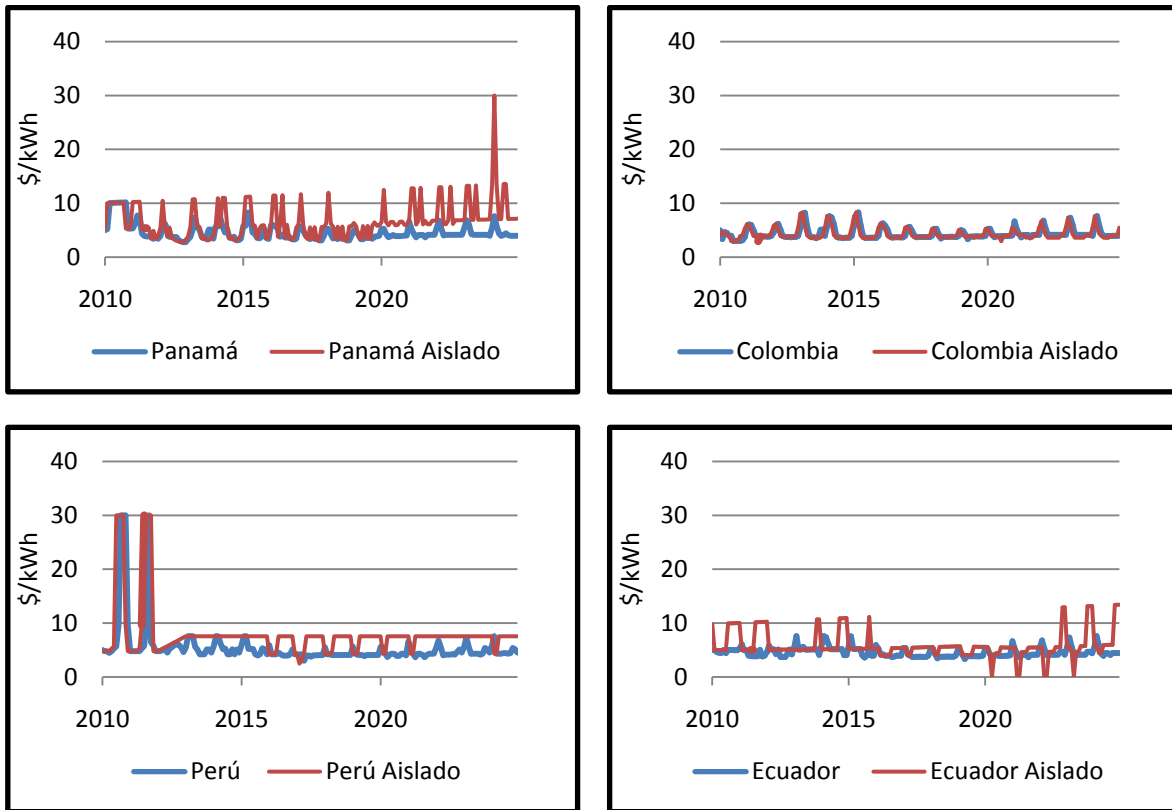


Figura 39. Precios IER

En la Figura 40 se presentan los precios de Ecuador y Perú sin considerar la interconexión entre Colombia y Ecuador. Al compararlos con los de la figura anterior, se puede verificar que Perú obtiene beneficios de la interconexión entre Colombia y Ecuador, como se afirmaba antes, debido a que las importaciones de Ecuador desde Colombia dejan excedentes a Ecuador que puede exportar a Perú para contribuir a la disminución de su precio.

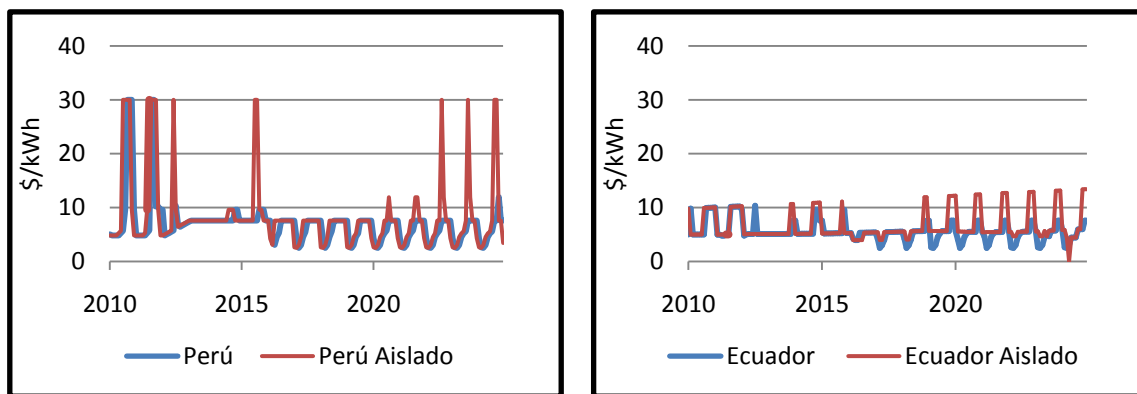


Figura 40. Precios IER sin Interconexión Colombia-Ecuador

Además se puede observar en la Figura 41 que Perú y Ecuador generan casi la totalidad de su consumo, y el sentido de las transacciones entre ellos es variable. Esto se debe a que los costos de generación son muy cercanos, y ninguno de los dos países tiene excedentes de capacidad importantes a bajo costo.

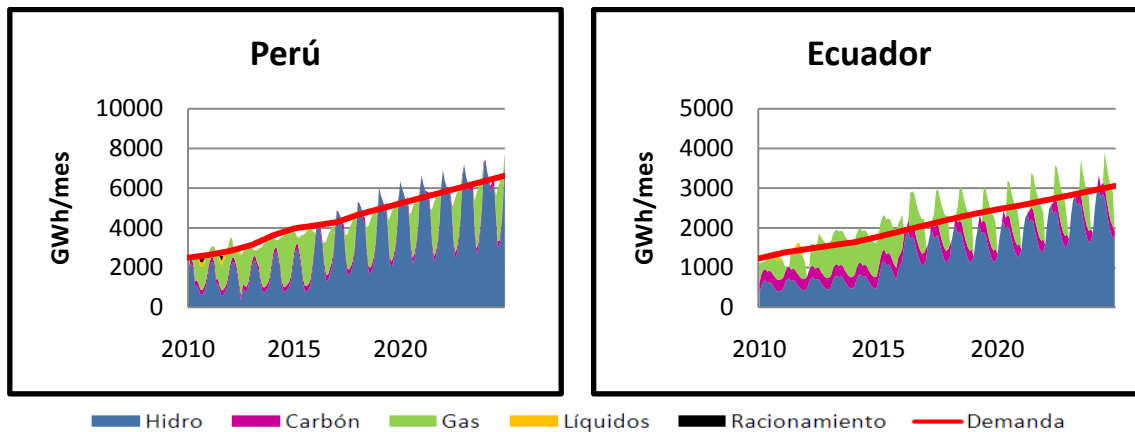


Figura 41. Generación IER sin Interconexión Colombia-Ecuador

7.3. LIBRE MERCADO (LM)

Se trata de una política de confianza en los países vecinos, teniendo en cuenta las capacidades de importación como parte del margen de capacidad. Además se permite la expansión en cualquier país por razones económicas y teniendo en cuenta las posibilidades de exportación.

En la Figura 42 se nota una gran expansión de las redes, y una menor expansión de la capacidad de generación, debido a la confianza en los vecinos para asegurar el suministro. Ecuador, por ejemplo, deja de expandir su capacidad (la capacidad que entra es únicamente la que se encuentra en el plan de expansión hasta el 2018), pero invierte bastante en la interconexión Colombia – Ecuador.

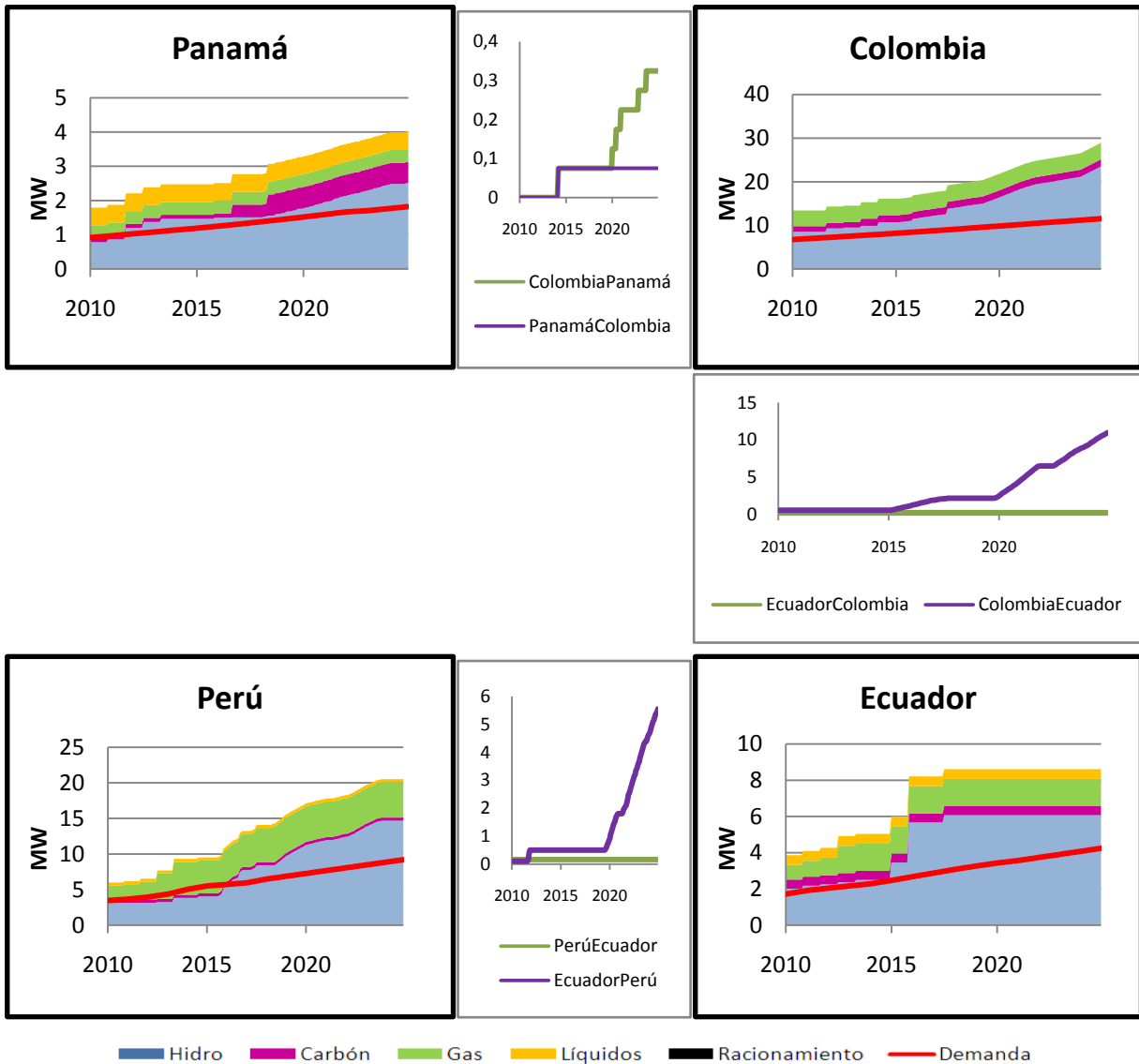


Figura 42. Capacidad Instalada LM

Cómo se observa en la Figura 43 en este escenario la magnitud de las importaciones es generalmente menor que en el escenario de independencia energética. Aunque podría parecer inconsistente, este comportamiento se debe a que los países no construyen tanta capacidad de generación pues confían en que los vecinos pueden contribuir a su seguridad de suministro. Por esta razón los excedentes de oferta no son tan grandes y las magnitudes tranzadas son menores.

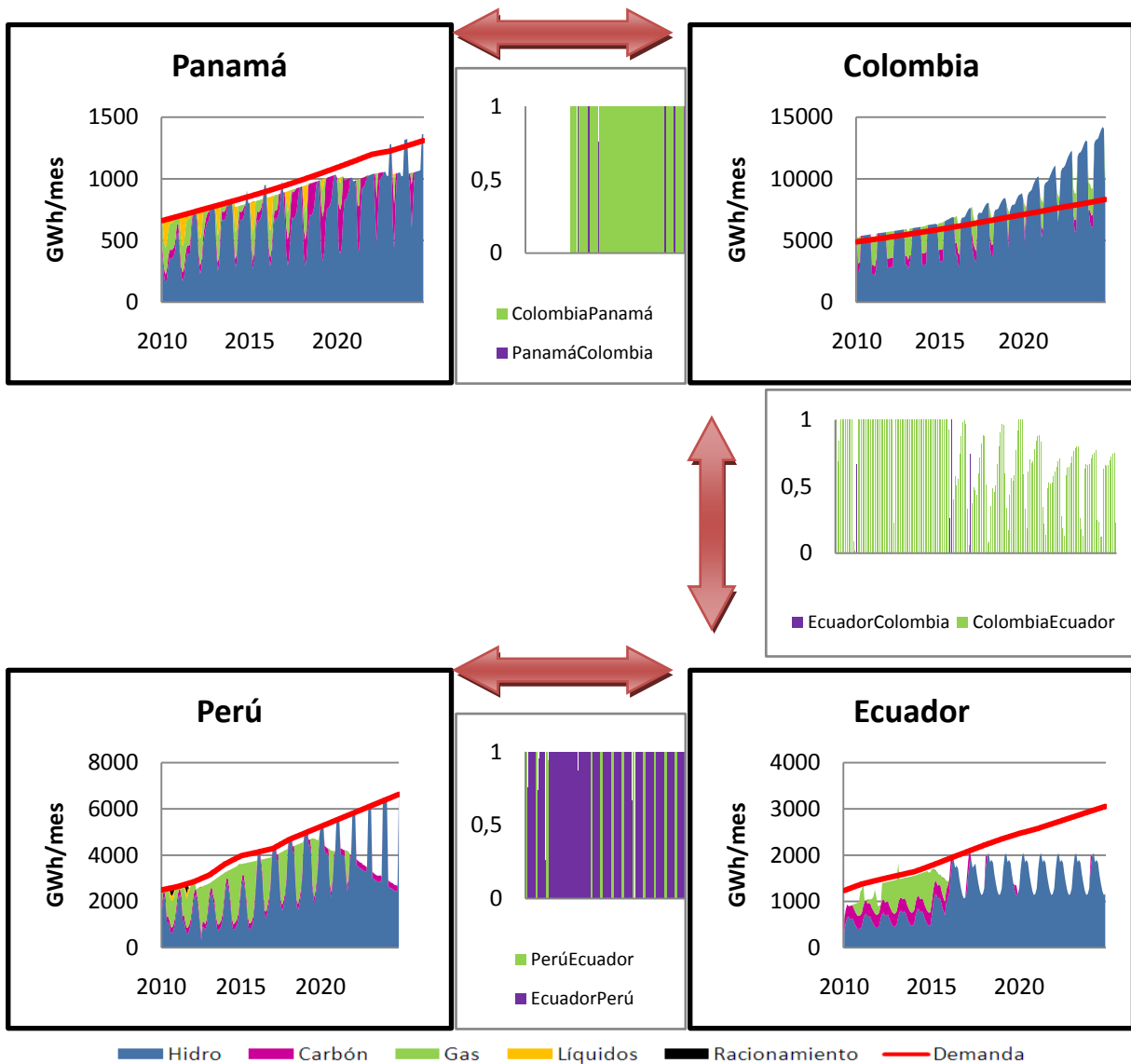


Figura 43. Generación y Utilización de la Red LM

Como es de esperarse, en este escenario los países pueden llegar a depender energéticamente de sus vecinos. En la Figura 44 se presentan los precios de los países con interconexión y aislados. El precio de los países aislados representa el precio que tendría el país en caso de que se le cortara el suministro desde los países vecinos.

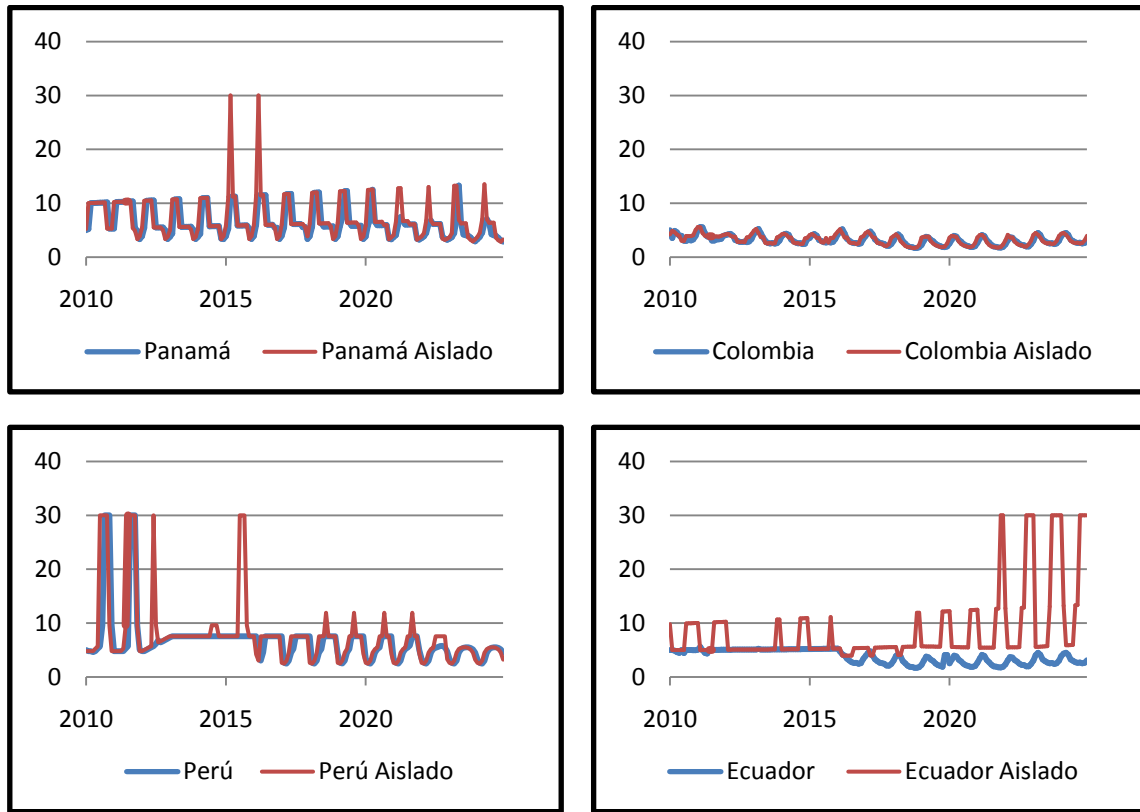


Figura 44. Precios LM

Se observan muchos casos en los que una desconexión de las redes llevaría a precios de racionamiento, destacando la situación de Ecuador hacia el final de la simulación, donde se evidencia la dependencia de las redes debida a la falta de expansión de su capacidad de generación.

Si bien una política de confianza en los vecinos puede contribuir a la eficiencia del sistema, problemas técnicos o políticos que impidan las transacciones internacionales pueden poner en peligro la seguridad de suministro.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación se presentan las conclusiones acerca de la herramienta desarrollada, con el fin de dar claridad sobre sus alcances y limitaciones, posteriormente las conclusiones y recomendaciones para la integración eléctrica que surgen del análisis de los resultados del modelo, y finalmente las relacionadas con el esquema de mercado Market Coupling.

8.1. ACERCA DE LA HERRAMIENTA

- Se desarrolló una herramienta novedosa, combinando un modelo de dinámica de sistemas y un algoritmo iterativo de despacho mediante un protocolo DDE, que corren acoplados para reproducir comportamientos de largo plazo en los mercados, involucrando las soluciones del despacho en el corto plazo.
- Esta herramienta permite el análisis de la evolución de la capacidad instalada en cuatro mercados eléctricos integrados, considerando retroalimentación y retardos entre las variables involucradas.
- Si bien se advierte en esta tesis que los resultados no son exactos, debido a la escasez de información disponible, el modelo desarrollado reproduce patrones de comportamiento del sistema coherentes con la realidad.
- El modelo permite analizar diferentes políticas y considerar diversos escenarios en la integración de cuatro países, como es el caso de Panamá, Colombia, Ecuador y Perú, observando sus posibles efectos sobre las tendencias en la evolución de la capacidad instalada, la cual está altamente relacionada con la seguridad de suministro.
- El modelo desarrollado es útil para entender posibles comportamientos que puede tener el sistema e identificar variables que requieren mayor atención en el momento de diseñar un mercado integrado como el que se pretende.

8.2. DEL ANÁLISIS DE RESULTADOS Y POLÍTICAS

- La integración eléctrica puede producir grandes beneficios en cuanto a disminución de los costos de suministro y aprovechamiento de las complementariedades entre los países si se aplican las políticas adecuadas. Además puede generar condiciones favorables para la inversión en capacidad de generación mediante tecnologías más eficientes, al incrementarse el tamaño del mercado y la competencia.

- Un país puede resultar afectado de manera negativa si no tiene cuidado al implementar subsidios o sistemas de costos/precios en la generación, ya que estos pueden tener un gran impacto en las transacciones internacionales, y podría terminar subsidiando la demanda o la generación de otros países de la región.
- Debido a la gran capacidad de generación hidroeléctrica en la región, las variables relacionadas con la hidrología y la valoración del agua tienen efectos importantes sobre el comportamiento del sistema. Pero así mismo es posible abastecer la demanda a costos bajos aprovechando las complementariedades hidrológicas entre los países.
- Por medio de la interconexión se puede lograr disminuir los costos de abastecimiento de la demanda con inversiones de bajo costo, y se puede mejorar la seguridad de suministro, evitando racionamientos mediante importaciones. Pero según las políticas implementadas, podría afectarse negativamente la seguridad de suministro al confiar excesivamente en las importaciones sin tener control sobre las decisiones del país exportador.

8.3. DEL ESQUEMA DE MERCADO

- Se lograron identificar las características del esquema adoptado por los países de la CAN que permiten clasificarlo como Market Coupling, haciendo claridad en las diferencias con el Market Splitting, término que algunos autores han utilizado también para referirse al esquema en funcionamiento entre Colombia y Ecuador.
- El Market Coupling parece ser un esquema adecuado para manejar la congestión de las redes entre cuatro países interconectados en serie. No obstante requiere una regulación apropiada en cuanto a la asignación de las rentas de congestión, aspecto que no se considera en esta tesis, pero que se plantea como trabajo futuro. La asignación de dichas rentas debe hacerse buscando que se produzcan las señales correctas a la expansión, tanto de la generación como de las redes, y que se compensen las pérdidas de utilidad de la demanda del país exportador.
- Considerando las reglas básicas del Market Coupling es posible encontrar problemas de convergencia. Las reglas adicionales utilizadas en el algoritmo desarrollado en esta tesis, como la definición de los países que tranzan en la primera iteración, permiten lograr convergencia y obtener resultados acordes con las reglas del esquema, reproducibles, transparentes y equitativos.
- Mediante la integración es fácil conseguir una disminución de los precios de la electricidad en la región, sin embargo, y aunque el esquema Market Coupling no requiere uniformidad en los esquemas de mercado de los países, se recomienda analizar a profundidad los esquemas de mercado y los subsidios implementados en cada país, puesto que a pesar de conseguir un menor precio, el país importador puede estar dejando escapar capital al país exportador innecesariamente, debido a una mala asignación de subsidios e impuestos o a señales de precios inadecuadas.

8.4. OTRAS CONCLUSIONES

- La información pública acerca de los mercados eléctricos de estos países es escasa, especialmente en cuanto a costos de generación. Se destacan los sistemas de información utilizados en Colombia, como NEON, en los cuales es fácil encontrar información histórica y actualizada de muchas variables del sistema.

OTRAS CONSIDERACIONES Y TRABAJO FUTURO

- Avances de este trabajo fueron presentados en el Séptimo Congreso Latinoamericano y Séptimo Encuentro Colombiano de Dinámica de Sistemas, donde se obtuvo el premio a mejor poster. Así como en la escuela de verano: La complejidad en la Dinámica de Sistemas en 2008 y 2009.
- Se agradece a CEIBA por la financiación del proyecto de Integración Energética en Latinoamérica del cual hace parte esta tesis.
- Se agradece a ISA (Interconexión Eléctrica S. A.) por la participación en el proyecto de Integración Eléctrica del cual se tomaron los conceptos preliminares acerca de los esquemas de integración.

Como trabajo futuro se plantean los siguientes aspectos:

- El modelo de dinámica de sistemas que se desarrolló para simular la dinámica de la expansión de capacidad y el mecanismo que permite correrlo acoplado al algoritmo de despacho, pueden ser utilizados con algoritmos de despacho diferentes para analizar los efectos de otros esquemas sobre la evolución a largo plazo de los mercados eléctricos.
- Implementar modelos que involucren comportamientos estratégicos de los agentes, como por ejemplo simulación basada en agentes para simular las negociaciones de corto plazo entre los países, y acoplarlos con el modelo de dinámica de sistemas desarrollado para observar los efectos sobre el comportamiento del sistema en el largo plazo.
- Incluir en el modelo un mayor número de países, como por ejemplo los de Centroamérica, que no fueron considerados en el alcance de esta tesis debido a su tamaño reducido tanto en generación como en demanda, pero que sin embargo podrían tener efectos sobre la evolución del sistema.
- Desarrollar metodologías que permitan evaluar los beneficios de los esquemas de integración y compararlos teniendo en cuenta aspectos económicos, sociales, políticos y ambientales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AES. (2010). Embalse Bayano. Panamá.

Amundsen, E. S., Nesse, A., & Tjøtta, S. (1999). Deregulation of the Nordic power market and environmental policy. *Energy Economics*, 21 (5), 417-434.

APX. (2007). Market Coupling: Key to EU Power Market Integration. *Energy Viewpoints*.

AQUASTAT. (2010). *Panamá*. Retrieved Marzo 5 2010, from Sistema de Informacion sobre el Uso del Agua en la Agricultura y el Medio Rural de la FAO: <http://www.fao.org/nr/water/aquastat/countries/panama/indexesp.stm>

Armstrong, M., Cowan, S., & Vickers, J. (1994). Regulatory Reform.

ASEP - CREG. (2009, Marzo 19). *Acuerdo entre la CREG y las ASEP*. Retrieved Marzo 1, 2010, from http://www.creg.gov.co/html/cache/gallery/GC-1/G-4/acuer_pan.PDF

ASEP. (2010, Marzo 31). *Estadísticas Año 2009, Oferta*. Retrieved Abril 10, 2010, from El Gobierno controla el 49% de las acciones de las empresas de distribución, el 51% de tres compañías de generación y el 49% de

ASEP. (2010). *Sector Eléctrico*. Retrieved Marzo 1, 2010, from <http://www.asep.gob.pa/>

Barker Jr., J., Dunn Jr., W., & MK, S. (1994). Practical Considerations in Restructuring of Electricity Supply Industries. In M. A. Einhorn, *From regulation to competition: new frontiers in electricity markets*. Massachusetts: Kluwer Academic Publishers Group.

Barlas, Y. (1996). Formal Aspects of Model Validity and Validation in System Dynamics. 12 (3).

BELPEX. (2009). Retrieved Enero 15, 2009, from Market Coupling: <http://www.belpex.be/index.php?id=4>

Benoit, P. (2008, Noviembre 12). *Acceso a mecanismos jurídico financieros para el desarrollo energético en América Latina y el Caribe*. Retrieved Noviembre 16, 2008, from Foro de Integración Energética Regional - FIER 2008: <http://fier.olade.org/presentaciones.php?lang=es&pag=5>

Bunn, D., Day, C., & Vlahos, K. (1999). Persistence in Market Power. In B. D., *Strategic price risk in wholesale power markets*. London: RISK.

CAN. (2009, Noviembre). *DECISIÓN 720*. Retrieved Febrero 2010, from <http://intranet.comunidadandina.org/Documentos/Gacetitas/Gace1769.pdf>

CAN. (2002, Diciembre 19). *Decisión CAN 536*. Retrieved Mayo 2009, from <http://www.comunidadandina.org/normativa/dec/D536.htm>

CIER. (2007, Octubre). *Análisis Económico de las Transacciones Internacionales de Electricidad en el Mercado Andino*. Retrieved Febrero 28, 2010, from CIER: [http://sg.cier.org.uy/cdi/cier-zeus.nsf/9a95ace4eb1b3e7b032570ad00553202/3D89053813E06FA5832575EB00681B59/\\$FILE/III%20ONCIER-CO-101-OMR.pdf](http://sg.cier.org.uy/cdi/cier-zeus.nsf/9a95ace4eb1b3e7b032570ad00553202/3D89053813E06FA5832575EB00681B59/$FILE/III%20ONCIER-CO-101-OMR.pdf)

CIER. (2007). *Estadísticas de la CIER*. Retrieved from <http://www.cier.org.uy/d06-sie/2008/2.htm>

CIER. (2008, Noviembre 12). *Integración e Interconexión Energética de los Países Andinos*. Retrieved Mayo 2009, from Foro de Integración Energética Regional: <http://fier.olade.org/Documents/presentaciones/dia1/PANEL%202/15-30%20Arguello.pdf>

CIER. (2008). *Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER*.

CND - ETESA. (2008). *Informe Estadístico 2008*. Retrieved Enero 7, 2010, from http://www.cnd.com.pa/publico/downloadp.php?id=II_Parte_Informe_Estad%EDstico_2008.pdf&year=2008&despacho=CndAnual

CND Panamá. (2009). *Capacidad Instalada*. Retrieved Diciembre 17, 2009, from Centro Nacional de Despacho Panamá: http://www.cnd.com.pa/publico/documentos/capacidad_instalada.pdf

Comisión Nacional de Energía de España. (n.d.). *Mecanismos de Operación y Administración de Mercados*. Retrieved Octubre 10, 2008, from www.cne.es

CONELC. (2009b, Noviembre). *Estadística Sector Eléctrico Ecuatoriano, Resumen Primer Semestre 2009*. Retrieved Enero 15, 2010, from <http://www.conelec.gov.ec/images/documentos/FPS2009.pdf>

CONELC. (2009, Agosto). *Plan Maestro de Electrificación 2009 - 2020*. Retrieved Enero 6, 2010

CONELC. (2002, Febrero). *Plan Nacional de Electrificación 2002 – 2011*. Retrieved Abril 5, 2010, from www.conelec.gov.ec/images/documentos/capitulo1.doc

CONELC. (n.d.). *Situación del sector Eléctrico Nacional*. Retrieved Enero 5, 2010, from www.conelec.gov.ec/images/documentos/capitulo3.doc

Congreso de Colombia. (1994). Ley 142 de 1994. *SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS* .

Congreso de Colombia. (1994b). Ley 143 de 1994. *Eléctrica* .

COPE. (2006, Abril). *Política Energética del Sector Eléctrico*. Retrieved Marzo 9, 2010, from Ministerio de Economía y Finanzas: <http://www.mef.gob.pa/Cope/pdf/Política%20Energética%20del%20Sector%20Eléctrico%20060417.pdf>

COPE. (2008, Febrero 1). *Sector Eléctrico*. Retrieved Marzo 1, 2010, from <http://www.mef.gob.pa/Cope/>

CREG. (2005, Mayo). *Principios de los Intercambios Internacionales de Energía*. Retrieved Febrero 28, 2010, from OLADE: http://www.olade.org.ec/documentos/COLOMBIA_Electricidad.pdf

CREG. (1996). Resolución 020 de 1996. Bogotá, Colombia.

de Greiff, C., & Vásquez, C. (2002). *Energía soporte del Desarrollo*. Cámara de Comercio de Medellín para Antioquia.

Dyner, I., & Larsen, E. (2001). From Planning to Strategy in Electricity Markets. *Energy Policy*, 29 (13), 1145-1154.

Dyner, I., Franco, C. J., & Arango, S. (2008). *El mercado mayorista de electricidad colombiano* (Vol. 1). Medellín: Universidad Nacional de Colombia.

Ecuador. (1996, Octubre 10). *Ley de Régimen del Sector Eléctrico*. Retrieved Noviembre 20, 2009, from http://www.efficacitas.com/efficacitas_es/assets/Reglamento%20Ambiental%20Actividades%20Electricas.pdf

Ecuador. (2006, Octubre 19). *Ley No. 2006-57*. Retrieved Abril 2010, from <http://revistavirtual.redesma.org/vol4/pdf/legislacion/Ecuador-Biocombustibles%20%28Ley%202006-57%29.pdf>

EEQ. (2005). *Reseña Histórica*. Retrieved Marzo 5, 2010, from Empresa Eléctrica de Quito S.A.: <http://www.eeq.com.ec/laEmpresa/historia.php?mn=1>

Ehrenmann, A., & Neuhoff, K. (2009). A Comparison of Electricity Market Designs in Networks. *Operations Research*, 274–286.

Electroperú. (2003). *Producción Generalidades*. Retrieved Enero 6, 2010, from http://www.electroperu.com.pe/Super_FSet.asp?dato=2

EMGESA. (2008). *EMGESA08 Memoria Anual*. Retrieved Enero 6, 2010, from <http://www.emgesa.com.co/econtent/Library/Images/memoriawebemgesa.pdf>

EPR. (2008). *Empresa Propietaria de la Red*. Retrieved Mayo 2009, from www.eprsiepac.com

ERGEG. (2007, Septiembre). Electricity Regional Initiative - Convergence and Coherence of the Regional Development.

ETESA. (2009, Diciembre 9). Caudales Mensuales Fortuna y Bayano. Panamá.

ETESA. (2009). Información Embalses. Panamá.

ETESA. (2008, Noviembre 21). *Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2008 - 2022*. Retrieved Marzo 1, 2010, from www.etsa.com.pa

ETSO. (2006). *An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe*.

ETSO. (2001, Abril). *Co-ordinated use of Power Exchanges for Congestion Management*. Retrieved Febrero 8, 2010, from http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/etso/Congestion_Management/Coordinated%20use%20of%20PX%20for%20Congestion%20Management.pdf

ETSO. (1999, Noviembre). *Evaluation of congestion management methods for cross-border transmission*. Retrieved Enero 21, 2010, from ENTSOE: http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/etso/Congestion_Management/Evaluation_of_congestion_management_methods_for_cross-border_transmission_%28Florence%29.pdf

European Commission. (2001, Octubre 5). *CHARACTERISTICS OF CONGESTION MANAGEMENT METHODS*. Retrieved Febrero 24, 2010, from <http://www.efet.org/GetFile.aspx?File=1476>

Fan, J., Sun, W., & Ren, D. -M. (2005). Renewables portfolio standard and regional energy structure optimisation in China. *Energy Policy*, 33 (3), 279-287.

Flórez, M. P., & Escobar, A. (2005). *Efecto de las Transacciones Internacionales de Electricidad - TIE sobre los Precios de la Electricidad y sobre el Bienestar Social en Ecuador y Colombia*. Retrieved Junio 4, 2009, from <http://bdigital.eafit.edu.co/bdigital/TESIS/T333.7932F634/capitulo3.pdf>

Forrester, J. W. (1961). *Industrial Dynamics*. Massachusetts: Productivity Press - MIT.

Franco, C. J. (2002). *Racionalidad Limitada del Consumidor en Mercados Energéticos Desregulados y la Función del Comercializador y el Gobierno*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.

García, M. (2006). *Sistemas de Seguimiento a Mercados Eléctricos Internacionales, Aplicación a los Países de la Región Andina*. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.

GGWeather. (2010, Marzo). *El Niño and La Niña Years and Intensities*. Retrieved Abril 2010, from <http://ggweather.com/enso/oni.htm>

Gnansounou, E., & Dong, J. (2004). Opportunity for inter-regional integration of electricity markets: the case of Shandong and Shanghai in East China. *Energy Policy*, 32 (15), 1737-1751.

Gómez, E. F. (2007). Análisis técnico económico de las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo (TIE) en el sistema colombiano, en el marco de los acuerdos de la CAN.

Gómez, E. F., & Franco, C. J. (2007). Análisis técnico económico de las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo (TIE) en el sistema colombiano, en el marco de los acuerdos de la CAN.

Green, R., & Newbery, D. (1997). Competition in the electricity industry in England and Wales. *Oxford Review of Economic Policy*, 13 (1).

Hidropaute. (2003). *Historia*. Retrieved Diciembre 10, 2009, from http://www.hidropaute.com/espanol/laempresa/emp_historia.htm

Hidropaute. (2006). *Informe Anual 2006*. Retrieved Diciembre 20, 2009, from <http://www.hidropaute.com/descargas/INFORME2006.pdf>

Hira, A., & Amaya, L. (2003). Does energy integrate? *Energy Policy*, 31 (2), 185–199.

ICP. (2009). *Hitos del Proyecto*. Retrieved Febrero 28, 2010, from Interconexión Eléctrica Colombia Panamá S.A.: http://www.interconexioncp.com/index.php?option=com_content&view=article&id=39&Itemid=44&lang=es

IDEAM - UPME. (2009, Diciembre). *Estado de la Evaluación del Potencial Hidroenergético de Colombia*. Retrieved Enero 6, 2010, from http://www.coes.org.pe/dataweb/2009/dev/operacion/mensual/ROM_2009_Diciembre.zip

IFC. (2008, Diciembre). *Panamá: Instituto de Recursos Hidraulicos y de Electrificación*. Retrieved Marzo 10, 2010, from International Finance Corporation - World Bank Group: [http://www.ifc.org/ifcext/psa.nsf/AttachmentsByTitle/PPPseries_IRHE/\\$FILE/CIA_PPPseries_IRHE.pdf](http://www.ifc.org/ifcext/psa.nsf/AttachmentsByTitle/PPPseries_IRHE/$FILE/CIA_PPPseries_IRHE.pdf)

Inter-American Development Bank. (2004, Junio 15). *La Integración Energética en El Pacto Andino*. Retrieved Noviembre 15, 2008, from IIRSA: http://www.iirsa.org/BancoMedios/Documentos%20PDF/end_la_integracion_energetica_en_el_pacto_andino.pdf

Interconexión Eléctrica S. A. (2005). *Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo*. Medellín.

ISAGEN. (2010). *Reseña Histórica*. Retrieved Marzo 20 2010, from http://www.isagen.com.co/metalnst.jsp?rsc=infoIn_resenaHistorica01&tituloPag=ISAGEN,%20Resena%20hist%F3rica&idNodo=5

Kahn, A. (1998). *The Economics of Regulation*.

Larsen, E. (2009). *Conferencia Tópicos Avanzados en Mercados de Energía*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.

Larsen, E. R., Dyer, I., Bedoya, L., & Franco, C. J. (2004). Lessons from deregulation in Colombia: successes, failures and the way ahead. *Energy Policy*, 32 (15), 1767-1780.

Lyneis, J. (1997). Preparing for a competitive environment. In D. Bunn, & E. Larsen, *Systems modeling for energy policy*. Chichester: Wiley.

Mañé-Estrada, A. (2006). European energy security: Towards the creation of the geo-energy space. *Energy Policy*, 34 (18), 3773-3786.

Mercados Energéticos. (2006). *Estudio de Transacciones de Electricidad entre las Regiones Andina, América Central y Mercosur. Factibilidad de su Integración Primera Fase*. CIER.

Mesa, O. (2009, Noviembre 30). Complementariedad Hidrológica de Panamá, Colombia, Perú y Ecuador. Medellín, Colombia.

Millán, J. (2002). The Second Generation of Power Exchanges: Lessons for Latin America. In I.-A. D. Bank, F. Basañes, & R. Willig (Eds.), *Second-Generation Reforms in Infrastructure Services* (p. 280). Inter-American Development Bank.

Ministerio de Energía y Minas. (2009). *Perú, Sector Eléctrico 2009*. Retrieved Junio 10, 2010, from <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/publicaciones/BROCHURE%20electricidad%202009.pdf>

Ministerio de Energía y Minas. (2008). Plan Referencial de Electricidad 2008-2017. Perú.

Ministerio de Minas y Energía. (2007, Noviembre 28). *ManuelMaiguashca*. Retrieved Noviembre 16, 2008, from Foro de Integración Energética Regional - FIER 2007: <http://www.olade.org/fier2007/documentos/presentations/DIA%201%20-%2028%20DE%20NOVIEMBRE/Panel%202/2-ManuelMaiguashca.pdf>

Morales, J. C. (2005, Julio 8). *CIER*. Retrieved Febrero 5, 2009, from Modelo de Despacho Económico del Sistema Eléctrico Colombiano: [sg.cier.org.uy/cdi/cier-zeus.nsf/0/.../\\$FILE/CO%2026%20CND%201.pdf](http://sg.cier.org.uy/cdi/cier-zeus.nsf/0/.../$FILE/CO%2026%20CND%201.pdf)

Naranjo, A. M., & Franco, C. J. (2008). *Análisis de la Integración de Mercados Eléctricos de la Comunidad Andina*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.

Naranjo, E. J. (2005, Julio). *Análisis de la Implementación de “Decentralised Market Coupling (DMC)” con Múltiples Sistemas*. Retrieved Febrero 26, 2010, from <http://www.iit.upcomillas.es/docs/TM-05-004.pdf>

Navarro, P. (1996). Electric utilities: the case for radical regulation. 112-125.

NEON. (2010). *Información Inteligente*. Retrieved 2010, from <http://sv04.xm.com.co/neonweb/>

Nord Pool. (2010). *Explicit and implicit capacity auctions – market coupling and market splitting*. Retrieved Febrero 27, 2010, from <http://www.nordpoolspot.com/PowerMarket/The-Nordic-model-for-a-liberalised-power-market/Implicit-auction/>

Ochoa, P. (2007). *Tesis de Doctorado: The Dynamics of the Swiss Electricity Market: Three Essays*. Lausanne: HEC - Universidad de Lausanne.

OEA. (2007, Agosto). *Cooperación e Integración Eléctrica Regional en las Américas: Potenciales Beneficios Medioambientales, Sociales y Económicos*. Retrieved Mayo 2009, from <http://www.oas.org/dsd/Documents/Cooperaci%C3%B3n%20e%20Integraci%C3%B3nEl%C3%A9ctricaRegionalenaAm%C3%A9ricas.pdf>

OLADE. (2009). *Sistema de Información Económica Energética SIEE*. Retrieved Abril 20, 2010, from <http://www.olade.org.ec/siee.html>

OMEL. (2005, Enero 21). South Western Europe Mini-forum. OMEL views and contributions. Madrid.

- OMEL-EPEX. (2009, Febrero 24). *Price Coupling of Regions*. Retrieved Febrero 11, 2010, from European Energy Regulators: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/ERI/South-West/Meetings1/Other_meetings/RCC-PXs-EC%20on%20Market%20Coupling/DD/20090224%20PCR_EC%20Meeting_v2.pdf
- OSINERG. (2002). *Caudales Naturales Mensuales 1965-2000*. Retrieved Noviembre 20, 2009, from http://www2.osinerg.gob.pe/ProcReg/TarifasBarra/ProcMay02-Oct02/pdf/Present_coes/AnexoC2.pdf
- OSINERG. (2005, Septiembre). *Reformas Estructurales en el sector Eléctrico Peruano*. Retrieved Noviembre 20, 2009, from http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/DT05-OEE-OSINERGa1.pdf
- Panamá - Colombia. (2002, Diciembre 18). *Memorando de Entendimiento entre el Gobierno de la República de Panamá y el Gobierno de la República de Colombia por el cual se Orientan Acciones Encaminadas a Promover el Desarrollo Sostenible en la Región Fronteriza Panameño - Colombiana*. Retrieved Enero 3, 2010, from http://gacetitas.procuraduria-admon.gob.pa/TRATADO-188_2002.pdf
- Peláez, M., Garcia, M., Cortez, L., Oscullo, J., & Olmedo, G. (2007). Energy sector in Ecuador: Current status. *Energy Policy*, 35 (8), 4177-4189.
- Perú. (1992, Noviembre 19). *Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Ley 25844*. Retrieved Enero 8, 2010, from <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/LEYCE-DL25844.pdf>
- Pierce, R., Trebilcock, M., & Thomas, E. (2006, Marzo). *Beyond Gridlock: the case for greater integration of regional electricity markets*. Retrieved Abril 20, 2010, from http://www.cdhowe.org/pdf/commentary_228.pdf
- Pineau, P.-O. (2003, Junio 27). *International Trade Agreements and the Peruvian Electricity Sector*. (U. o. School of Public Administration, Ed.) Retrieved Febrero 2, 2010, from <http://www.consortio.org/CIES/html/pdfs/popineau.pdf>
- Pineau, P.-O., Hira, A., & Froschauer, K. (2004). Measuring international electricity integration: a comparative study of the power systems under the Nordic Council, MERCOSUR, and NAFTA. *Energy Policy*, 32 (13), 1457-1475.
- Portal Proyecto Mesoamérica. (2009, Abril 28). *Energía*. Retrieved Mayo 15, 2009, from <http://www.proyectomesoamerica.org/>
- Proyecto Mesoamérica. (2008). *Interconexión Eléctrica Panamá-Colombia*. Retrieved Noviembre 3, 2008, from <http://portal2.sre.gob.mx/ppp/>
- Proyecto Mesoamérica. (2009, Noviembre 5). *Interconexión Eléctrica Panamá-Colombia Podría Arrancar en el 2014*. Retrieved Febrero 7, 2010, from http://www.proyectomesoamerica.org/boletin/interno/boletinI2009_77.htm

República de Panamá. (1996, enero 29). Ley 26. *Ente Regulador de los Servicios Públicos* .

República de Panamá. (1997, febrero 3). Ley No. 6. *Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad*.

R-HydroNet. (2010). Retrieved Noviembre 20, 2009, from <http://www.r-hydronet.sr.unh.edu/cgi-bin/ByCountry?lang=english&level=1>

Rious, V., Glachant, J.-M., Perez, Y., & Dessante, P. (2008). *The diversity of design of TSOs*. Retrieved Febrero 4, 2010, from <http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Glachant.pdf>

Rudnick, H., & Zolezzi, J. (2001, Marzo). *Electric Sector deregulation and Restructuring in Latin America: Lessons to be Learnt and Possible Ways Forward*. Retrieved Febrero 28, 2010, from IEE Proceedings online no. 20010230: <http://web.eng.puc.cl/~power/paperspdf/rudnickzolezzi.pdf>

Sierra, J. A., & Jaramillo, A. (2008). *Aproximación a un análisis económico del comportamiento de los agentes en el modelo de Market Splitting para las Transacciones Internacionales de Electricidad mediante teoría de juegos y el uso de la conjetura Bertrand – Edgeworth*. Retrieved Mayo 2009, from XM - Expertos en Mercados: http://www.xm.com.co/Articulos%20y%20Reconocimientos/Sierra-Jaramillo_TIE%20Bertrand%20Edgeworth.pdf

Sterman, J. D. (2000). *Business Dynamics: system thinking and modeling for a complex world*. (J. J. Shelstad, Ed.) Estados Unidos: McGraw-Hill.

Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. USA: Wiley-IEEE Press.

TenneT. (2006, Noviembre 3). Retrieved Febrero 3, 2009, from Market Coupling: http://www.tennet.org/english/operational_management/system_data_preparation/market_coupling/market_coupling.aspx

UPME. (2009, Abril). Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2009-2023. Bogotá, Colombia.

Uribe, Á., & Torrijos, M. (2008, Agosto 1). *Acta de Intención de los Presidentes de la República de Colombia y de la República de Panamá*. Retrieved Diciembre 3, 2009, from http://www.interconexioncp.com/aarchivos/archivosAdjuntos/025_Acta%20de%20Intencion%20de%20los%20Presidentes%20de%20Colombia%20y%20Panama.pdf

UTPL. (n.d.). Retrieved from <http://www.utpl.edu.ec/eva/descargas/material/140/GAMAGAA19/G271001.pdf>

Ventosa, M. (2003). *Economía del Sector Eléctrico. Fundamentos económicos de la Regulación y modelos de Mercados*. España: Comillas.

Wolak, F. A. (2000). *Designing and Monitoring a Regional Transmission Organization (RTO)*. Retrieved Mayo 3, 2009, from <http://www-leland.stanford.edu/~wolak/>

Wolak, F. A. (2003, Abril 7). *Designing Competitive Wholesale Electricity Markets for Latin American Countries*. Retrieved Mayo 3, 2009, from First Meeting of the Latin American Competition Forum: ftp://zia.stanford.edu/pub/papers/latin_american_comp.pdf

Wolak, F. A. (2004, Junio 21). *Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring*. Retrieved Mayo 3, 2009, from ftp://zia.stanford.edu/pub/papers/market_monitoring.pdf

Wolak, F. A. (1997). Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Markets: An International Comparison. *EASE* , 8, 79-134.

World Energy Council. (2008). *Regional Energy Integration in Latin America and the Caribbean*. Retrieved Mayo 3, 2009, from http://www.worldenergy.org/documents/lac_report_final.pdf

XM. (2010). *Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano*. Retrieved Enero 15, 2010, from <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>

XM. (2005, Agosto). *El Esquema Andino de las TIE*. Retrieved Noviembre 3, 2008, from www.xm.com.co

XM. (2009, Noviembre 11). *Interconexiones Internacionales con Ecuador y Panamá*. Retrieved Enero 15, 2010, from <http://www.xm.com.co/BoletinXM/Pages/xmescribenov11.aspx>

XM. (2009, Agosto 13). *Transacciones de Energía, Energía sin Fronteras*. Retrieved Febrero 20, 2010, from <http://www.acce.com.co/descargas/Presentaciones%20VII%20Encuentro/Interconexiones%20Internacionales/XM%20Colombia.pdf> ACCE:

ANEXO 1: VALIDACIÓN DEL COMPORTAMIENTO

En este anexo se presentan un análisis de sensibilidad a los costos de generación y los resultados del modelo al involucrar eventos El Niño o La Niña, comparando los resultados con el escenario base que se presentó en el Capítulo 7.

Sensibilidad a los costos de generación:

Evidentemente los costos variables de las centrales térmicas afectan el precio y la rentabilidad de las tecnologías. Si se consideran menores costos para las centrales térmicas de Perú y Panamá, se obtienen flujos diferentes a los del caso base, como se muestra en la Figura 45. En este caso Perú pasa de ser principalmente importador a ser principalmente exportador, y se aumentan los flujos en el sentido Panamá - Colombia.

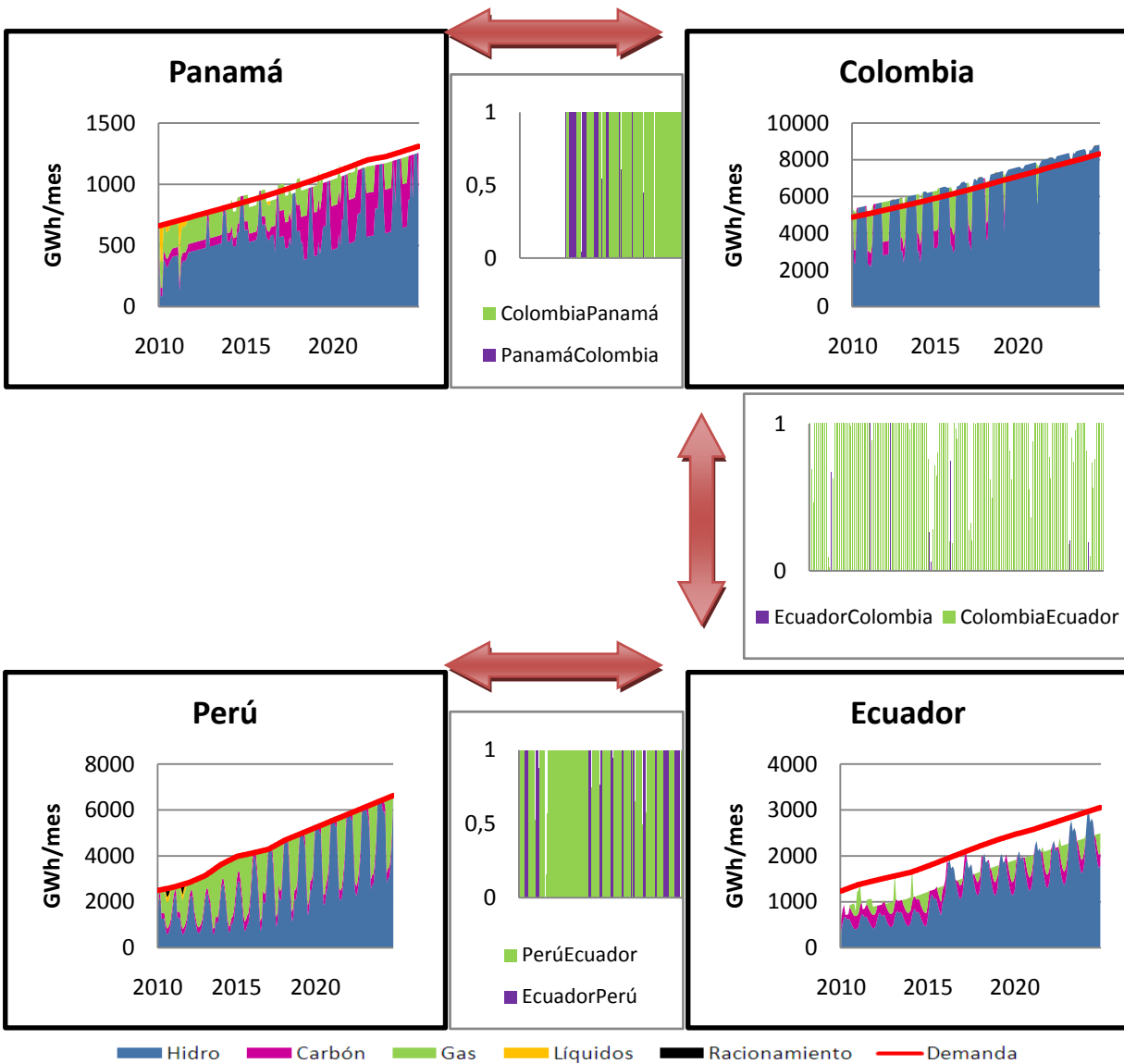


Figura 45. Generación y Utilización de las Redes con Menores Costos en Panamá y Perú

Sin embargo, debido a la magnitud de la generación hidroeléctrica en la región, el efecto de los costos variables de las centrales térmicas se atenúa.

Eventos El Niño y La Niña

La frecuencia y duración de estos eventos climáticos es bastante variable, y no se tienen pronósticos confiables para el período de simulación. Sin embargo, se definen eventos de este tipo en algunos períodos de simulación con el fin de observar sus posibles efectos sobre el comportamiento del sistema.

A continuación se presenta el análisis de un escenario con eventos El Niño y La Niña, asumiendo que se presentarán los mismos eventos que se presentaron en los últimos 15 años, los cuales se clasifican en la Tabla 6.

Año de simulación	Año de referencia	El Niño	La Niña	Intensidad
2010	1995		X	Suave
2011	1996			
2012	1997	X		Fuerte
2013	1998		X	Moderado
2014	1999		X	Moderado
2015	2000		X	Suave
2016	2001			
2017	2002	X		Moderado
2018	2003			
2019	2004	X		Suave
2020	2005			
2021	2006	X		Suave
2022	2007		X	Moderado
2023	2008			
2024	2009	X		Fuerte

Tabla 6. El Niño, La Niña y sus Intensidades en los últimos 15 años (GGWeather, 2010)

Se consideran variaciones en los aportes del 30% en el caso de un evento con intensidad fuerte, del 20% si es moderada y del 10% si es suave. La variación es negativa durante los episodios El Niño en Panamá y Colombia y La Niña en Ecuador y Perú.

Los resultados del modelo no presentan diferencias importantes en cuanto a la expansión de la capacidad con relación al escenario base, sin embargo, se aprecian algunas diferencias en generación, como las que se observan en la Figura 46 para el caso de Colombia, en el cual son más visibles debido al gran porcentaje de capacidad instalada de generación en centrales hidroeléctricas.

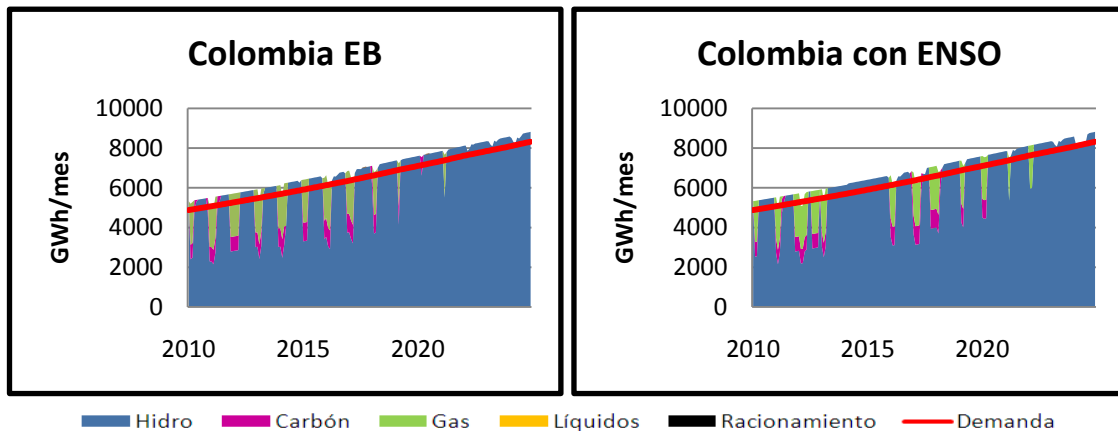


Figura 46. Generación Colombia EB y con ENSO

Este tipo de eventos climáticos alteran la capacidad efectiva de generación hidroeléctrica, lo que causa en períodos secos la necesidad de generar con tecnologías más costosas o incluso racionamientos si el margen de capacidad no es suficiente, y en períodos lluviosos una menor o nula generación mediante tecnologías más costosas dependiendo de la capacidad de generación hidroeléctrica.

Un margen de capacidad amplio permite evitar racionamientos durante eventos inesperados como los fenómenos climáticos, pero es importante hacer una apropiada regulación del agua, pues incluso al considerar la integración en el escenario de Libre Mercado, donde podrían aprovecharse al máximo las complementariedades hidrológicas entre los países, si no se hace una regulación del agua por medio de los costos de oportunidad del agua, se aprecia en la Figura 47 que las transacciones no son suficientes para evitar los racionamientos.

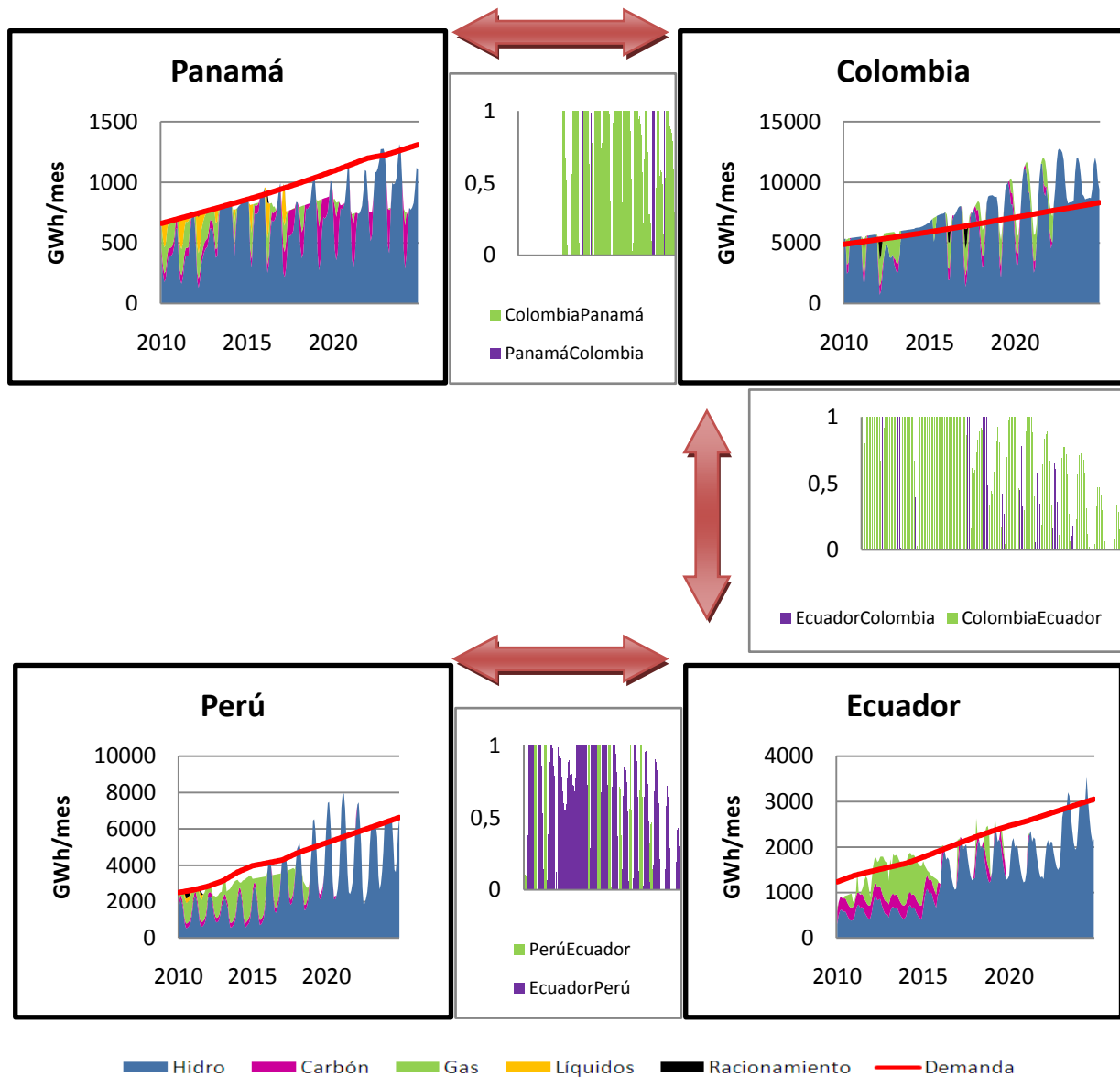


Figura 47. Generación y Utilización de la Red LM con ENSO

El efecto se observa especialmente en Colombia, debido a que es el país más dependiente de la generación hidroeléctrica y además es el mayor sistema eléctrico de la región, por lo que los excedentes en los demás países son muy pequeños comparados con sus necesidades.

ANEXO 2: VALIDACIÓN DEL MODELO DE DESPACHO BAJO MARKET COUPLING

La validación de este algoritmo se basa en el análisis de condiciones extremas y sensibilidad a los datos de entrada, para verificar que no se den resultados incoherentes. A continuación se presentan algunas pruebas, cuyos resultados son fáciles de intuir, a manera de resumen. El modelo se comportó bien ante todos los análisis realizados, así como durante las corridas del modelo completo de largo plazo.

- **Caso 1: Ecuador con costos variables = 0 para todas las tecnologías y generación potencial mayor que la demanda agregada de toda la región:**

En la Tabla 7 se presentan los datos de entrada para el modelo de Market Coupling.

	PERÚ	ECUADOR	COLOMBIA	PANAMÁ
Costos Variables por tecnología	1	0	2	3
Oferta por tecnología (Generación Potencial)			10000	
Capacidad de las Redes			10000	
Costos Transacción			0	
Demanda	2500	1500	5000	500
DESPACHO INICIAL				
Hidro	2500	1500	5000	500
Carbón	0	0	0	0
Gas	0	0	0	0
Líquidos	0	0	0	0
Precio Base	1	0	2	3

Tabla 7. Condiciones Iniciales Caso 1

Los resultados del despacho, en la Tabla 8, y los flujos de electricidad entre países, en la Tabla 9, son coherentes con los datos de entrada, abasteciendo la demanda de los cuatro países a partir de generación en Ecuador cuyo precio es cero e inferior al de los demás países.

DESPACHO INTEGRADO				
	PERÚ	ECUADOR	COLOMBIA	PANAMÁ
Hidro	0	9500	0	0
Carbón	0	0	0	0
Gas	0	0	0	0
Líquidos	0	0	0	0
Precio	0	0	0	0

Tabla 8. Despacho Integrado Caso 1

TRANSACCIONES INTERNACIONALES					
PerúEcuador	EcuadorPerú	EcuadorColombia	ColombiaEcuador	ColombiaPanamá	PanamáColombia
0	2500	5500	0	500	0

Tabla 9. Flujos de Electricidad entre Países Caso 1

- **Caso 2: Panamá con costos variables = 0, pero generación potencial igual a su demanda:**

	PERÚ	ECUADOR	COLOMBIA	PANAMÁ
Costos Variables por tecnología	20	30	10	0
Oferta por tecnología (Generación Potencial)	10000	10000	10000	10000
Capacidad de las Redes	10000	10000	10000	10000
Costos Transacción	0	0	0	0
Demanda	0	0	0	0
DESPACHO INICIAL/GENERACIÓN POTENCIAL				
Hidro	2500/10000	1500/10000	5000/10000	500/500
Carbón	0/10000	0/10000	0/10000	0/0
Gas	0/10000	0/10000	0/10000	0/0
Líquidos	0/10000	0/10000	0/10000	0/0
Precio Base	20	30	10	0

Tabla 10. Condiciones Iniciales Caso 2

Los resultados del despacho, en la Tabla 11, y los flujos de electricidad entre países, en la Tabla 12, son coherentes con los datos de entrada. Panamá abastece completamente su demanda agotando su generación potencial, y Colombia, con menor precio entre los demás países y capacidad suficiente, abastece su demanda más la de Perú y la de Ecuador.

DESPACHO INTEGRADO				
	PERÚ	ECUADOR	COLOMBIA	PANAMÁ
Hidro	0	0	9000	500
Carbón	0	0	0	0
Gas	0	0	0	0
Líquidos	0	0	0	0
Precio	10	10	10	0

Tabla 11. Despacho Integrado Caso 2

TRANSACCIONES INTERNACIONALES					
PerúEcuador	EcuadorPerú	EcuadorColombia	ColombiaEcuador	ColombiaPanamá	PanamáColombia
0	2500	0	4000	0	0

Tabla 12. Flujos de Electricidad entre Países Caso 2

- **Caso 3: Generación limitada, precios diferentes por tecnología y capacidad ilimitada de transmisión:**

	PERÚ	ECUADOR	COLOMBIA	PANAMÁ
Capacidad de las Redes	10000	10000	10000	10000
Costos Transacción	0	0	0	0
Demanda	2500	1500	5000	500
DESPACHO INICIAL/GENERACIÓN POTENCIAL				
Hidro	1000/1000	500/500	2000/2000	200/200
Carbón	1000/1000	500/500	1500/2000	100/200
Gas	500/500	500/1000	1500/1500	0/200
Líquidos	0/500	0/500	0/500	200/200
Precio Base	17	15	15	16
COSTOS VARIABLES				
Hidro	12	15	10	12
Carbón	15	12	15	16
Gas	17	13	12	18
Líquidos	20	17	20	14

Tabla 13. Condiciones Iniciales Caso 3

Dada la capacidad ilimitada de transmisión, se logra convergencia en los precios de los países, como se observa en la Tabla 14. En la Tabla 15 se presentan los flujos de electricidad que corresponden con los costos variables y capacidades de generación en cada país.

DESPACHO INTEGRADO				
	PERÚ	ECUADOR	COLOMBIA	PANAMÁ
Hidro	1000	500	2000	200
Carbón	1000	500	1600	0
Gas	0	1000	1500	0
Líquidos	0	0	0	200
Precio	15	15	15	15

Tabla 14. Despacho Integrado Caso 3

TRANSACCIONES INTERNACIONALES						
PerúEcuador	EcuadorPerú	EcuadorColombia	ColombiaEcuador	ColombiaPanamá	PanamáColombia	
0	500	0	0	100	0	

Tabla 15. Flujos de Electricidad entre Países Caso 3

- **Caso 4: Generación limitada, precios diferentes por tecnología y capacidad ilimitada de transmisión pero con costos de transacción altos.**

Para esta prueba se asumen costos de transacción iguales a 10, lo que supera la diferencia de precios entre los países, haciendo que en ningún caso la importación sea una opción atractiva. Por esta razón, como se observa en la Tabla 17 no se dan flujos de electricidad entre los países, y por lo tanto los precios equivalen a los del despacho inicial considerando los países aislados, como se presentan en la Tabla 16.

DESPACHO INTEGRADO				
	PERÚ	ECUADOR	COLOMBIA	PANAMÁ
Hidro	1000	500	2000	200
Carbón	1000	500	1500	100
Gas	500	500	1500	0
Líquidos	0	0	0	200
Precio	17	15	15	16

Tabla 16. Despacho Integrado Caso 4

TRANSACCIONES INTERNACIONALES					
PerúEcuador	EcuadorPerú	EcuadorColombia	ColombiaEcuador	ColombiaPanamá	PanamáColombia
0	0	0	0	0	0

Tabla 17. Flujos de Electricidad entre Países Caso 4

ANEXO 3: CÓDIGO FUENTE DEL MODELO DE DESPACHO BAJO MARKET COUPLING

• MÓDULO DE INICIO

```
Sub StartupDDE()  
    DDE_channel =  
Application.DDEInitiate("Vensim", "System")  
End Sub  
  
Sub Principal()  
    Periodo = Sheets("Controles").Cells(3, 7)  
    Horizonte = Sheets("Controles").Cells(2, 7)  
    Do Until Periodo >= Horizonte  
        Call Simulate  
    Loop  
End Sub  
  
Sub Simulate()  
    Application.DDEExecute DDE_channel,  
"[MENU>RUN1|O]"  
    Periodo = Sheets("Controles").Cells(3, 7)  
    Periodo = Periodo + 1  
    Horizonte = Sheets("Controles").Cells(2, 7)  
    If Periodo > Horizonte Then Exit Sub  
    Sheets("Controles").Cells(3, 7) = Periodo  
    Call GetDatos  
End Sub  
  
Sub GetDatos()  
    Fila = Periodo + 5  
    Call GetOfertas  
    Call GetPrecioHidro  
    Call GetCapRedes  
    Call GetDespachoInicial  
    Call Llamar  
End Sub  
  
• MÓDULO DE TOMA DE DATOS  
  ARROJADOS POR VENSIM  
Sub GetOfertas()  
    Sheets("V Ofertas").Activate  
    Dim Ofertas As Variant  
    For p = 1 To 4  
        país = 4 * p - 2  
        For T = 1 To 4  
            Tech = país + T - 1  
            varstr$ = "Oferta " + Cells(4, país).Text + "["  
+ Cells(5, Tech).Text + "]" + "@" + Cells(Fila,  
1).Text
```

```
Ofertas =  
Application.DDERequest(DDE_channel, varstr$)  
    dato = Ofertas(LBound(Ofertas))  
    HayM = InStr(1, dato, "M")  
    If HayM > 0 Then dato = Val(dato) *  
1000000  
        Cells(Fila, Tech).Value = dato  
    Next T  
    Next p  
End Sub  
  
Sub GetPrecioHidro()  
    Sheets("Costos Variables").Activate  
    Dim PHidro As Variant  
    For p = 1 To 4  
        país = 4 * p - 2  
        varstr$ = "Costos Variables " + Cells(4,  
país).Text + "[Hidro]" + "@" + Cells(Fila, 1).Text  
        PHidro =  
Application.DDERequest(DDE_channel, varstr$)  
        dato = PHidro(LBound(PHidro))  
        HayM = InStr(1, dato, "M")  
        If HayM > 0 Then dato = Val(dato) * 1000000  
        Cells(Fila, país).Value = dato  
    Next p  
End Sub  
  
Sub GetCapRedes()  
    Sheets("V Capacidad Redes").Activate  
    Dim CapRedes As Variant  
    For cx = 1 To 6  
        conex = cx + 1  
        varstr$ = "Capacidad de las Redes " + "[" +  
Cells(5, conex).Text + "]" + "@" + Cells(Fila,  
1).Text  
        CapRedes =  
Application.DDERequest(DDE_channel, varstr$)  
        dato = CapRedes(LBound(CapRedes))  
        HayM = InStr(1, dato, "M")  
        If HayM > 0 Then dato = Val(dato) * 1000000  
        Cells(Fila, conex).Value = dato  
    Next cx  
End Sub  
  
Sub GetDespachoInicial()  
    Sheets("V Despacho Inicial").Activate
```

```

Dim DespachoIni As Variant
Dim PrecioBase As Variant
For p = 1 To 4
    país = 4 * p - 2
    For T = 1 To 4
        Tech = país + T - 1
        varstr$ = "Despacho " + Cells(4, país).Text +
"[" + Cells(5, Tech).Text + "]" + "@" + Cells(Fila,
1).Text + "]"
        DespachoIni =
Application.DDERequest(DDE_channel, varstr$)
        dato = DespachoIni(LBound(DespachoIni))
        HayM = InStr(1, dato, "M")
        If HayM > 0 Then dato = Val(dato) *
1000000
        Cells(Fila, Tech).Value = dato
    Next T
Next p
For p = 1 To 4
    país = 18 + p
    varstr$ = "Precio Base " + Cells(5, país).Text +
"@" + Cells(Fila, 1).Text
    PrecioB =
Application.DDERequest(DDE_channel, varstr$)
    Cells(Fila, país).Value =
PrecioB(LBound(PrecioB))
Next p
End Sub

```

• MÓDULO DE MARKET COUPLING

```

Sub Llamar()
    Call Inicializar
    Call Datos
    Call OrdenMerito
    Call Convergencia
End Sub

```

```

Sub Inicializar()
    Iter = 0
    Fila = Periodo + 5

    MenorP.Precio = 0
    MenorP.Pais = 0
    SumaTranzaV = 0
    SumaTranza = 0
    MeritoTrans = 0

```

```

For i = 1 To 4
    Price(i) = 0
    SumaTranzaP(i) = 0
    TotalUsed(i) = 0
    PrecioInterno(i) = 0
    DemandaNoAtendida(4) = 0
    For j = 1 To 4
        Excedente(4, j) = 0

```

```

Merito(i, j).Precio = 0
Merito(i, j).Cantidad = 0
Merito(i, j).Tech = 0
OfertaAcum(i, j) = 0
RedDisp(i, j) = 0
R2(i, j) = False
Tranza(i, j) = 0
Venta(i, j).Precio = 0
Venta(i, j).Cantidad = 0
Venta(i, j).Tech = 0
Compra(i, j).Precio = 0
Compra(i, j).Cantidad = 0
Compra(i, j).Tech = 0
QCompra(i, j) = 0

```

```

For k = 1 To 10
    Trans(i, j, k).Precio = 0
    Trans(i, j, k).Cantidad = 0
    Trans(i, j, k).Tech = 0
Next k

```

```

For k = 1 To 200
    TransTotal(i, j, k) = 0
    Importacion(i, k) = 0
    Exportacion(i, k) = 0
    Renta(i, j, k) = 0
    Faltante(i, k) = 0
    ExTrans(i, j, k) = 0
Next k

```

```

ExOferta(i, j) = 0
ExOfertaAcum(i, j) = 0
DifUsed(i, j) = 0
Used(i, j) =
Next j
Next i

```

```

For i = 1 To 5
    For j = 1 To 5
        For k = 1 To 5
            PONE(i, j, k) = 0
        Next k
    Next j
Next i
End Sub

```

```

Sub Datos()
    'DEMANDA
    Sheets("Proyecciones Demanda").Activate
    For p = 1 To 4
        Demanda(p) = Cells(Fila, p + 1)
    Next p

    'OFERTA
    Sheets("V Ofertas").Activate

```

```

For p = 1 To 4
  país = p * 4 - 2
  For T = 1 To 4
    Tech = país + T - 1
    Oferta(p, T) = Cells(Fila, Tech)
  Next T
Next p

'PRECIOS TECNOLOGÍAS
Sheets("Costos Variables").Activate
For p = 1 To 4
  país = p * 4 - 2
  For T = 1 To 4
    Tech = país + T - 1
    PrecioTech(p, T) = Cells(Fila, Tech)
  Next T
Next p

'PRECIOS RACIONAMIENTO
For p = 1 To 4
  PrecioR(p) = Cells(Fila, 18 + p)
Next p

'GENERACIÓN
Sheets("V Despacho Inicial").Activate
For p = 1 To 4
  país = p * 4 - 2
  For T = 1 To 4
    Tech = país + T - 1
    Used(p, T) = Cells(Fila, Tech)
  Next T
Next p

'PRECIO BASE
Sheets("V Despacho Inicial").Activate
For p = 1 To 4
  país = p + 18
  PrecioBase(p) = Cells(Fila, país)
  Price(p) = PrecioBase(p)
Next p

'CAPACIDAD DE LAS REDES
Sheets("V Capacidad Redes").Activate
For v = 1 To 4
  For c = 1 To 4
    CapRed(v, c) = 0
  Next c
Next v

CapRed(1, 2) = Cells(Fila, 2)
CapRed(2, 1) = Cells(Fila, 3)
CapRed(2, 3) = Cells(Fila, 4)
CapRed(3, 2) = Cells(Fila, 5)
CapRed(3, 4) = Cells(Fila, 6)
CapRed(4, 3) = Cells(Fila, 7)

For v = 1 To 4
  For c = 1 To 4
    RedDisp(v, c) = CapRed(v, c)
    If c - v > 1 Or v - c > 1 Then RedDisp(v, c) =
999999999
  Next c
Next v

'COSTOS TRANSACCIONES
Sheets("Costos Transacción").Activate
For v = 1 To 4
  For c = 1 To 4
    CTrans(v, c) = 0
  Next c
Next v

CTrans(1, 2) = Cells(Fila, 2)
CTrans(2, 1) = Cells(Fila, 3)
CTrans(2, 3) = Cells(Fila, 4)
CTrans(3, 2) = Cells(Fila, 5)
CTrans(3, 4) = Cells(Fila, 6)
CTrans(4, 3) = Cells(Fila, 7)

For i = 1 To 4
  For j = 1 To 4
    If Abs(i - j) > 1 Then
      If i < j Then
        For k = i To j - 1
          CTrans(i, j) = CTrans(i, j) + CTrans(k,
k + 1)
        Next k
      Else
        For k = i To j + 1 Step -1
          CTrans(i, j) = CTrans(i, j) + CTrans(k,
k - 1)
        Next k
      End If
    End If
  Next j
Next i
End Sub

Sub OrdenMerito()
For p = 1 To 4
  For T = 1 To 4
    Merito(p, T).Precio = PrecioTech(p, T)
    Merito(p, T).Cantidad = Oferta(p, T)
    Merito(p, T).Tech = T
  Next T
Next p

For p = 1 To 4
  For i = 1 To 3
    For j = i + 1 To 4

```

```

    If Merito(p, i).Precio > Merito(p, j).Precio
Then
    Temporal = Merito(p, i).Precio
    Merito(p, i).Precio = Merito(p, j).Precio
    Merito(p, j).Precio = Temporal

    Temporal = Merito(p, i).Cantidad
    Merito(p, i).Cantidad = Merito(p,
j).Cantidad
    Merito(p, j).Cantidad = Temporal

    Temporal = Merito(p, i).Tech
    Merito(p, i).Tech = Merito(p, j).Tech
    Merito(p, j).Tech = Temporal
Else
End If
Next j
Next i
Next p

For i = 1 To 4
    For j = 1 To 4
        Sheets("Pruebas").Cells(2, i * 4 - 3 + j) =
Merito(i, j).Precio
        Sheets("Pruebas").Cells(3, i * 4 - 3 + j) =
Merito(i, j).Cantidad
        Sheets("Pruebas").Cells(4, i * 4 - 3 + j) =
Merito(i, j).Tech
        Sheets("Pruebas").Cells(5, i * 4 - 3 + j) = j
    Next j
Next i

'OFERTA ACUMULADA
For p = 1 To 4
    For m = 1 To 4
        OfertaAcum(p, m) = OfertaAcum(p, m - 1) +
Merito(p, m).Cantidad
    Next m
Next p
End Sub

Sub Convergencia()
Iter = Iter + 1
For v = 1 To 4
    For c = 1 To 4
        If v = c + 1 Or v = c - 1 Then 'si son vecinos
            If RedDisp(v, c) <= 0 Or Price(v) +
CTrans(v, c) >= Price(c) Or R2(v, c) = True Then
                Tranza(v, c) = 0
            Else
                Tranza(v, c) = 1
            End If
        ElseIf v <> c Then 'si no son vecinos
            RedDisp(v, c) = 999999999
            If v < c Then

```

```

                For i = v To c - 1
                    If RedDisp(i, i + 1) < RedDisp(v, c)
Then
                        RedDisp(v, c) = RedDisp(i, i + 1)
                    End If
                Next i
                If RedDisp(v, c) <= 0 Then
                    Tranza(v, c) = 0
                Else
                    If Price(v) + CTrans(v, c) < Price(c)
And R2(v, c) = False Then
                        Tranza(v, c) = 1
                    Else
                        Tranza(v, c) = 0
                    End If
                    For i = v + 1 To c - 1
                        If Price(i) + CTrans(i, c) >= Price(c)
Then
                                Tranza(v, c) = 0
                            End If
                        Next i
                    End If
                    ElseIf c < v Then
                        For i = v To c + 1 Step -1
                            If RedDisp(i, i - 1) < RedDisp(v, c)
Then
                                    RedDisp(v, c) = RedDisp(i, i - 1)
                                End If
                            Next i
                            If RedDisp(v, c) <= 0 Then
                                Tranza(v, c) = 0
                            Else
                                If Price(v) + CTrans(v, c) < Price(c)
And R2(v, c) = False Then
                                    Tranza(v, c) = 1
                                Else
                                    Tranza(v, c) = 0
                                End If
                                For i = c + 1 To v - 1
                                    If Price(i) + CTrans(i, c) >= Price(c)
Then
                                            Tranza(v, c) = 0
                                        End If
                                    Next i
                                End If
                            End If
                        Next c
                    Next v

SumaTranzaV = 0
For v = 1 To 4
    For c = 1 To 4
        If Abs(c - v) = 1 Then

```

```

        SumaTranzaV = SumaTranzaV + Tranza(v,
c)
    End If
    Next c
Next v

SumaTranza = 0
For v = 1 To 4
    For c = 1 To 4
        SumaTranza = SumaTranza + Tranza(v, c)
    Next c
Next v

If SumaTranza = 0 Then
    Call Finalizar
    Exit Sub
Else
    Call CompraVenta
End If
End Sub

Sub CompraVenta()
    For p = 1 To 4
        TotalUsed(p) = 0
        For T = 1 To 4
            TotalUsed(p) = TotalUsed(p) + Used(p, T)
        Next T
    Next p

    For v = 1 To 4
        Exportacion(v, Periodo) = 0
        Importacion(v, Periodo) = 0
        For c = 1 To 4
            If c - v = 1 Or v - c = 1 Then
                Exportacion(v, Periodo) = Exportacion(v,
Periodo) + TransTotal(v, c, Periodo)
                Importacion(v, Periodo) = Importacion(v,
Periodo) + TransTotal(c, v, Periodo)
            Else
                End If
        Next c
    Next v

'VENTA
For p = 1 To 4
    For m = 1 To 4
        Venta(p, m).Precio = Merito(p, m).Precio
        Venta(p, m).Cantidad = OfertaAcum(p, m) -
TotalUsed(p)
        If Venta(p, m).Cantidad < 0 Then Venta(p,
m).Cantidad = 0
    Next m
Next p

'COMPRA PROPIAS
        For p = 1 To 4
            For o = 1 To 4
                QCompra(p, o) = QCompra(p, o - 1) +
Used(p, Merito(p, 5 - o).Tech)
            Next o
        Next p

        For p = 1 To 4
            For o = 1 To 4
                Compra(p, o).Precio = Merito(p, 5 -
o).Precio
                Compra(p, o).Cantidad = QCompra(p, o)
            Next o
            Faltante(p, Periodo) = Demanda(p) -
TotalUsed(p) - Importacion(p, Periodo) +
Exportacion(p, Periodo)
            If Faltante(p, Periodo) > 5 Then
                Compra(p, 5).Precio = PrecioR(p)
                Compra(p, 5).Cantidad = Demanda(p) -
(TotalUsed(p) + Importacion(p, Periodo) -
Exportacion(p, Periodo))
            Else
                Compra(p, 5).Precio = Compra(p, 4).Precio
                Compra(p, 5).Cantidad = Compra(p,
4).Cantidad
            End If
        Next p

        Call MenorPrecio
    End Sub

Sub MenorPrecio()
    MenorP.Pais = 0
    MenorP.Precio = 999999

    For p = 1 To 4
        SumaTranzaP(p) = 0
        For c = 1 To 4
            SumaTranzaP(p) = SumaTranzaP(p) +
Tranza(p, c)
        Next c
    Next p

    If SumaTranzaV > 0 Then
        For p = 1 To 4
            If Tranza(p, p - 1) = 1 Or Tranza(p, p + 1) = 1
Then
                If Price(p) <= MenorP.Precio Then
                    MenorP.Precio = Price(p)
                    MenorP.Pais = p
                Else
                    End If
            Else
                End If
        Next p
    End If

```

```

Else
  For p = 1 To 4
    If SumaTranzaP(p) > 0 Then
      If Price(p) <= MenorP.Precio Then
        MenorP.Precio = Price(p)
        MenorP.Pais = p
      Else
        End If
      Else
        End If
    Next p
  End If

  If SumaTranzaV = 0 Then
    Call Arbitraje
  Else
    Call Casacion
  End If
End Sub

Sub Arbitraje()
  If MenorP.Pais = 1 Then
    If Tranza(1, 3) = 1 Then
      Call Tranzar(1, 3)
      Exit Sub
    ElseIf Tranza(1, 4) = 1 Then
      Call Tranzar(1, 4)
      Exit Sub
    End If
    Call MenorPrecio
    Exit Sub
  End If

  If MenorP.Pais = 4 Then
    If Tranza(4, 2) = 1 Then
      Call Tranzar(4, 2)
      Exit Sub
    ElseIf Tranza(4, 1) = 1 Then
      Call Tranzar(4, 1)
      Exit Sub
    End If
    Call MenorPrecio
    Exit Sub
  End If

  If MenorP.Pais = 2 Then
    If Tranza(2, 4) = 1 Then
      Call Tranzar(2, 4)
      Exit Sub
    Else
      Call MenorPrecio
      Exit Sub
    End If
  End If

  If MenorP.Pais = 3 Then
    If Tranza(3, 1) = 1 Then
      Call Tranzar(3, 1)
      Exit Sub
    Else
      Call MenorPrecio
      Exit Sub
    End If
  End If

  Call Finalizar
End Sub

Sub Casacion()
  If MenorP.Pais = 1 Then
    Call Tranzar(1, 2)
    Exit Sub
  End If

  If MenorP.Pais = 4 Then
    Call Tranzar(4, 3)
    Exit Sub
  End If

  For p = 2 To 3
    If MenorP.Pais = p Then
      If Price(p - 1) > Price(p + 1) Then
        If Tranza(p, p - 1) = 1 Then
          Call Tranzar(p, p - 1)
          Exit Sub
        Else
          Call Tranzar(p, p + 1)
          Exit Sub
        End If
      ElseIf Price(p + 1) > Price(p - 1) Then
        If Tranza(p, p + 1) = 1 Then
          Call Tranzar(p, p + 1)
          Exit Sub
        Else
          Call Tranzar(p, p - 1)
          Exit Sub
        End If
      Else
        Sheets("Pruebas").Cells(2, 11) = "Empate"
        + Str(p)
        If Tranza(2, 1) + Tranza(2, 3) > 1 Then
          pregunta = MsgBox("empate" + p,
          vbYesNo)
          If pregunta = 6 Then
            Call Tranzar(p, p - 1)
            Exit Sub
          Else
            Call Tranzar(p, p + 1)
            Exit Sub
          End If
        End If
      End If
    End If
  Next p
End Sub

```

```

Else
  If Tranza(p, p - 1) = 1 Then
    Call Tranzar(p, p - 1)
    Exit Sub
  Else
    Call Tranzar(p, p + 1)
    Exit Sub
  End If
End If
End If
End If
Next p

Call Finalizar
End Sub

Sub Tranzar(v, c)
  Trans(v, c, Iter).Cantidad = 0
  oj = 6

  Do While Trans(v, c, Iter).Cantidad = 0
    oj = oj - 1
    If oj < 1 Then
      R2(v, c) = True
      Exit Do
    End If

    For vj = 4 To 1 Step -1
      PONE(v, c, vj) = Venta(v, vj).Precio +
      CTrans(v, c)
      If Compra(c, oj).Precio > PONE(v, c, vj)
      And Compra(c, oj).Cantidad > 0.01 Then
        If Venta(v, vj - 1).Cantidad < Compra(c,
        oj).Cantidad Then 'si no hay una mejor oferta de
        venta
          If Venta(v, vj).Cantidad > 0.01 Then
            If Venta(v, vj).Cantidad <=
            RedDisp(v, c) Then
              MeritoTrans = vj
              Trans(v, c, Iter).Tech = Merito(v,
              vj).Tech
              Trans(v, c, Iter).Precio = PONE(v,
              c, vj)
              If Venta(v, vj).Cantidad <
              Compra(c, oj).Cantidad Then
                Trans(v, c, Iter).Cantidad =
                Venta(v, vj).Cantidad
                Exit Do
              Else
                Trans(v, c, Iter).Cantidad =
                Compra(c, oj).Cantidad
                Exit Do
              End If
            Else
              Trans(v, c, Iter).Cantidad =
              Compra(c, oj).Cantidad
              Exit Do
            End If
          Else
            If Venta(v, vj - 1).Cantidad <
            RedDisp(v, c) Then
              MeritoTrans = vj
              Trans(v, c, Iter).Tech =
              Merito(v, vj).Tech
              Trans(v, c, Iter).Precio =
              PONE(v, c, vj)
              Trans(v, c, Iter).Cantidad =
              Compra(c, oj).Cantidad
              Exit Do
            Else
              MeritoTrans = vj
              Trans(v, c, Iter).Tech =
              Merito(v, vj).Tech
              Trans(v, c, Iter).Precio =
              PONE(v, c, vj)
              Trans(v, c, Iter).Cantidad =
              Compra(c, oj).Cantidad
              Exit Do
            End If
          End If
        Else
          End If
        End If
      Else
        End If
      End If
    Else
      End If
    End If
  Next vj
Loop

If R2(v, c) = True Then
  Call Convergencia
  Exit Sub
End If

For j = 1 To 4
  R2(c, j) = False
Next j

'ANULAR SI RECOMPRA
If v < c Then
  For i = v To c - 1
    Trans(i, i + 1, Iter).Cantidad = Trans(v, c,
    Iter).Cantidad
  Next i

  For i = v To c - 1
    If TransTotal(i + 1, i, Periodo) > 0 Then
      If TransTotal(i + 1, i, Periodo) > Trans(i, i
      + 1, Iter).Cantidad Then

```



```

        TransTotal(i + 1, i, Periodo) =
TransTotal(i + 1, i, Periodo) - Trans(i, i + 1,
Iter).Cantidad
        Trans(i, i + 1, Iter).Cantidad = 0
        Else
        Trans(i, i + 1, Iter).Cantidad = Trans(i, i
+ 1, Iter).Cantidad - TransTotal(i + 1, i, Periodo)
        TransTotal(i + 1, i, Periodo) = 0
        End If
        Else
        End If
    Next i
Else
    For i = v To c + 1 Step -1
        Trans(i, i - 1, Iter).Cantidad = Trans(v, c,
Iter).Cantidad
    Next i

    For i = v To c + 1 Step -1
        If TransTotal(i - 1, i, Periodo) > 0 Then
            If TransTotal(i - 1, i, Periodo) > Trans(i, i -
1, Iter).Cantidad Then
                TransTotal(i - 1, i, Periodo) =
TransTotal(i - 1, i, Periodo) - Trans(i, i - 1,
Iter).Cantidad
                Trans(i, i - 1, Iter).Cantidad = 0
            Else
                Trans(i, i - 1, Iter).Cantidad = Trans(i, i -
1, Iter).Cantidad - TransTotal(i - 1, i, Periodo)
                TransTotal(i - 1, i, Periodo) = 0
            End If
        Else
        End If
    Next i
End If

'SUMAR TRANSACCION
If v < c Then
    For i = v To c - 1
        TransTotal(i, i + 1, Periodo) = TransTotal(i, i
+ 1, Periodo) + Trans(i, i + 1, Iter).Cantidad
    Next i
Else
    For i = v To c + 1 Step -1
        TransTotal(i, i - 1, Periodo) = TransTotal(i, i
- 1, Periodo) + Trans(i, i - 1, Iter).Cantidad
    Next i
End If

If Abs(v - c) > 1 Then
    TransTotal(v, c, Periodo) = TransTotal(v, c,
Periodo) + Trans(v, c, Iter).Cantidad
End If

'REDES

```

```

For i = 1 To 4
    For j = 1 To 4
        RedDisp(i, j) = CapRed(i, j) - TransTotal(i, j,
Periodo)
    Next j
Next i

For i = 1 To 4
    Call Despacho(i)
Next i

CambiosPrecio = 1

Do While CambiosPrecio > 0.01
    For p = 1 To 4
        If Abs(DeltaPrice(p)) > 0 Then
            If p = 1 Then Call Despacho(2)
            If p = 4 Then Call Despacho(3)
            If p = 3 Or p = 2 Then
                Call Despacho(p - 1)
                Call Despacho(p + 1)
            End If
            DeltaPrice(p) = 0
            Exit For
        Else
        End If
    Next p
    CambiosPrecio = 0
    For i = 1 To 4
        CambiosPrecio = CambiosPrecio +
Abs(DeltaPrice(i))
    Next i
Loop

    Call Convergencia
End Sub

Sub Despacho(p)
    PriceAnterior(p) = Price(p)

    For v = 1 To 4
        Exportacion(v, Periodo) = 0
        Importacion(v, Periodo) = 0
        For c = 1 To 4
            If c - v = 1 Or v - c = 1 Then
                Exportacion(v, Periodo) = Exportacion(v,
Periodo) + TransTotal(v, c, Periodo)
                Importacion(v, Periodo) = Importacion(v,
Periodo) + TransTotal(c, v, Periodo)
            Else
            End If
        Next c
    Next v

    DemandaNoAtendida(p) = 0

```

```

For m = 1 To 4
    Excedente(p, m) = OfertaAcum(p, m) -
Demanda(p) + Importacion(p, Periodo) -
Exportacion(p, Periodo)
    If Excedente(p, m) <= 0 Then
        Used(p, Merito(p, m).Tech) = Oferta(p,
Merito(p, m).Tech)
        If m = 4 Then DemandaNoAtendida(p) = -
Excedente(p, m)
    Elseif Excedente(p, m) > 0 Then
        Used(p, Merito(p, m).Tech) = Oferta(p,
Merito(p, m).Tech) - Excedente(p, m)
        If Used(p, Merito(p, m).Tech) < 1 Then
Used(p, Merito(p, m).Tech) = 0
        End If
    End If
Next m

PrecioInterno(p) = 0

For m = 1 To 4
    If Used(p, Merito(p, m).Tech) > 0 Then
        PrecioInterno(p) = PrecioTech(p, Merito(p,
m).Tech)
    Else
        End If
Next m

Price(p) = PrecioInterno(p)

If DemandaNoAtendida(p) > 5 Then Price(p) =
PrecioR(p)

For i = 1 To 4
    If TransTotal(i, p, Periodo) > 0 Then
        If Price(i) > Price(p) Then
            Price(p) = Price(i)
        Else
            End If
        End If
    End If
Next i

DeltaPrice(p) = Price(p) - PriceAnterior(p)
End Sub

Sub Finalizar()
'PRECIOS
Sheets("Precios").Activate
For i = 1 To 4
    Cells(Fila + 1, i + 1) = Price(i)
Next i

'GENERACION
Sheets("Despacho").Activate
For p = 1 To 4
    For T = 1 To 4
        Cells(Fila, p * 4 - 3 + T) = Used(p, T)
    Next T
Next p

For v = 1 To 4
    Exportacion(v, Periodo) = 0
    Importacion(v, Periodo) = 0
    For c = 1 To 4
        If c - v = 1 Or v - c = 1 Then
            Exportacion(v, Periodo) = Exportacion(v,
Periodo) + TransTotal(v, c, Periodo)
            Importacion(v, Periodo) = Importacion(v,
Periodo) + TransTotal(c, v, Periodo)
        Else
            End If
        Next c
    Next v

Cells(Fila, 19) = TransTotal(1, 2, Periodo)
Cells(Fila, 20) = TransTotal(2, 1, Periodo)
Cells(Fila, 21) = TransTotal(2, 3, Periodo)
Cells(Fila, 22) = TransTotal(3, 2, Periodo)
Cells(Fila, 23) = TransTotal(3, 4, Periodo)
Cells(Fila, 24) = TransTotal(4, 3, Periodo)

Cells(Fila, 26) = TransTotal(1, 3, Periodo)
Cells(Fila, 27) = TransTotal(1, 4, Periodo)
Cells(Fila, 28) = TransTotal(2, 4, Periodo)
Cells(Fila, 29) = TransTotal(3, 1, Periodo)
Cells(Fila, 30) = TransTotal(4, 1, Periodo)
Cells(Fila, 31) = TransTotal(4, 2, Periodo)

For p = 1 To 4
    Cells(Fila, 31 + p * 2) = Importacion(p,
Periodo)
    Cells(Fila, 32 + p * 2) = Exportacion(p,
Periodo)
Next p

'RENTAS
Sheets("Rentas").Activate
For v = 1 To 4
    For c = 1 To 4
        If v = c - 1 Or v = c + 1 Then
            If TransTotal(v, c, Periodo) > 0 Then
                Renta(v, c, Periodo) = Abs(Price(c) -
Price(v))
            Else
                Renta(v, c, Periodo) = 0
            End If
        End If
    Next c
Next v

```

```
Cells(Fila, 2) = Renta(1, 2, Periodo)  
Cells(Fila, 3) = Renta(2, 1, Periodo)  
Cells(Fila, 4) = Renta(2, 3, Periodo)  
Cells(Fila, 5) = Renta(3, 2, Periodo)  
Cells(Fila, 6) = Renta(3, 4, Periodo)  
Cells(Fila, 7) = Renta(4, 3, Periodo)
```

```
'CAPACIDAD NO UTILIZADA
```

```
Sheets("Capacidad no utilizada").Activate  
Cells(Fila, 19) = RedDisp(1, 2)  
Cells(Fila, 20) = RedDisp(2, 1)  
Cells(Fila, 21) = RedDisp(2, 3)  
Cells(Fila, 22) = RedDisp(3, 2)  
Cells(Fila, 23) = RedDisp(3, 4)  
Cells(Fila, 24) = RedDisp(4, 3)  
End Sub
```

ANEXO 4: ECUACIONES DEL MODELO DE DINÁMICA DE SISTEMAS

Aportes[País]	=	Factor de Aportes[País]*Hidrología[País](Mes)	GW*h/Month
Asignación de Inversión Colombia[Opciones]	=	IF THEN ELSE(Indicador de Rentabilidad Colombia[Opciones]>0,Tamaño para construir Colombia[Opciones], 0)	GW
Asignación de Inversión Ecuador[Opciones]	=	IF THEN ELSE(Indicador de Rentabilidad Ecuador[Opciones]>0, Tamaño para construir Ecuador[Opciones], 0)	GW
Asignación de Inversión Panamá[Opciones]	=	IF THEN ELSE(Indicador de Rentabilidad Panamá[Opciones]>0,Tamaño para construir Panamá[Opciones],0)	GW
Asignación de Inversión Perú[Opciones]	=	IF THEN ELSE(Indicador de Rentabilidad Perú[Opciones]>0,Tamaño para construir Perú[Opciones], 0)	GW
Capacidad de las Redes[Conexiones]	=	Potencia Redes[Conexiones]*Período de Producción*Conexiones Activas[Conexiones]	GW*h/Month
Capacidad Exportación Colombia	=	Potencia Redes[ColombiaEcuador] + Potencia Redes[ColombiaPanamá] + Redes en Construcción[ColombiaEcuador] + Redes en Construcción[ColombiaPanamá]	GW
Capacidad Exportación Ecuador	=	Potencia Redes[EcuadorPerú]+Potencia Redes[EcuadorColombia]+Redes en Construcción[EcuadorPerú]+Redes en Construcción[EcuadorColombia]	GW
Capacidad Exportación Panamá	=	Potencia Redes[PanamáColombia]+Redes en Construcción[PanamáColombia]	GW
Capacidad Exportación Perú	=	Potencia Redes[PerúEcuador]+Redes en Construcción[PerúEcuador]	GW
Capacidad Importación Colombia	=	Potencia Redes[EcuadorColombia]+Potencia Redes[PanamáColombia]+ Redes en Construcción[EcuadorColombia]+Redes en Construcción[PanamáColombia]	GW
Capacidad Importación Ecuador	=	Potencia Redes[PerúEcuador]+Potencia Redes[ColombiaEcuador]+ Redes en Construcción[PerúEcuador]+Redes en Construcción[ColombiaEcuador]	GW
Capacidad Importación	=	Potencia Redes[ColombiaPanamá]+ Redes en	GW

Panamá		Construcción[ColombiaPanamá]	
Capacidad Importación Perú	=	Potencia Redes[EcuadorPerú]+ Construcción[EcuadorPerú]	Redes en GW
Capacidad Inicial Colombia[Tecnología]	=	8.525, 1.269, 3.598, 0.018 http://www.cier.org.uy/d06-sie/2008/2.htm	GW
Capacidad Inicial Ecuador[Tecnología]	=	2.017, 0.498, 0.807, 0.54 http://www.cier.org.uy/d06-sie/2008/2.htm	GW
Capacidad Inicial Panamá[Tecnología]	=	0.782,0.12,0.374,0.516 http://www.cnd.com.pa/publico/documentos/capacidad_instalada.pdf y Plan de expansión 08	GW
Capacidad Inicial Perú[Tecnología]	=	3.145, 0.438, 1.981,0.425 http://www.cier.org.uy/d06-sie/2008/2.htm	GW
Capacidad Instalada Colombia[Tecnología]	=	INTEG (Nueva Capacidad Colombia[Tecnología], Capacidad Inicial Colombia[Tecnología])	GW
Capacidad Instalada Ecuador[Tecnología]	=	INTEG (Nueva Capacidad Ecuador[Tecnología], Capacidad Inicial Ecuador[Tecnología])	GW
Capacidad Instalada Panamá[Tecnología]	=	INTEG (Nueva Capacidad Panamá[Tecnología], Capacidad Inicial Panamá[Tecnología])	GW
Capacidad Instalada Perú[Tecnología]	=	INTEG (Nueva Capacidad Perú[Tecnología], Capacidad Inicial Perú[Tecnología])	GW
Capacidad Máxima Embalse[Colombia]	=	1900*Capacidad Instalada Colombia[Hidro]	GWh
Capacidad Máxima Embalse[Perú]	=	400*Capacidad Instalada Perú[Hidro]	GWh
Capacidad Máxima Embalse[Ecuador]	=	100*Capacidad Instalada Ecuador[Hidro]	GWh
Capacidad Máxima Embalse[Panamá]	=	800*Capacidad Instalada Panamá[Hidro]	GW*h
Conexiones	:	PerúEcuador, EcuadorPerú, EcuadorColombia, ColombiaEcuador, ColombiaPanamá, PanamáColombia	Subíndice
Construcción 2010 Colombia[Tecnología]	=	3.7802, 0.36,0.16,0	GW
Construcción 2010 Ecuador[Tecnología]	=	4.0505, 0, 0.6964, 0	GW
Construcción 2010 Panamá[Tecnología]	=	0.726, 0.5, 0, 0	GW
Construcción 2010 Perú[Tecnología]	=	2.129, 0, 3, 0	GW
Construcción Colombia[Tecnología]	=	INTEG (Expansión de Capacidad Colombia[Tecnología]-Nueva Capacidad	GW

		Colombia[Tecnología],Construcción Colombia[Tecnología]	2010	
Construcción Ecuador[Tecnología]	=	INTEG (Expansión de Capacidad Ecuador[Tecnología]- Nueva Capacidad Ecuador[Tecnología],Construcción 2010 Ecuador[Tecnología])		GW
Construcción Panamá[Tecnología]	=	INTEG (Expansión de Capacidad Panamá[Tecnología]- Nueva Capacidad Panamá[Tecnología],Construcción 2010 Panamá[Tecnología])		GW
Construcción Perú[Tecnología]	=	INTEG (Expansión de Capacidad Perú[Tecnología]- Nueva Capacidad Perú[Tecnología],Construcción 2010 Perú[Tecnología])		GW
Costo de Oportunidad[País]	=	Curva de Costos[País](Pronóstico Embalse[País])*Costo Generación[País]		\$/kWh
Costo Fijo Tecnología[Opciones]	=	1107.8,1326,663,826.3,0.734,73.4 http://redenergiaalternativa.org/biblioteca/extras/BM_UPME2008.pdf ; http://www.google.com.co/url?sa		USDc/(kW*Month)
Costo Variable Tecnologías Despachadas Perú[Tecnología]	=	Costos Variables Perú[Tecnología]*IF THEN ELSE(Despacho Perú[Tecnología]>0, 1 ,0)		USDc/(h*kW)
Costos Fijos Tecnologías[Opciones]	=	IF THEN ELSE(MA Factor de Utilización Perú[Opciones]>0,Costo Fijo Tecnología[Opciones]/(MA Factor de Utilización Perú[Opciones]*Período de Producción),Costo Fijo Tecnología[Opciones])		USDc/(h*kW)
Costos Fijos Tecnologías Colombia[Opciones]	=	IF THEN ELSE(MA Factor de Utilización Colombia[Opciones]>0,Costo Fijo Tecnología[Opciones]/(MA Factor de Utilización Colombia[Opciones]*Período de Producción),Costo Fijo Tecnología[Opciones])		USDc/(h*kW)
Costos Fijos Tecnologías Ecuador[Opciones]	=	IF THEN ELSE(MA Factor de Utilización Ecuador[Opciones]>0,Costo Fijo Tecnología[Opciones]/(MA Factor de Utilización Ecuador[Opciones]*Período de Producción),Costo Fijo Tecnología[Opciones])		USDc/(h*kW)
Costos Fijos Tecnologías Panamá[Opciones]	=	IF THEN ELSE(MA Factor de Utilización Panamá[Opciones]>0,Costo Fijo Tecnología[Opciones]/(MA Factor de Utilización Panamá[Opciones]*Período de Producción),Costo Fijo Tecnología[Opciones])		USDc/(h*kW)
Costos Variables Colombia[Carbón]:	=	GET XLS DATA('IE.xls' , 'Costos Variables' , 'A' , 'K6')		USDc/(h*kW)
Costos Variables Colombia[Gas]:	=	GET XLS DATA('IE.xls' , 'Costos Variables' , 'A' , 'L6')		USDc/(h*kW)

Costos Variables Colombia[Líquidos]:	=	GET XLS DATA('IE.xls' , 'Costos Variables' , 'A' , 'M6')	USDc/(h*kW)
Costos Variables Colombia[Hidro]	=	Costo de Oportunidad[Colombia]	USDc/kWh
Costos Variables Ecuador[Carbón]:	=	GET XLS DATA('IE.xls' , 'Costos Variables' , 'A' , 'G6')	USDc/(h*kW)
Costos Variables Ecuador[Gas]:	=	GET XLS DATA('IE.xls' , 'Costos Variables' , 'A' , 'H6')	USDc/(h*kW)
Costos Variables Ecuador[Líquidos]:	=	GET XLS DATA('IE.xls' , 'Costos Variables' , 'A' , 'I6')	USDc/(h*kW)
Costos Variables Ecuador[Hidro]	=	Costo de Oportunidad[Ecuador]	USDc/kWh
Costos Variables Panamá[Carbón]:	=	GET XLS DATA('IE.xls' , 'Costos Variables' , 'A' , 'O6')	USDc/(h*kW)
Costos Variables Panamá[Gas]:	=	GET XLS DATA('IE.xls' , 'Costos Variables' , 'A' , 'P6')	USDc/(h*kW)
Costos Variables Panamá[Líquidos]:	=	GET XLS DATA('IE.xls' , 'Costos Variables' , 'A' , 'Q6')	USDc/(h*kW)
Costos Variables Panamá[Hidro]	=	Costo de Oportunidad[Panamá]	USDc/(h*kW)
Costos Variables Perú[Carbón]:	=	GET XLS DATA('IE.xls' , 'Costos Variables' , 'A' , 'C6')	USDc/(h*kW)
Costos Variables Perú[Gas]:	=	GET XLS DATA('IE.xls' , 'Costos Variables' , 'A' , 'D6')	USDc/(h*kW)
Costos Variables Perú[Líquidos]:	=	GET XLS DATA('IE.xls' , 'Costos Variables' , 'A' , 'E6')	USDc/(h*kW)
Costos Variables Perú[Hidro]	=	Costo de Oportunidad[Perú]	USDc/kWh
Curva de Costos[Perú]	=	(((0,0)-(4,4)),(0,3.5),(0.1,3.5),(0.15,3.5),(0.2,3.5),(0.256881,3.24561),(0.342508,2.84211),(0.464832,2.50877),(0.550459,2.17544),(0.733945,1.82456),(0.856269,1.59649),(0.966361,1.4386),(1.10092,1.29825),(1.30887,1.22807),(1.57798,1.12281),(2.10398,1),(4.02446,0.596491),(10,0),(30,0))	1
Curva de Costos[Ecuador]	=	(((0,0)-(4,4)),(0,3.5),(0.1,3.5),(0.15,3.5),(0.2,3.5),(0.25,3),(0.281346,2.50877),(0.366972,2.01754),(0.464832,1.64912),(0.599388,1.35088),(0.8,1),(0.9,0.95),(1,0.9),(1.1,0.85	1

	=),(1.2,0.8),(2,0.5),(4,0),(10,0),(30,0))	
Curva de Costos[Colombia]	=	(((0,0)-(4,4)],[0,3.5),(0.1,3.5),(0.15,3.5),(0.2,3.5),(0.232416,3.01754),(0.269113,2.57895),(0.318043,2.07018),(0.379205,1.52632),(0.489297,1.12281),(0.685015,0.824561),(0.929664,0.649123),(1.25994,0.508772),(1.57798,0.45614),(1.87156,0.403509),(2.25076,0.333333),(2.86239,0.210526),(4,0),(10,0),(30,0))	1
Curva de Costos[Panamá]	=	(((0,0)-(4,4)],[0,3.5),(0.1,3.5),(0.15,3.5),(0.2,3.5),(0.244648,3.26316),(0.30581,2.92982),(0.366972,2.52632),(0.464832,2.08772),(0.599388,1.54386),(0.770642,1.14035),(0.9,0.95),(1,0.9),(1.1,0.85),(1.2,0.8),(2,0.5),(4,0),(10,0),(30,0))	1
Datos Generación Hidro[Colombia]:	=	GET XLS DATA('IE.xls', 'Despacho', 'A', 'J5')	GWh/month
Datos Generación Hidro[Perú]:	=	GET XLS DATA('IE.xls', 'Despacho', 'A', 'B5')	GWh/month
Datos Generación Hidro[Ecuador]:	=	GET XLS DATA('IE.xls', 'Despacho', 'A', 'F5')	GWh/month
Datos Generación Hidro[Panamá]:	=	GET XLS DATA('IE.xls', 'Despacho', 'A', 'N5')	GW*h/Month
Datos Utilización Colombia[Tecnología]:	=	GET XLS DATA('IE.xls', 'Despacho', 'A', 'J5')	GWh/month
Datos Utilización Colombia[Red1]:	=	GET XLS DATA('IE.xls', 'Despacho', 'A', 'U5')	GWh/month
Datos Utilización Colombia[Red2]:	=	GET XLS DATA('IE.xls', 'Despacho', 'A', 'X5')	GW*h/Month
Datos Utilización Ecuador[Tecnología]:	=	GET XLS DATA('IE.xls', 'Despacho', 'A', 'F5')	GWh/month
Datos Utilización Ecuador[Red1]:	=	GET XLS DATA('IE.xls', 'Despacho', 'A', 'S5')	GWh/month
Datos Utilización Ecuador[Red2]:	=	GET XLS DATA('IE.xls', 'Despacho', 'A', 'V5')	GW*h/Month
Datos Utilización Panamá[Tecnología]:	=	GET XLS DATA('IE.xls', 'Despacho', 'A', 'N5')	GWh/month
Datos Utilización Panamá[Red1]:	=	GET XLS DATA('IE.xls', 'Despacho', 'A', 'W5')	GWh/month
Datos Utilización Panamá[Red2]:	=	0	GW*h/Month

Datos Utilización Perú[Tecnología]:	= GET XLS DATA('IE.xls', 'Despacho', 'A', 'B5')	GWh/month
Datos Utilización Perú[Red1]	= 0	GWh/month
Datos Utilización Perú[Red2]:	= GET XLS DATA('IE.xls', 'Despacho', 'A', 'T5')	GW*h/Month
Demanda Colombia:	= GET XLS DATA('IE.xls', 'Proyecciones Demanda', 'A', 'D6')	GW*h/Month
Demanda Ecuador:	= GET XLS DATA('IE.xls', 'Proyecciones Demanda', 'A', 'C6')	GW*h/Month
Demanda Panamá:	= GET XLS DATA('IE.xls', 'Proyecciones Demanda', 'A', 'E6')	GW*h/Month
Demanda Perú:	= GET XLS DATA('IE.xls', 'Proyecciones Demanda', 'A', 'B6')	GW*h/Month
Despacho Colombia[Tecnología]	= ALLOCATE BY PRIORITY(Oferta Colombia[Tecnología], Prioridad Despacho Colombia[Tecnología], 4, 1, Demanda Colombia)	GW*h/Month
Despacho Ecuador[Tecnología]	= ALLOCATE BY PRIORITY(Oferta Ecuador[Tecnología], Prioridad Despacho Ecuador[Tecnología], 4, 1, Demanda Ecuador)	GW*h/Month
Despacho Panamá[Tecnología]	= ALLOCATE BY PRIORITY(Oferta Panamá[Tecnología], Prioridad Despacho Panamá[Tecnología], 4, 1, Demanda Panamá)	GW*h/Month
Despacho Perú[Tecnología]	= ALLOCATE BY PRIORITY(Oferta Perú[Tecnología], Prioridad Despacho Perú[Tecnología], 4, 1, Demanda Perú)	GW*h/Month
Despacho Total Colombia	= Despacho Colombia[Hidro]+Despacho Colombia[Carbón]+Despacho Colombia[Gas]+Despacho Colombia[Líquidos]	h*GW/Month
Despacho Total Ecuador	= SUM(Despacho Ecuador[Tecnología!])	h*GW/Month
Despacho Total Panamá	= SUM(Despacho Panamá[Tecnología!])	h*GW/Month
Despacho Total Perú	= SUM (Despacho Perú[Tecnología!])	h*GW/Month
Embalse[País]	= INTEG (Aportes[País]-Generación Hidro[País]-Vertimiento[País],Capacidad Máxima Embalse[País]*0.5)	GW*h
Embalse Total[País] ENSO[Perú]	= Aportes[País]/4+Embalse[País] = WITH LOOKUP (Time,([(0,0)-(200,1.5)],(1,1),(36,1),(37,1.3),(48,1.3),(49,1),(60,1),(GW*h

	61,0.7),(76,0.7),(77,1),(109,1),(110,1.3),(116,1.3),(117,1),(117,1),(120,1),(121,0.8),(130,0.8),(131,1),(150,1),(160,1),(161,1.3),(175,1.3),(176,1),(180,1),(200,1))	
ENSO[Ecuador]	= WITH LOOKUP (Time,([(0,0)-(200,1.5)],(1,1),(36,1),(37,1.3),(48,1.3),(49,1),(60,1),(61,0.7),(76,0.7),(77,1),(109,1),(110,1.3),(116,1.3),(117,1),(117,1),(120,1),(121,0.8),(130,0.8),(131,1),(150,1),(160,1),(161,1.3),(175,1.3),(176,1),(180,1),(200,1))	
ENSO[Colombia]	= WITH LOOKUP (Time,([(0,0)-(200,1.5)],(1,1),(36,1),(37,0.7),(48,0.7),(49,1),(60,1),(61,1.3),(76,1.3),(77,1),(109,1),(110,0.7),(116,0.7),(117,1),(117,1),(120,1),(121,1.2),(130,1.2),(131,1),(150,1),(160,1),(161,0.7),(175,0.7),(176,1),(180,1),(200,1))	
ENSO[Panamá]	= WITH LOOKUP (Time,([(0,0)-(200,1.5)],(1,1),(36,1),(37,0.7),(48,0.7),(49,1),(60,1),(61,1.3),(76,1.3),(77,1),(109,1),(110,0.7),(116,0.7),(117,1),(117,1),(120,1),(121,1.2),(130,1.2),(131,1),(150,1),(160,1),(161,0.7),(175,0.7),(176,1),(180,1),(200,1))	
Entrada en Operación Colombia[Hidro]	= WITH LOOKUP (Time,([(0,0)-(400,1)],(0,0),(1,0),(19.9,0),(20,0.765),(20.1,0),(29.9,0),(30,0.1952),(30.1,0),(39.9,0),(40,0.42),(40.1,0),(49.9,0),(50,0.8),(50.1,0),(69.9,0),(70,0.4),(70.1,0),(79.9,0),(80,0),(80.1,0),(89.9,0),(90,1.2),(90.1,0),(400,0))	GW
Entrada en Operación Colombia[Carbón]	= WITH LOOKUP (Time,([(0,0)-(400,10)],(0,0),(39.9,0),(40,0.36),(40.1,0),(400,0))	GW
Entrada en Operación Colombia[Gas]	= WITH LOOKUP (Time,([(0,0)-(400,1)],(0,0),(19.9,0),(20,0.16),(20.1,0),(400,0))	GW
Entrada en Operación Colombia[Líquidos]	= 0	GW
Entrada en Operación Ecuador[Hidro]	= WITH LOOKUP (Time,([(0,0)-(400,4)],(0,0),(9.9,0),(10,0.16),(10.1,0),(19.9,0),(20,0.074),(20.1,0),(29.9,0),(30,0.1246),(30.1,0),(39.9,0),(40,0.1204),(40.1,0),(59.9,0),(60,0.9615),(60.1,0),(69.9,0),(70,2.21),(70.1,0),(89.9,0),(90,0.4),(90.1,0),(400,0))	GW
Entrada en Operación Ecuador[Carbón]	= 0	GW
Entrada en Operación Ecuador[Gas]	= WITH LOOKUP (Time,([(0,0)-(400,0.6)],(0,0),(9.9,0),(10,0.0704),(10.1,0),(19.9,0),(20,0.1),(20.1,0),(29.9,0),(30,0.526),(30.1,0),(400,0))	GW
Entrada en Operación Ecuador[Líquidos]	= 0	GW

Entrada en Operación Panamá[Hidro]	= WITH LOOKUP (Time,([(0,0)-(400,10)],(0,0),(9.9,0),(10,0.0819),(10.1,0),(19.9,0),(20,0.3341),(20.1,0),(29.9,0),(30,0.1755),(30.1,0),(39.9,0),(40,0.09),(40.1,0),(69.9,0),(70,0.0345),(70.1,0),(79.9,0),(80,0.01),(80.1,0),(400,0)])	GW
Entrada en Operación Panamá[Carbón]	= WITH LOOKUP (Time,([(0,0)-(400,10)],(0,0),(79.9,0),(80,0.25),(80.1,0),(99.9,0),(100,0.25),(100.1,0),(400,0)])	GW
Entrada en Operación Panamá[Gas]	= 0	GW
Entrada en Operación Panamá[Líquidos]	= 0	GW
Entrada en Operación Perú[Hidro]	= WITH LOOKUP (Time,([(0,0)-(400,10)],(0,0),(1,0),(29.9,0),(30,0.098),(30.1,0),(39.9,0),(40,0.59),(40.1,0),(54.9,0),(55,0.204),(55.1,0),(69.9,0),(70,0.593),(70.1,0),(79.9,0),(80,0.471),(80.1,0),(89.9,0),(90,0.173),(90.1,0),(400,0)])	GW
Entrada en Operación Perú[Carbón]	= 0	GW
Entrada en Operación Perú[Gas]	= WITH LOOKUP (Time,([(0,0)-(400,2)],(0,0),(0.9,0),(1,0),(1.1,0),(9.9,0),(10,0.18),(10.1,0),(19.9,0),(20,0.36),(20.1,0),(29.9,0),(30,1.06),(30.1,0),(39.9,0),(40,1.04),(40.1,0),(89.9,0),(90,0.18),(90.1,0),(99.9,0),(100,0.18),(100.1,0),(400,0)])	GW
Entrada en Operación Perú[Líquidos]	= 0	GW
Entrada en Operación Redes[PerúEcuador]	= 0	GW
Entrada en Operación Redes[EcuadorPerú]	= 0	GW
Entrada en Operación Redes[EcuadorColombia]	= 0	GW
Entrada en Operación Redes[ColombiaEcuador]	= 0	GW
Entrada en Operación Redes[ColombiaPanamá]	= IF THEN ELSE(Time=50, 0.3 , 0)	GW
Entrada en Operación Redes[PanamáColombia]	= IF THEN ELSE(Time=50, 0.3 , 0)	GW
Escenario Confianza	= 0	
Escenario Expansión Red	= 0	

Expansión de Capacidad Colombia[Tecnología]	= Asignación de Inversión Colombia[Tecnología]	GW/Month
Expansión de Capacidad Ecuador[Tecnología]	= Asignación de Inversión Ecuador[Tecnología]	GW/Month
Expansión de Capacidad Panamá[Tecnología]	= Asignación de Inversión Panamá[Tecnología]	GW/Month
Expansión de Capacidad Perú[Tecnología]	= Asignación de Inversión Perú[Tecnología]	GW/Month
Factor de Aportes[Perú]	= Capacidad Instalada Perú[Hidro]*Período de Producción*0.8	GWh/month
Factor de Aportes[Ecuador]	= Capacidad Instalada Ecuador[Hidro]*Período de Producción*0.9	GWh/month
Factor de Aportes[Colombia]	= Capacidad Instalada Colombia[Hidro]*Período de Producción*0.7	GWh/month
Factor de Aportes[Panamá]	= Capacidad Instalada Panamá[Hidro]*Período de Producción*0.6	GW*h/Month
Factor de Utilización Colombia[Tecnología]	= Datos Utilización Colombia[Tecnología]/(Capacidad Instalada Colombia[Tecnología]*Período de Producción)	1
Factor de Utilización Colombia[Red1]	= IF THEN ELSE(Capacidad de las Redes[EcuadorColombia]>0,Datos Utilización Colombia[Red1]/Capacidad de las Redes[EcuadorColombia],1)	1
Factor de Utilización Colombia[Red2]	= IF THEN ELSE(Capacidad de las Redes[PanamáColombia]>0,(Datos Utilización Colombia[Red2]/Capacidad de las Redes[PanamáColombia]),1)	1
Factor de Utilización Ecuador[Tecnología]	= Datos Utilización Ecuador[Tecnología]/(Capacidad Instalada Ecuador[Tecnología]*Período de Producción)	1
Factor de Utilización Ecuador[Red1]	= IF THEN ELSE(Capacidad de las Redes[PerúEcuador]>0,Datos Utilización Ecuador[Red1]/Capacidad de las Redes[PerúEcuador],1)	1
Factor de Utilización Ecuador[Red2]	= IF THEN ELSE(Capacidad de las Redes[ColombiaEcuador]>0,Datos Utilización Ecuador[Red2]/Capacidad de las Redes[ColombiaEcuador],1)	1
Factor de Utilización Panamá[Tecnología]	= Datos Utilización Panamá[Tecnología]/(Capacidad Instalada Panamá[Tecnología]*Período de	1

	Producción)	
Factor de Utilización Panamá[Red1]	= IF THEN ELSE(Capacidad de las Redes[ColombiaPanamá]>0,Datos Utilización Panamá[Red1]/Capacidad de las Redes[ColombiaPanamá],1)	1
Factor de Utilización Panamá[Red2]	= 0	1
Factor de Utilización Perú[Tecnología]	= Datos Utilización Perú[Tecnología]/(Capacidad Instalada Perú[Tecnología]*Período de Producción)	1
Factor de Utilización Perú[Red1]	= 0	1
Factor de Utilización Perú[Red2]	= IF THEN ELSE(Capacidad de las Redes[EcuadorPerú]>0,Datos Utilización Perú[Red2]/Capacidad de las Redes[EcuadorPerú],1)	1
"Factor Utilización -año Colombia"[Opciones]	= DELAY FIXED (Factor de Utilización Colombia[Opciones],12,Factor de Utilización Colombia[Opciones])	1
"Factor Utilización -año Ecuador"[Opciones]	= DELAY FIXED (Factor de Utilización Ecuador[Opciones],12,Factor de Utilización Ecuador[Opciones])	1
"Factor Utilización -año Panamá"[Opciones]	= DELAY FIXED (Factor de Utilización Panamá[Opciones],12,Factor de Utilización Panamá[Opciones])	1
"Factor Utilización -año Perú"[Opciones]	= DELAY FIXED (Factor de Utilización Perú[Opciones],12,Factor de Utilización Perú[Opciones])	1
FINAL TIME	= 180	Month
Función Incentivos	= [(-1,-60)-(10,40)],(-1,20),(-0.2,20),(-0.1,18),(0,15),(0.1,10),(0.2,5),(0.25,2),(0.3,0),(0.5,0),(0.6,-5),(0.8,-10),(1.22018,-17.4561),(2.93578,-32.3684),(6.23242,-42.8947),(10,-50))	USDc/(h*kW)
Generación Hidro[País]	= GET DATA BETWEEN TIMES(Datos Generación Hidro[País], Time, -1)	GW*h/Month
Hidrología[Perú]	= [(0,0)-(13,3)],(0,0.938811),(1,1.70953),(2,2.2236),(3,2.24535),(4,1.52058),(5,0.709368),(6,0.476009),(7,0.397629),(8,0.369039),(9,0.37634),(10,0.446209),(11,0.587534),(12,0.9388))	
Hidrología[Ecuador]	= [(0,0)-(12,2)],(0,0.563419),(1,0.68513),(2,1.11483),(3,1.39411),(4,1.46364),(5,1.26234),(6,1.31274),(7,1.24915),(

		8,0.990995),(9,0.793039),(10,0.630165),(11,0.540442),(12,0.5634)	
Hidrología[Colombia]	=	[(0,0)-(12,2)],(0,0.8421),(1,0.527091),(2,0.416379),(3,0.509675),(4,0.830808),(5,1.25538),(6,1.37476),(7,1.42877),(8,1.29278),(9,1.08643),(10,1.24373),(11,1.19209),(12,0.8421))	
Hidrología[Panamá]	=	[(0,0)-(12,2)],(0,1.36253),(1,0.815305),(2,0.611884),(3,0.544656),(4,0.614458),(5,0.988556),(6,0.959475),(7,1.01517),(8,1.09855),(9,1.10986),(10,1.35532),(11,1.52423),(12,1.363))	
Horizonte Pronóstico	:	"3 años", "4 años", "5 años"	Subíndices
Incentivos Colombia[Opciones]	=	Función Incentivos(Margen de Capacidad Esperado Colombia)*3	USDc/(h*kW)
Incentivos Ecuador[Opciones]	=	Función Incentivos(Margen de Capacidad Esperado Ecuador)	USDc/(h*kW)
Incentivos Panamá[Opciones]	=	Función Incentivos(Margen Esperado de Capacidad Panamá)	USDc/(h*kW)
Incentivos Perú[Opciones]	=	Función Incentivos(Margen de Capacidad Esperado Perú["5 años"])	USDc/(h*kW)
Indicador de Rentabilidad Colombia[Tecnología]	=	Max((MA Precio Colombia-Costos Variables Colombia[Tecnología]*Considerar Costo Variable[Tecnología]-Costos Fijos Tecnologías Colombia[Tecnología]+Incentivos Colombia[Tecnología]),0)	
Indicador de Rentabilidad Colombia[Red1]	=	Max((MA Precio Colombia-MA Precio Ecuador-Costos Fijos Tecnologías Colombia[Red1]+Incentivos Colombia[Red1]),0)*Escenario Expansión Red	
Indicador de Rentabilidad Colombia[Red2]	=	Max((MA Precio Colombia-MA Precio Panamá-Costos Fijos Tecnologías Colombia[Red2]+Incentivos Colombia[Red2]),0)*Escenario Expansión Red	
Indicador de Rentabilidad Ecuador[Tecnología]	=	Max((MA Precio Ecuador-Costos Variables Ecuador[Tecnología]*Considerar Costo Variable[Tecnología]-Costos Fijos Tecnologías Ecuador[Tecnología]+Incentivos Ecuador[Tecnología]),0)	
Indicador de Rentabilidad Ecuador[Red1]	=	Max((MA Precio Ecuador-MA Precio Perú-Costos Fijos Tecnologías Ecuador[Red1]+Incentivos Ecuador[Red1]),0)*Escenario Expansión Red	
Indicador de Rentabilidad Ecuador[Red2]	=	Max((MA Precio Ecuador-MA Precio Colombia-Costos Fijos Tecnologías Ecuador[Red2]+Incentivos	

		Ecuador[Red2]),0)*Escenario Expansión Red	
Indicador de Rentabilidad Panamá[Tecnología]	=	Max((MA Precio Panamá-Costos Variables Panamá[Tecnología]*Considerar Costo Variable[Tecnología]-Costos Fijos Tecnologías Panamá[Tecnología]+Incentivos Panamá[Tecnología]),0)	
Indicador de Rentabilidad Panamá[Red1]	=	Max((MA Precio Panamá-MA Precio Colombia-Costos Fijos Tecnologías Panamá[Red1]+Incentivos Panamá[Red1]),0)*Escenario Expansión Red	
Indicador de Rentabilidad Panamá[Red2]	=	0	
Indicador de Rentabilidad Perú[Tecnología]	=	Max((MA Precio Perú-Costos Variables Perú[Tecnología]*Considerar Costo Variable[Tecnología]-Costos Fijos Tecnologías[Tecnología]+Incentivos Perú[Tecnología]),0)	
Indicador de Rentabilidad Perú[Red1]	=	0	
Indicador de Rentabilidad Perú[Red2]	=	Max((MA Precio Perú-MA Precio Ecuador-Costos Fijos Tecnologías[Red2]+Incentivos Perú[Red2]),0)*Escenario Expansión Red	
INITIAL TIME	=	1	Month
Inversión en Redes[EcuadorPerú]	=	Asignación de Inversión Perú[Red2]	
Inversión en Redes[PerúEcuador]	=	Asignación de Inversión Ecuador[Red1]	
Inversión en Redes[EcuadorColombia]	=	Asignación de Inversión Colombia[Red1]	
Inversión en Redes[ColombiaEcuador]	=	Asignación de Inversión Ecuador[Red2]	
Inversión en Redes[ColombiaPanamá]	=	Asignación de Inversión Panamá[Red1]	
Inversión en Redes[PanamáColombia]	=	Asignación de Inversión Colombia[Red2]	GW/Month
MA Factor de Utilización Colombia[Opciones]	=	Suma Utilización Año Colombia[Opciones]/12	1
MA Factor de Utilización Ecuador[Opciones]	=	Suma Utilización Año Ecuador[Opciones]/12	1
MA Factor de Utilización	=	Suma Utilización Año Panamá[Opciones]/12	1

Panamá[Opciones]

MA Factor de Utilización Perú[Opciones]	= Suma Utilización Año Perú[Opciones]/12	1
MA Precio Colombia:	= GET XLS DATA('IE.xls' , 'Precios' , 'A' , 'I5')	USDc/kwh
MA Precio Ecuador:	= GET XLS DATA('IE.xls' , 'Precios' , 'A' , 'H5')	USDc/kwh
MA Precio Panamá:	= GET XLS DATA('IE.xls' , 'Precios' , 'A' , 'J5')	USDc/kwh
MA Precio Perú:	= GET XLS DATA('IE.xls' , 'Precios' , 'A' , 'G5')	USDc/(h*kW)
Margen de Capacidad[Colombia]	= (SUM(Capacidad Instalada Colombia[Tecnología!])-(Demanda Colombia*1.35/Período de Producción))/(Demanda Colombia*1.35/Período de Producción)	
Margen de Capacidad[Perú]	= (SUM(Capacidad Instalada Perú[Tecnología!])-(Demanda Perú*1.23/Período de Producción))/(Demanda Perú*1.23/Período de Producción)	
Margen de Capacidad[Ecuador]	= (SUM(Capacidad Instalada Ecuador[Tecnología!])-(Demanda Ecuador*1.6/Período de Producción))/(Demanda Ecuador*1.6/Período de Producción)	
Margen de Capacidad[Panamá]	= (SUM(Capacidad Instalada Panamá[Tecnología!])-(Demanda Panamá*1.27/Período de Producción))/(Demanda Panamá*1.27/Período de Producción)	1
Margen de Capacidad Esperado Colombia	= IF THEN ELSE(Escenario Confianza=0,((SUM(Capacidad Instalada Colombia[Tecnología!])+SUM(Construcción Colombia[Tecnología!])-(Pronóstico Demanda Máx Colombia)/Pronóstico Demanda Máx Colombia),(SUM(Capacidad Instalada Colombia[Tecnología!]) + SUM(Construcción Colombia[Tecnología!]) +Capacidad Importación Colombia- (Pronóstico Demanda Máx Colombia+Capacidad Exportación Colombia))/(Pronóstico Demanda Máx Colombia+Capacidad Exportación Colombia))	1
Margen de Capacidad Esperado Ecuador	= IF THEN ELSE(Escenario Confianza=0,((SUM(Capacidad Instalada Ecuador[Tecnología!])+SUM(Construcción Ecuador[Tecnología!])-(Pronóstico Demanda Máx Ecuador)/Pronóstico Demanda Máx Ecuador),(SUM(Capacidad Instalada Ecuador[Tecnología!]) + SUM(Construcción Ecuador[Tecnología!]) +Capacidad Importación Ecuador- (Pronóstico Demanda Máx Ecuador+Capacidad Exportación Ecuador))/(Pronóstico Demanda Máx Ecuador))	1

	Ecuador+Capacidad Exportación Ecuador))	
Margen de Capacidad Esperado Perú[Horizonte Pronóstico]	= IF THEN ELSE(Escenario Confianza=0,((SUM(Capacidad Instalada Perú[Tecnología!])+SUM(Construcción Perú[Tecnología!])-Pronóstico Demanda Máx Perú[Horizonte Pronóstico])/Pronóstico Demanda Máx Perú[Horizonte Pronóstico]),(SUM(Capacidad Instalada Perú[Tecnología!] + SUM(Construcción Perú[Tecnología!] +Capacidad Importación Perú-(Pronóstico Demanda Máx Perú[Horizonte Pronóstico]+Capacidad Exportación Perú))/(Pronóstico Demanda Máx Perú[Horizonte Pronóstico]+Capacidad Exportación Perú))	1
Margen Esperado de Capacidad Panamá	= IF THEN ELSE(Escenario Confianza=0,((SUM(Capacidad Instalada Panamá[Tecnología!])+SUM(Construcción Panamá[Tecnología!])-Pronóstico Demanda Máx Panamá)/Pronóstico Demanda Máx Panamá),(SUM(Capacidad Instalada Panamá[Tecnología!] + SUM(Construcción Panamá[Tecnología!] +Capacidad Importación Panamá- (Pronóstico Demanda Máx Panamá+Capacidad Exportación Panamá))/(Pronóstico Demanda Máx Panamá+Capacidad Exportación Panamá))	1
Mes	= MODULO(Time, 12)	
Mes siguiente	= MODULO(Time+1,12)	
Nueva Capacidad Colombia[Tecnología]	= Período de Construcción Colombia[Tecnología]+Entrada en Operación Colombia[Tecnología]*4	GW/Month
Nueva Capacidad Ecuador[Tecnología]	= Período de Construcción Ecuador[Tecnología]+Entrada en Operación Ecuador[Tecnología]*4	GW/Month
Nueva Capacidad Panamá[Tecnología]	= Período de Construcción Panamá[Tecnología]+Entrada en Operación Panamá[Tecnología]*4	GW/Month
Nueva Capacidad Perú[Tecnología]	= Período de Construcción Perú[Tecnología]+Entrada en Operación Perú[Tecnología]*4	GW/Month
Nuevas Redes[Conexiones]	= Tiempo Construcción Red[Conexiones]+Entrada en Operación Redes[Conexiones]	months
Oferta Colombia[Hidro]	= Min(Capacidad Instalada Colombia[Hidro]*Período de Producción*Factor de Planta Colombia[Hidro], Embalse Total[Colombia])	GWh/month
Oferta Colombia[Carbón]	= Capacidad Instalada Colombia[Carbón]*Período de Producción*Factor de Planta Colombia[Carbón]	GWh/month

Oferta Colombia[Gas]	= Capacidad Instalada Colombia[Gas]*Período de Producción*Factor de Planta Colombia[Gas]	GWh/month
Oferta Colombia[Líquidos]	= Capacidad Instalada Colombia[Líquidos]*Período de Producción*Factor de Planta Colombia[Líquidos]	GW*h/Month
Oferta Ecuador[Hidro]	= Min(Capacidad Instalada Ecuador[Hidro]*Factor de Planta Ecuador[Hidro]*Período de Producción,Embalse Total[Ecuador])	GWh/month
Oferta Ecuador[Carbón]	= Capacidad Instalada Ecuador[Carbón]*Factor de Planta Ecuador[Carbón]*Período de Producción	GWh/month
Oferta Ecuador[Gas]	= Capacidad Instalada Ecuador[Gas]*Factor de Planta Ecuador[Gas]*Período de Producción	GWh/month
Oferta Ecuador[Líquidos]	= Capacidad Instalada Ecuador[Líquidos]*Factor de Planta Ecuador[Líquidos]*Período de Producción	GW*h/Month
Oferta Panamá[Hidro]	= Min(Capacidad Instalada Panamá[Hidro]*Factor de Planta Panamá[Hidro]*Período de Producción, Embalse Total[Panamá])	GWh/month
Oferta Panamá[Carbón]	= Capacidad Instalada Panamá[Carbón]*Factor de Planta Panamá[Carbón]*Período de Producción	GWh/month
Oferta Panamá[Gas]	= Capacidad Instalada Panamá[Gas]*Factor de Planta Panamá[Gas]*Período de Producción	GWh/month
Oferta Panamá[Líquidos]	= Capacidad Instalada Panamá[Líquidos]*Factor de Planta Panamá[Líquidos]*Período de Producción	GW*h/Month
Oferta Perú[Hidro]	= Min(Capacidad Instalada Perú[Hidro]*Factor de Planta Perú[Hidro]*Período de Producción, Embalse Total[Perú])	GWh/month
Oferta Perú[Carbón]	= Capacidad Instalada Perú[Carbón]*Factor de Planta Perú[Carbón]*Período de Producción	GWh/month
Oferta Perú[Gas]	= Capacidad Instalada Perú[Gas]*Factor de Planta Perú[Gas]*Período de Producción	GWh/month
Oferta Perú[Líquidos]	= Capacidad Instalada Perú[Líquidos]*Factor de Planta Perú[Líquidos]*Período de Producción	GW*h/Month
Oferta Total Colombia	= SUM(Oferta Colombia[Tecnología!])	GW*h/Month
Oferta Total Ecuador	= SUM(Oferta Ecuador[Tecnología!])	GW*h/Month
Oferta Total Panamá	= SUM(Oferta Panamá[Tecnología!])	GW*h/Month
Oferta Total Perú	= SUM(Oferta Perú[Tecnología!])	GW*h/Month
Opciones	: Hidro, Carbón, Gas, Líquidos, Red1, Red2	Subíndices

País	: Perú, Ecuador, Colombia, Panamá	Subíndices
Período de Construcción Colombia[Tecnología]	= DELAY FIXED (Expansión de Capacidad Colombia[Tecnología], Tiempo de Construcción Colombia[Tecnología],0)	GW/Month
Período de Construcción Ecuador[Tecnología]	= DELAY FIXED (Expansión de Capacidad Ecuador[Tecnología], Tiempo de Construcción Ecuador[Tecnología],0)	GW/Month
Período de Construcción Panamá[Tecnología]	= DELAY FIXED(Expansión de Capacidad Panamá[Tecnología], Tiempo de Construcción Panamá[Tecnología],0)	GW/Month
Período de Construcción Perú[Tecnología]	= DELAY FIXED (Expansión de Capacidad Perú[Tecnología], Tiempo de Construcción Perú[Tecnología],0)	GW/Month
Período de Producción	= 720	h/Month
Potencia Redes[Conexiones]	= INTEG (Nuevas Redes[Conexiones],Potencia Redes Inicial[Conexiones])	GW
Potencia Redes Inicial[Conexiones]	= 0.16,0.1,0.285,0.62,0,0	GW
Precio Base Colombia	= IF THEN ELSE(Demanda Colombia>Despacho Total Colombia+1, Precio de Racionamiento Colombia,VMAX(Precios Tecnologías Despachadas Colombia[Tecnología!]))	USDc/(GW*h)
Precio Base Ecuador	= IF THEN ELSE(Demanda Ecuador>Despacho Total Ecuador+1, Precio de Racionamiento Ecuador,VMAX(Precios Tecnologías Despachadas Ecuador[Tecnología!]))	USDc/(GW*h)
Precio Base Panamá	= IF THEN ELSE(Demanda Panamá>Despacho Total Panamá+1, Precio de Racionamiento Panamá,VMAX(Precios Tecnologías Despachadas Panamá[Tecnología!]))	USDc/(GW*h)
Precio Base Perú	= IF THEN ELSE(Demanda Perú>Despacho Total Perú+1, Precio de Racionamiento Perú,VMAX(Costo Variable Tecnologías Despachadas Perú[Tecnología!]))	USDc/(GW*h)
Precio de Racionamiento Colombia:	= GET XLS DATA('IE.xls', 'Costos Variables' , 'A', 'U5')	USDc/(GW*h)
Precio de Racionamiento Ecuador:	= GET XLS DATA('IE.xls', 'Costos Variables' , 'A', 'T5')	USDc/(GW*h)
Precio de Racionamiento Panamá:	= GET XLS DATA('IE.xls', 'Costos Variables' , 'A', 'V5')	USDc/(GW*h)

Precio de Racionamiento Perú:	= GET XLS DATA('IE.xls', 'Costos Variables' , 'A', 'S5')	USDc/(GW*h)
Precios Tecnologías Despachadas Colombia[Tecnología]	= Costos Variables Colombia[Tecnología]*IF THEN ELSE(Despacho Colombia[Tecnología]>0, 1 ,0)	USDc /(GW*h)
Precios Tecnologías Despachadas Ecuador[Tecnología]	= Costos Variables Ecuador[Tecnología]*IF THEN ELSE(Despacho Ecuador[Tecnología]>0, 1 ,0)	USDc /(GW*h)
Precios Tecnologías Despachadas Panamá[Tecnología]	= Costos Variables Panamá[Tecnología]*IF THEN ELSE(Despacho Panamá[Tecnología]>0, 1 ,0)	USDc /(GW*h)
Prioridad Despacho Colombia[Tecnología]	= Costos Variables Colombia[Tecnología]*-1	1
Prioridad Despacho Ecuador[Tecnología]	= Costos Variables Ecuador[Tecnología]*-1	1
Prioridad Despacho Panamá[Tecnología]	= Costos Variables Panamá[Tecnología]*-1	1
Prioridad Despacho Perú[Tecnología]	= Costos Variables Perú[Tecnología]*-1	1
Pronóstico Aportes[País]	= Factor de Aportes[País]*Hidrología[País](Mes siguiente)	GWh/month
Pronóstico Demanda Máx Colombia	= (Demanda Colombia*1.35/Período de Producción)*1.21	GW
Demanda Máxima de Potencia	= 1.35 Demanda de Potencia promedio	GW
Pronóstico Demanda Máx Ecuador	= (Demanda Ecuador*1.6/Período de Producción)*1.44	GW
Pronóstico Demanda Máx Panamá	= (Demanda Panamá*1.27/Período de Producción)*1.3	GW
Pronóstico Demanda Máx Perú["3 años"]	= (Demanda Perú*1.23/Período de Producción)*1.26	GW
Pronóstico Demanda Máx Perú["4 años"]	= (Demanda Perú*1.23/Período de Producción)*1.45	GW
Pronóstico Demanda Máx Perú["5 años"]	= (Demanda Perú*1.23/Período de Producción)*1.6	GW
Pronóstico Embalse[País]	= (Embalse Total[País]+Pronóstico Aportes[País])/Capacidad Máxima Embalse[País]	1
Redes en Construcción[Conexiones]	= INTEG (Inversión en Redes[Conexiones]-Nuevas Redes[Conexiones],Redes en Proceso[Conexiones])	GW

Redes en Proceso[Conexiones]	= 0,0,0,0,0,3,0.3	GW
Suma Utilización Año Colombia[Opciones]	= INTEG (Factor de Utilización Colombia[Opciones]- "Factor Utilización -año Colombia"[Opciones],Factor de Utilización Colombia[Opciones]*12)	1
Suma Utilización Año Ecuador[Opciones]	= INTEG (Factor de Utilización Ecuador[Opciones]- "Factor Utilización -año Ecuador"[Opciones],Factor de Utilización Ecuador[Opciones]*12)	1
Suma Utilización Año Panamá[Opciones]	= INTEG (Factor de Utilización Panamá[Opciones]- "Factor Utilización -año Panamá"[Opciones],Factor de Utilización Panamá[Opciones]*12)	1
Suma Utilización Año Perú[Opciones]	= INTEG (Factor de Utilización Perú[Opciones]-"Factor Utilización -año Perú"[Opciones],Factor de Utilización Perú[Opciones]*12)	1
Tamaño para construir Colombia[Opciones]	= 0.2	GW
Tamaño para construir Ecuador[Opciones]	= 0.2	GW
Tamaño para construir Panamá[Tecnología]	= 0.1	GW
Tamaño para construir Panamá[Red1]	= 0.2	GW
Tamaño para construir Panamá[Red2]	= 0.2	GW
Tamaño para construir Perú[Opciones] Tecnología	= 0.2 : Hidro, Carbón, Gas, Líquidos	GW Subíndices
Tiempo Construcción Red[Conexiones]	= DELAY FIXED (Inversión en Redes[Conexiones],11,0)	Months
Tiempo de Construcción Colombia[Tecnología]	= 60, 48, 36,30	Month
Tiempo de Construcción Ecuador[Tecnología]	= 60, 48, 36,30	Month
Tiempo de Construcción Panamá[Tecnología]	= 60, 48, 36,30	Month
Tiempo de Construcción Perú[Tecnología]	= 60, 48, 36,30	Month

*Análisis de la Integración Eléctrica Panamá – CAN
bajo el Esquema de Subasta Implícita*

TIME STEP	= 0.25	Month [0,?]
Vertimiento[País]	= Max(Embalse [País]+Aportes[País]-Capacidad Máxima Embalse[País]-Generación Hidro[País],0)	h*GW/Month