

# Proyecto CIER 15 Fase II

## Informe Final



Preparado para

**CIER**

Financiado por



MERCADOS  
ENERGÉTICOS  
CONSULTORES



## SUMARIO

1	RESUMEN EJECUTIVO .....	1
1.1	Antecedentes .....	1
1.2	Objetivo y financiación de la Fase II del PR CIER 15 .....	2
1.3	Alcance del estudio .....	2
1.4	Principales resultados del Módulo 1 .....	3
1.4.1	Demanda y capacidad instalada .....	3
1.4.2	Fuentes para expansión de la generación.....	6
1.4.3	Conclusiones del Módulo 1 .....	9
1.5	Tareas del Módulo 2 .....	10
1.5.1	Base de datos y escenario de referencia.....	10
1.5.2	Cálculo de los atributos del escenario de referencia.....	10
1.5.3	Proyectos de interconexión candidatos .....	11
1.5.4	Análisis beneficio/costo .....	11
1.5.5	Requerimientos institucionales, regulatorios y comerciales.....	11
1.5.6	Lineamientos generales para las interconexiones.....	11
1.6	Principales resultados del Módulo 2.....	12
1.6.1	Proyectos de interconexión seleccionados.....	12
1.6.2	Análisis económico de los proyectos.....	13
1.6.3	Aspectos comerciales, regulatorios e institucionales.....	15
1.6.4	“Mapa del camino” para viabilizar las interconexiones.....	16
2	EL PROYECTO CIER 15 – FASE II .....	18
2.1	Tareas a desarrollar .....	18
2.2	Países involucrados en el estudio .....	19
2.3	Organización del informe.....	19
3	POTENCIAL ENERGETICO REGIONAL .....	21
3.1	Capacidad instalada y demanda.....	21
3.2	Fuentes para expansión .....	25
3.2.1	Hidroeléctricas .....	25

3.2.2	Energías renovables.....	26
3.2.3	Generación termoeléctrica a gas natural.....	27
3.2.4	Generación termoeléctrica – carbón y óleo .....	32
3.2.5	Conclusiones .....	33
3.3	Situación actual de las interconexiones regionales .....	33
3.4	Oportunidades y desafíos para nuevas interconexiones .....	36
4	BASE DE DATOS PARA EL ESTUDIO.....	39
4.1	Datos de generación.....	39
4.1.1	Plantas hidroeléctricas .....	39
4.1.2	Modelación de los caudales .....	40
4.1.3	Datos de energía renovable.....	40
4.1.4	Plantas termoeléctricas .....	41
4.1.5	Disponibilidad de combustible .....	42
4.2	Precios de combustible .....	44
4.3	Datos de la red de transmisión.....	45
5	ESCENARIO DE REFERENCIA .....	47
5.1	Proyección de demanda.....	47
5.1.1	Evolución de la demanda total por región.....	47
5.1.2	Tasas de crecimiento de corto, mediano y largo plazo .....	55
5.1.3	Representación de los escalones de demanda.....	58
5.2	Planes de expansión de la generación .....	60
5.2.1	Balances de potencia firme y energía firme .....	60
5.2.2	Balances de potencia y energía firme – Centroamérica .....	61
5.2.3	Balances de potencia y energía firme – Comunidad Andina.....	70
5.2.4	Balances de potencia y energía firme – Mercosur .....	75
6	ESCENARIO DE REFERENCIA: OPORTUNIDADES PARA INTERCONEXIÓN .....	82
6.1	Simulación operativa .....	82
6.1.1	Representación de los intercambios de energía.....	83
6.1.2	Procedimiento de simulación.....	83

6.1.3	Resultados de la simulación.....	84
6.1.4	Simulaciones realizadas .....	84
6.2	Costos marginales de corto plazo.....	85
6.2.1	CMCP promedio anual: Centroamérica.....	85
6.2.2	CMCP promedio anual: Comunidad Andina .....	90
6.2.3	CMCP promedio anual: Mercosur .....	94
6.3	Confiabilidad de suministro.....	98
6.4	Costo operativo térmico.....	98
6.4.1	Costo operativo térmico: Centroamérica .....	98
6.4.2	Costo Operativo: Comunidad Andina.....	102
6.4.3	Costo Operativo: Mercosur .....	104
6.5	Emisión de gases de efecto invernadero .....	105
6.5.1	Emisiones de CO <sub>2</sub> : Centroamérica .....	106
6.5.2	Emisiones de CO <sub>2</sub> : Comunidad Andina.....	110
6.5.3	Emisiones de CO <sub>2</sub> : Mercosur.....	112
6.5.4	Emisiones de CO <sub>2</sub> por GWh de consumo.....	114
6.5.5	Resultados para 2017 .....	116
7	ESTUDIOS DE CASO.....	119
7.1	Hidroeléctrica Inambari (Perú→Brasil).....	120
7.1.1	Antecedentes.....	120
7.1.2	Beneficio energético de la interconexión .....	121
7.1.3	Comercialización de la energía de Inambari en Brasil.....	122
7.1.4	Operación de Inambari.....	123
7.1.5	Índice beneficio costo: Brasil.....	125
7.1.6	Índice beneficio costo: Perú.....	126
7.1.7	Remuneración de la interconexión: Brasil.....	127
7.1.8	Aspectos institucionales.....	127
7.1.9	Conclusiones .....	127
7.2	Hidroeléctrica Cachuela Esperanza (Bolivia→Brasil) .....	128

7.2.1	Cálculo de la energía firme .....	128
7.2.2	Índice beneficio costo .....	129
7.2.3	Aspectos comerciales, regulatorios e institucionales.....	129
7.2.4	Conclusiones .....	129
7.3	Interconexión Colombia – Panamá.....	130
7.3.1	Visión general del proyecto .....	130
7.3.2	Procedimiento de análisis.....	130
7.3.3	Análisis de los intercambios entre Colombia y Panamá .....	130
7.3.4	Evaluación de los beneficios del proyecto.....	132
7.3.5	Índice beneficio-costo.....	135
7.3.6	Ingresos por congestión.....	135
7.3.7	Aspectos comerciales, regulatorios e institucionales.....	136
7.3.8	Como compartir los beneficios .....	136
7.3.9	Conclusiones .....	138
7.4	Interconexión Argentina – Brasil.....	139
7.4.1	Concepción original del proyecto CIEN.....	139
7.4.2	Dificultades con el proyecto CIEN.....	139
7.4.3	Intercambio modulado de energía.....	139
7.4.4	Beneficio de la CIEN sin las restricciones de operación modulada.....	141
7.4.5	Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales.....	145
7.4.6	Repartición de los beneficios .....	146
7.4.7	Conclusiones .....	146
7.5	“Swap” de Energía Paraguay – Argentina – Chile.....	147
7.5.1	Cálculo de los beneficios.....	147
7.5.2	Evaluación de los beneficios: reducción de la energía no suministrada .....	149
7.5.3	Índice beneficio costo .....	149
7.5.4	Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales.....	150
7.5.5	Repartición de los beneficios .....	150
7.5.6	Conclusiones .....	150

7.6	Ampliación de la Interconexión de Centroamérica (SIEPAC II).....	151
7.6.1	Procedimiento de análisis .....	151
7.6.2	Flujos en la interconexión.....	151
7.6.3	Evaluación de los beneficios .....	154
7.6.4	Índice beneficio-costo.....	156
7.6.5	Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales.....	156
7.6.6	Repartición de los beneficios .....	156
7.6.7	Conclusiones .....	156
7.7	“Wheeling” de Energía de Chile por Argentina .....	157
7.7.1	Conclusiones .....	158
7.8	Interconexión Brasil – Uruguay .....	160
7.8.1	Procedimiento del estudio.....	160
7.8.2	Flujos en la interconexión.....	160
7.8.3	Cálculo de los beneficios.....	162
7.8.4	Índice beneficio costo .....	164
7.8.5	Ingreso por congestión de la interconexión .....	164
7.8.6	Sensibilidad del IBC del proyecto con respecto a la CIEN .....	165
7.9	Interconexión Argentina – Paraguay – Brasil.....	168
7.9.1	Flujos en la interconexión.....	169
7.9.2	Cálculo de los beneficios.....	171
7.9.3	Índice beneficio costo .....	174
7.9.4	Ingreso por congestión .....	174
7.9.5	Sensibilidad del IBC del proyecto con respecto a la CIEN .....	174
7.9.6	Aspectos comerciales, regulatorios e institucionales.....	176
7.9.7	Conclusiones .....	176
7.10	Interconexión Perú – Ecuador .....	177
7.10.1	Flujos en la interconexión.....	177
7.10.2	Cálculo de los beneficios.....	177
7.10.3	Análisis beneficio costo.....	180

7.11	Interconexión Bolivia – Perú.....	182
7.11.1	Evaluación de los beneficios y costos .....	182
7.11.2	Conclusiones .....	182
7.12	Interconexión Bolivia – Chile.....	183
7.12.1	Análisis de los beneficios.....	183
7.12.2	Índice beneficio costo .....	186
7.12.3	Sensibilidad del IBC del proyecto con respecto al “swap” PY-AR-CH.....	186
7.12.4	Conclusiones .....	188
8	CONCLUSIONES .....	189
8.1	Potencial energético de la región.....	189
8.2	Análisis económico de los proyectos de interconexión .....	189
8.3	Aspectos comerciales, regulatorios e institucionales.....	189
8.4	“Mapa del camino” para viabilizar las interconexiones.....	191
A.	Metodología para evaluación de la Potencia Firme .....	193
B.	Metodología para evaluación de la Energía Firme .....	195

## FIGURAS

Figura 1.1 – Países involucrados en el estudio CIER 15 Fase II .....	3
Figura 1.2 – Demanda máxima por región (2010) .....	4
Figura 1.3 – Capacidad instalada por región (2010).....	4
Figura 1.4 – Capacidad instalada por tipo de generación.....	5
Figura 1.5 – Crecimiento del consumo (GW promedio) en el período 2010-2017.....	5
Figura 1.6 – Potencial hidroeléctrico a desarrollar por región.....	7
Figura 1.7 – Comunidad Andina – Potencial hidroeléctrico a desarrollar por país .....	7
Figura 2.1 – Grupo Consultor ME – PSR – SYNEX .....	18
Figura 2.2 – Países involucrados en el estudio CIER 15 Fase II .....	19
Figura 3.1 – Capacidad instalada Centroamérica (2010) .....	21
Figura 3.2 – Capacidad instalada Comunidad Andina (2010).....	21
Figura 3.3 – Capacidad instalada Mercosur (2010) .....	22
Figura 3.4 – Demanda de punta Centroamérica (2010).....	22
Figura 3.5 – Demanda de punta Comunidad Andina (2010) .....	23
Figura 3.6 – Demanda de punta Mercosur (2010).....	23
Figura 3.7 – Capacidad instalada por región (2010).....	24
Figura 3.8 – Demanda de punta por región (2010) .....	24
Figura 3.9 – Capacidad instalada por clase de generación (2010) .....	25
Figura 3.10 – “Anillo” de gas del Mercosur.....	28
Figura 3.11 – Gasoducto de Centroamérica.....	29
Figura 3.12 – Gasoducto del Sur .....	29
Figura 3.13 – Proyectos de GNL .....	30
Figura 3.14 – Swap de gas natural entre Venezuela, Brasil, Uruguay y Argentina.....	31
Figura 3.15 – Interconexiones eléctricas actuales: Comunidad Andina .....	34
Figura 3.16 – Interconexiones eléctricas actuales: Cono Sur.....	35
Figura 3.17 – Interconexiones eléctricas actuales: Centroamérica.....	35
Figura 3.18 – Centroamérica: Proyecto SIEPAC I (en construcción).....	36

Figura 4.1 – Ejemplo de datos de las plantas hidroeléctricas .....	39
Figura 4.2 – Ejemplo de topología de las plantas hidroeléctricas en cascada .....	40
Figura 4.3 – Modelación de los caudales .....	40
Figura 4.4 – Ejemplo de datos de generación renovable .....	41
Figura 4.5 – Ejemplo de representación de las plantas termoeléctricas.....	41
Figura 4.6 – Ejemplo de representación de restricciones de disponibilidad del combustible ...	42
Figura 4.7 – Representación simplificada del sistema de gasoductos de Colombia.....	43
Figura 4.8 – Rango de precios para el gas natural .....	44
Figura 4.9 – Rango de precios para el carbón .....	44
Figura 4.10 – Rango de precios para el óleo combustible .....	45
Figura 4.11 – Ejemplo de datos de la red de transmisión: barras.....	46
Figura 4.12 – Ejemplo de datos de la red de transmisión: circuitos.....	46
Figura 5.1 – Demanda promedio anual por región y total.....	47
Figura 5.2 – Demanda promedio anual Costa Rica .....	48
Figura 5.3 – Demanda promedio anual El Salvador .....	48
Figura 5.4 – Demanda promedio anual Guatemala.....	49
Figura 5.5 – Demanda promedio anual Honduras.....	49
Figura 5.6 – Demanda promedio anual Nicaragua.....	50
Figura 5.7 – Demanda promedio anual Panamá .....	50
Figura 5.8 – Demanda promedio anual Bolivia .....	51
Figura 5.9 – Demanda promedio anual Colombia .....	51
Figura 5.10 – Demanda promedio anual Ecuador.....	52
Figura 5.11 – Demanda promedio anual Perú.....	52
Figura 5.12 – Demanda promedio anual Argentina .....	53
Figura 5.13 – Demanda promedio anual Brasil .....	53
Figura 5.14 – Demanda promedio anual Chile.....	54
Figura 5.15 – Demanda promedio anual Paraguay .....	54
Figura 5.16 – Demanda promedio anual Uruguay.....	55
Figura 5.17 – Centroamérica: tasas de crecimiento de la demanda .....	55

Figura 5.18 – Histórico de demanda Honduras (fuente ENEE) .....	56
Figura 5.19 – Comunidad Andina: tasas de crecimiento de la demanda .....	57
Figura 5.20 – Mercosur: tasas de crecimiento de la demanda.....	57
Figura 5.21 – Curva de carga típica diaria .....	58
Figura 5.22 – Centroamérica: factores de carga .....	59
Figura 5.23 – Comunidad Andina: factores de carga.....	59
Figura 5.24 – Mercosur: factores de carga .....	60
Figura 5.25 – Centroamérica: potencia firme × demanda máxima (MW) .....	62
Figura 5.26 – Centroamérica: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio) ....	62
Figura 5.27 – Costa Rica: potencia firme × demanda máxima (MW).....	63
Figura 5.28 – Costa Rica: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio) .....	63
Figura 5.29 – El Salvador: potencia firme × demanda máxima (MW) .....	64
Figura 5.30 – El Salvador: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio) .....	64
Figura 5.31 – Guatemala: potencia firme × demanda máxima (MW) .....	65
Figura 5.32 – Guatemala: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio).....	65
Figura 5.33 – Honduras: potencia firme × demanda máxima (MW) .....	66
Figura 5.34 – Honduras: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio).....	66
Figura 5.35 – Nicaragua: potencia firme × demanda máxima (MW) .....	67
Figura 5.36 – Nicaragua: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio).....	67
Figura 5.37 – Panamá: potencia firme × demanda máxima (MW).....	68
Figura 5.38 – Panamá: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio) .....	68
Figura 5.39 – Centroamérica: reserva de potencia firme (%) .....	69
Figura 5.40 – Centroamérica: reserva de energía firme (%) .....	69
Figura 5.41 – Bolivia: potencia firme × demanda máxima (MW).....	70
Figura 5.42 – Bolivia: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio) .....	71
Figura 5.43 – Colombia: potencia firme × demanda máxima (MW).....	71
Figura 5.44 – Colombia: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio) .....	72
Figura 5.45 – Ecuador: potencia firme × demanda máxima (MW) .....	72
Figura 5.46 – Ecuador: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio).....	73

Figura 5.47 – Perú: potencia firme × demanda máxima (MW) .....	73
Figura 5.48 – Perú: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio) .....	74
Figura 5.49 – Comunidad Andina: reserva de potencia firme (%).....	75
Figura 5.50 – Comunidad Andina: reserva de energía firme (%).....	75
Figura 5.51 – Argentina: potencia firme × demanda máxima (MW).....	76
Figura 5.52 – Argentina: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio) .....	76
Figura 5.53 – Brasil: potencia firme × demanda máxima (MW).....	77
Figura 5.54 – Brasil: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio) .....	77
Figura 5.55 – Chile (SIC): potencia firme × demanda máxima (MW) .....	78
Figura 5.56– Chile (SIC): energía firme × demanda promedio anual (MW promedio).....	78
Figura 5.57 – Paraguay: potencia firme × demanda máxima (MW) .....	79
Figura 5.58 – Paraguay: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio) .....	79
Figura 5.59 – Uruguay: potencia firme × demanda máxima (MW).....	80
Figura 5.60 – Uruguay: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio) .....	80
Figura 5.61 – Mercosur: reserva de potencia firme (%) .....	81
Figura 5.62 – Mercosur: reserva de energía firme (%) .....	81
Figura 6.1 – Flujo de información del modelo de simulación SDDP .....	82
Figura 6.2 – Esquema de simulación coordinada para determinar los intercambios de energía .....	83
Figura 6.3 – Costos de racionamiento por sistema (Uruguay, Brasil, Chile y Colombia).....	84
Figura 6.6 – Guatemala: E(CMCP) anual.....	87
Figura 6.7 – Honduras: E(CMCP) anual.....	87
Figura 6.8 – Nicaragua: E(CMCP) anual.....	88
Figura 6.9 – Panamá: E(CMCP) anual .....	88
Figura 6.10 – Centroamérica: CMCP promedio anual para 2013 .....	89
Figura 6.11 – Centroamérica: CMCP promedio anual para 2017 .....	90
Figura 6.12 – Bolivia: E(CMCP) anual .....	91
Figura 6.13 – Colombia: E(CMCP) anual .....	91
Figura 6.14 – Ecuador: E(CMCP) anual.....	92

Figura 6.15 – Perú: E(CMCP) anual.....	92
Figura 6.16 – Comunidad Andina: CMCP promedio anual para 2013.....	93
Figura 6.17 – Comunidad Andina: CMCP promedio anual para 2017.....	93
Figura 6.18 – Argentina: E(CMCP) anual.....	94
Figura 6.19 – Brasil (región Sureste): E(CMCP) anual .....	95
Figura 6.20 – Chile (región SIC): E(CMCP) anual.....	95
Figura 6.21 – Paraguay: E(CMCP) anual .....	96
Figura 6.22 – Uruguay: E(CMCP) anual.....	96
Figura 6.23 – Mercosur: CMCP promedio anual para 2013 .....	97
Figura 6.24 – Mercosur: CMCP promedio anual para 2017 .....	97
Figura 6.25 – Costa Rica: costo operativo térmico .....	99
Figura 6.26 – El Salvador: costo operativo térmico .....	99
Figura 6.27 – Guatemala: costo operativo térmico.....	99
Figura 6.28 – Honduras: costo operativo térmico .....	100
Figura 6.29 – Nicaragua: costo operativo térmico.....	100
Figura 6.30 – Panamá: costo operativo térmico.....	101
Figura 6.31 – Centroamérica: costo operativo térmico .....	101
Figura 6.32 – Bolivia: costo operativo térmico.....	102
Figura 6.33 – Colombia: costo operativo térmico.....	102
Figura 6.34 – Ecuador: costo operativo térmico .....	103
Figura 6.35 – Perú: costo operativo térmico .....	103
Figura 6.36 – Argentina: costo operativo térmico .....	104
Figura 6.37 – Brasil: costo operativo térmico.....	104
Figura 6.38 – Chile: costo operativo térmico .....	105
Figura 6.39 – Uruguay: costo operativo térmico.....	105
Figura 6.40 – Costa Rica: emisiones de CO <sub>2</sub> (promedio anual) .....	107
Figura 6.41 – El Salvador: emisiones de CO <sub>2</sub> (promedio anual) .....	107
Figura 6.42 – Guatemala: emisiones de CO <sub>2</sub> (promedio anual).....	108
Figura 6.43 – Honduras: emisiones de CO <sub>2</sub> (promedio anual).....	108

Figura 6.44 – Nicaragua: emisiones de CO <sub>2</sub> (promedio anual).....	109
Figura 6.45 – Panamá: emisiones de CO <sub>2</sub> (promedio anual) .....	109
Figura 6.46 – Bolivia: emisiones de CO <sub>2</sub> (promedio anual) .....	110
Figura 6.47 – Colombia: emisiones de CO <sub>2</sub> (promedio anual) .....	111
Figura 6.48 – Ecuador: emisiones de CO <sub>2</sub> (promedio anual).....	111
Figura 6.49 – Perú: emisiones de CO <sub>2</sub> (promedio anual).....	112
Figura 6.50 – Argentina: emisiones de CO <sub>2</sub> (promedio anual) .....	112
Figura 6.51 – Brasil: emisiones de CO <sub>2</sub> (promedio anual) .....	113
Figura 6.52 – Chile: emisiones de CO <sub>2</sub> (promedio anual).....	113
Figura 6.53 – Uruguay: emisiones de CO <sub>2</sub> (promedio anual) .....	114
Figura 6.54 – Centroamérica: emisiones por GWh – año 2013 .....	115
Figura 6.55 – Comunidad Andina: emisiones por GWh – año 2013.....	115
Figura 6.56 – Mercosur: emisiones por GWh – año 2013 .....	116
Figura 6.57 – Centroamérica: emisiones por GWh – año 2017 .....	117
Figura 6.58 – Comunidad Andina: emisiones por GWh – año 2017.....	117
Figura 6.59 – Mercosur: emisiones por GWh – año 2017 .....	118
Figura 7.1 – Potencial hidroeléctrico en la región Oriental de Perú.....	120
Figura 7.2 – Producción física y créditos de generación (esquema MRE) de Inambari.....	124
Figura 7.3 – Ejemplo del esquema de “slicing” .....	125
Figura 7.4 – Integración de Inambari al sistema peruano .....	127
Figura 7.5 – Secuencia Inambari, Cachuela Esperanza, Jirau y Santo Antonio .....	128
Figura 7.6 – Interconexión Colombia-Panamá .....	130
Figura 7.7 – Flujo promedio anual Panamá↔Colombia .....	131
Figura 7.8 – Flujo promedio mensual Panamá↔Colombia (2014) .....	131
Figura 7.9 – Distribución del flujo Panamá→Colombia (2014).....	132
Figura 7.10 – Distribución del flujo Colombia→Panamá (2014).....	132
Figura 7.11 – Colombia: costo operativo sin y con la interconexión.....	133
Figura 7.12 – Centroamérica: costo operativo sin y con la interconexión .....	133

Figura 7.13 – Reducción del costo operativo total (Centroamérica + Colombia) debido a la interconexión .....	134
Figura 7.14 – Reducción de las emisiones (Centroamérica + Colombia) debido a la interconexión .....	135
Figura 7.15 – Renta por congestión de la interconexión .....	136
Figura 7.16 – Propuesta para compartir los beneficios entre los consumidores.....	138
Figura 7.17 – Reducción de los costos operativos de Argentina debido a la operación modulada.....	140
Figura 7.18 – Flujo promedio anual entre Argentina y Brasil .....	141
Figura 7.19 – Flujo promedio mensual entre Argentina y Brasil (2013) .....	142
Figura 7.20 – Argentina: promedio del costo operativo anual sin y con la CIEN.....	142
Figura 7.21 –Brasil: promedio del costo operativo anual sin y con la CIEN.....	143
Figura 7.22 – Reducción de los costos operativos totales (Argentina + Brasil) debido a la CIEN .....	143
Figura 7.23 – Reducción de las emisiones debido a la CIEN.....	144
Figura 7.24 – Ingreso por congestión de la interconexión .....	145
Figura 7.25 – Swap de energía entre Paraguay y Argentina para suministro a Chile.....	147
Figura 7.26 – Reducción del costo operativo en Chile.....	148
Figura 7.27 – Reducción del costo operativo en Argentina.....	148
Figura 7.28 – Reducción de las emisiones de CO <sub>2</sub> en Chile y Argentina .....	149
Figura 7.29 – Flujo promedio anual El Salvador-Guatemala .....	151
Figura 7.30 – Flujo promedio anual Guatemala-Honduras.....	152
Figura 7.31 – Flujo promedio anual El Salvador-Honduras .....	152
Figura 7.32 – Flujo promedio anual Nicaragua-Honduras.....	153
Figura 7.33 – Flujo promedio anual Costa Rica-Nicaragua .....	153
Figura 7.34 – Flujo promedio anual Panamá-Costa Rica.....	154
Figura 7.35 – Flujo promedio anual Panamá-Colombia.....	154
Figura 7.36 –Centroamérica: variación del costo operativo sin y con el SIEPAC II.....	155
Figura 7.37 – Centroamérica: reducción del costo operativo con el SIEPAC II .....	155
Figura 7.38 – Centroamérica: reducción del costo operativo con el SIEPAC II .....	156

Figura 7.39 – Interconexión del Sur de Chile hasta el SIC a través de Argentina .....	157
Figura 7.40 – Generación hidroeléctrica en el Sur de Chile .....	158
Figura 7.41 – Interconexión exclusiva del Sur de Chile hasta el SIC a través de Argentina ....	159
Figura 7.42 – Flujo promedio anual – interconexión Brasil-Uruguay .....	160
Figura 7.43 – Flujo promedio mensual (2014).....	161
Figura 7.44 – Flujo promedio mensual (2016).....	161
Figura 7.45 – Distribución del flujo Uruguay→Brasil (2014).....	162
Figura 7.46 – Distribución del flujo Brasil→Uruguay (2014).....	162
Figura 7.47 – Reducción del costo operativo con la interconexión Brasil-Uruguay .....	163
Figura 7.48 – Interconexión Brasil-Uruguay: reducción de las emisiones de CO <sub>2</sub> .....	164
Figura 7.49 – Ingreso por congestión de la interconexión .....	165
Figura 7.50 – Reducción del costo operativo total con la interconexión AR-PY-BR (sin restricciones operativas en la CIEN AR-BR) .....	166
Figura 7.51 – Reducción de las emisiones de CO <sub>2</sub> con la interconexión Brasil-Uruguay (sin restricciones operativas en la CIEN AR-BR) .....	166
Figura 7.52 – Interconexión Argentina-Paraguay-Brasil.....	168
Figura 7.53 – Flujo promedio anual .....	169
Figura 7.54 – Flujo promedio mensual (2014).....	169
Figura 7.55 – Flujo promedio mensual (2017).....	170
Figura 7.56 – Distribución de los flujos Argentina→Brasil (2014).....	170
Figura 7.57 – Distribución de los flujos Brasil→Argentina (2014).....	171
Figura 7.58 – Argentina: costo operativo sin y con la interconexión.....	171
Figura 7.59 – Brasil: costo operativo sin y con la interconexión.....	172
Figura 7.60 – Uruguay: costo operativo sin y con la interconexión.....	172
Figura 7.61 – Reducción de los costos operativos.....	173
Figura 7.62 – Reducción de las emisiones de CO <sub>2</sub> .....	173
Figura 7.63 – Renta de la interconexión.....	174
Figura 7.64 – Reducción del costo operativo total con la interconexión AR-PY-BR (sin restricciones operativas en la CIEN AR-BR) .....	175

Figura 7.65 – Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> con la interconexión AR-PY-BR (sin restricciones operativas en la CIEN AR-BR) ..... 175

Figura 7.66 – Flujo promedio anual en la interconexión Perú-Ecuador ..... 177

Figura 7.67 – Colombia: variación de los costos operativos sin y con la interconexión Perú-Ecuador ..... 178

Figura 7.68 – Perú: variación de los costos operativos sin y con la interconexión Perú-Ecuador ..... 178

Figura 7.69 – Ecuador: variación de los costos operativos sin y con la interconexión Perú-Ecuador ..... 179

Figura 7.70 – Reducción de los costos operativos totales (Colombia-Ecuador-Perú) ..... 179

Figura 7.71 – Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> ..... 180

Figura 7.72 – Interconexión Bolivia Chile ..... 183

Figura 7.73 – SING Chileno: CMCP promedio anual (sin interconexiones) ..... 184

Figura 7.74 – Reducción del costo operativo para el sistema Chileno ..... 185

Figura 7.75 – Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> ..... 186

Figura 7.76 – Reducción del costo operativo del SING con la interconexión de Bolivia (Incluye la inyección de 200 MW del swap PY-AR-CH) ..... 187

Figura 7.77 – Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> ..... 187

## TABLAS

Cuadro 1.1 – Potencial hidroeléctrico total y % desarrollo .....	6
Cuadro 1.2 – Potencial eólico .....	8
Cuadro 1.3 – Reservas probadas de gas natural .....	9
Cuadro 1.4 – Reservas probadas de carbón .....	9
Cuadro 1.5 – Reservas probadas de petróleo .....	9
Cuadro 1.6 – Proyectos de interconexión seleccionados.....	12
Cuadro 1.7 – Análisis económico de los proyectos de interconexión .....	14
Cuadro 3.1 – Potencial hidroeléctrico total y % desarrollo .....	26
Cuadro 3.2 – Potencial de energía eólica.....	27
Cuadro 3.3 – Reservas probadas de gas natural .....	28
Cuadro 3.4 – Reservas probadas de carbón.....	32
Cuadro 3.5 – Reservas probadas de petróleo .....	32
Cuadro 6.1 – Confiabilidad de suministro: escenario de referencia .....	98
Cuadro 7.1 – Confiabilidad de suministro – Interconexión Argentina-Brasil.....	144
Cuadro 7.2 – Confiabilidad de suministro – Swap Py-Ar-Cl.....	149
Cuadro 7.3 – Confiabilidad de suministro – Interconexión Brasil-Uruguay.....	163
Cuadro 7.4 – Confiabilidad de suministro – Interconexión Ecuador-Perú.....	180

## 1 RESUMEN EJECUTIVO

### 1.1 Antecedentes

La región latinoamericana posee los factores relevantes para hacer factible una integración energética mayor, tales como: (i) complementariedad de la oferta energética y de la demanda de energía y potencia; (ii) beneficios económicos claramente identificados; (iii) factibilidad técnica y ambiental; (iv) experiencia y capacidad de los organismos reguladores; y (v) experiencia de operación de mercados mayoristas. En el caso de América Central, la interconexión eléctrica entre todos los países es una realidad desde el año 2002. Además, la integración de los mercados nacionales se ha logrado con la creación del Mercado Eléctrico Regional (MER), el cual se verá fortalecido con la construcción del Proyecto SIEPAC. En lo que se refiere a Sudamérica, se tiene un proceso firme de integración en la Comunidad Andina (CAN), y en estado más incipiente en el MERCOSUR.

La Comisión de Integración Energética Regional (CIER) ha desarrollado estudios que han permitido estudiar, analizar e identificar las grandes oportunidades de integración eléctrica que ofrece la región, así como cuantificar los beneficios económicos que se tendrían. Estos estudios se ejecutan por medio de Grupos de Trabajo y consultorías contratadas con el apoyo de entidades financieras multilaterales, combinado con talleres y seminarios con la participación de todos los agentes y actores de la integración, con el objetivo de plasmar en resultados reales las oportunidades identificadas.

A pesar de estas perspectivas positivas, el proceso de integración regional se ha frenado en los últimos años debido a factores como las diferencias entre los esquemas de suministro de energía (hoy día, tenemos países con manejo estatal, con manejo de mercado y mixtos) y la pérdida de confianza entre algunos países en lo que se refiere a los acuerdos y contratos de intercambios de energía y gas, lo que ha llevado a políticas de autoabastecimiento.

El estudio CIER “Transacciones de energía entre los sistemas de las comunidad Andina, América Central y Cono Sur – Factibilidad de su Integración” (Proyecto CIER 15) tiene como objetivo mostrar que es posible plantear esquemas de interconexión que respeten las políticas propias de cada país; que no requieren armonizaciones regulatorias profundas en los mercados internos de los países involucrados; y que maximizan los beneficios para los consumidores de los países.

El estudio fue realizado dentro del área CIER de Generación & Transmisión, con la participación de todos los países de Sudamérica, América Central y México, representados en el Grupo de Trabajo de Operadores & Administradores de Mercados. Dada su magnitud, el estudio se ha realizado en dos fases. La Fase I, con financiación directa de la CIER y con los servicios de consultoría de Mercados Energéticos (Argentina) y PSR (Brasil), tuvo como objetivo el análisis histórico y crítico de las interconexiones (gas y electricidad) existentes, los mercados de

energía y su evolución en las tres regiones, desde el punto de vista de la operación técnica y comercial, regulatoria e institucional.

Con base en el anterior diagnóstico se plantearon directrices para el estudio de la Fase II, cuyos resultados se presentan en este Informe.

## 1.2 Objetivo y financiación de la Fase II del PR CIER 15

El objetivo de la Fase II fue el análisis a niveles estratégico, técnico, comercial y regulatorio sobre la factibilidad de la creación y/o incremento de transacciones de energía entre los sistemas de las regiones de América Central, Andina y Cono Sur, de tal forma que sus resultados permitan contribuir a la toma de decisiones y acciones de los actores públicos y privados en torno a implementar entre los países intercambios de energía sostenibles en el tiempo, teniendo en cuenta las realidades del entorno político, económico, riesgos asociados, desarrollos diversos de los mercados y la diversidad del potencial energético de la región.

Los estudios de esta Fase fueron divididos en dos módulos. En el Módulo 1 se hizo un estudio del potencial energético en la región para el suministro de la demanda de electricidad y gas. Este módulo contó con la Financiación del Banco Mundial, por medio del *Public-Private Infrastructure Advisory Facility* – PPIAF.

Con base en los resultados del Módulo 1, se realizó en el Módulo 2 el análisis de oportunidades de transacciones internacionales para diferentes escenarios, lo cual permitió proponer alternativas con esquemas comerciales y criterios y reglas para viabilizar las transacciones. Este módulo fue financiado por la CAF y la CIER y contó con la consultoría de PSR (Brasil), Synex (Chile) y Mercados Energéticos (Argentina).

## 1.3 Alcance del estudio

El área total de los países de América Central y Sudamérica<sup>1</sup> es 18 millones de km<sup>2</sup>, casi el doble de los Estados Unidos (9.6 millones de km<sup>2</sup>). Su población<sup>2</sup> es cerca de 400 millones de habitantes, comparable a la de la Unión Europea (500 millones). La capacidad instalada actual es 215 GW.

El estudio CIER 15 Fase II involucra 15 países: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú y Uruguay. No ha sido posible incluir Venezuela en el estudio debido a los límites de plazo para entrega de los datos. (Además, se representa la interconexión entre Guatemala y México, pero no se hacen estudios adicionales con este país.)

Por facilidad de presentación de los resultados, los países fueron clasificados en tres “regiones”: (i) Centroamérica: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá;

<sup>1</sup> Fuente: [http://en.wikipedia.org/wiki/List\\_of\\_countries\\_and\\_outlying\\_territories\\_by\\_total\\_area](http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_and_outlying_territories_by_total_area).

<sup>2</sup> Fuente: <http://unstats.un.org/unsd/demographic/products/socind/population.htm>.

(ii) Comunidad Andina: Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú; y (iii) Mercosur: Argentina, Brasil, Chile, Uruguay y Paraguay.<sup>3</sup>

La figura a continuación muestra los países involucrados y las regiones.

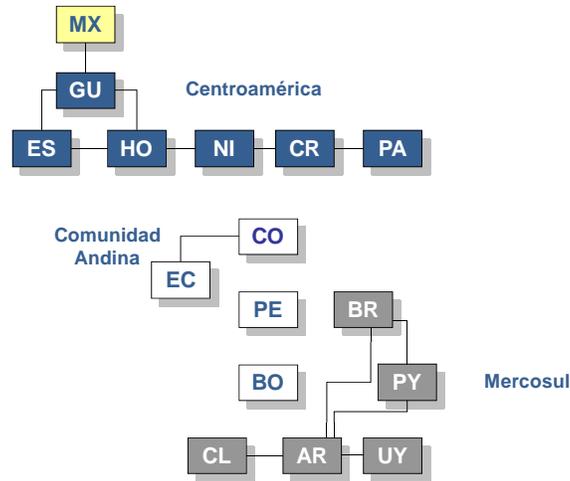


Figura 1.1 – Países involucrados en el estudio CIER 15 Fase II

## 1.4 Principales resultados del Módulo 1

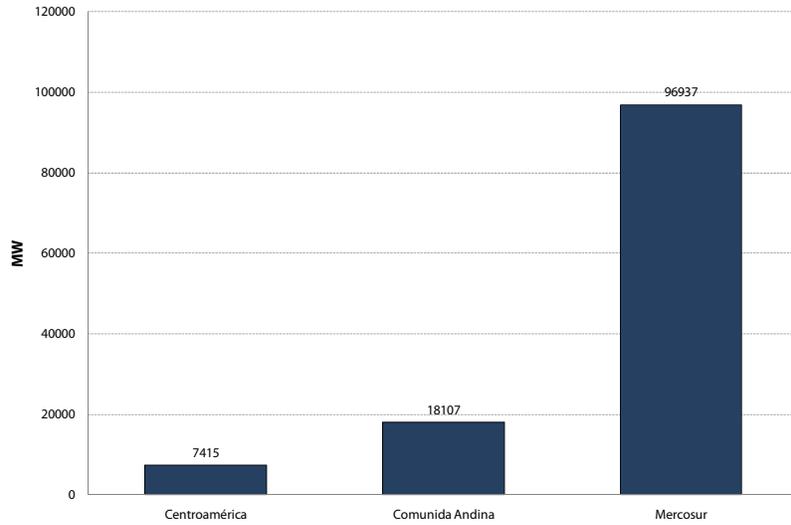
Como mencionado, el objetivo del Módulo 1 es hacer un inventario de los recursos energéticos disponibles para el suministro del aumento de la demanda de electricidad y gas natural.

### 1.4.1 Demanda y capacidad instalada

La figura a continuación presenta la demanda de punta del año 2010 para cada una de las tres regiones del estudio.<sup>4</sup> Se observa que la demanda de punta total es 122 GW.

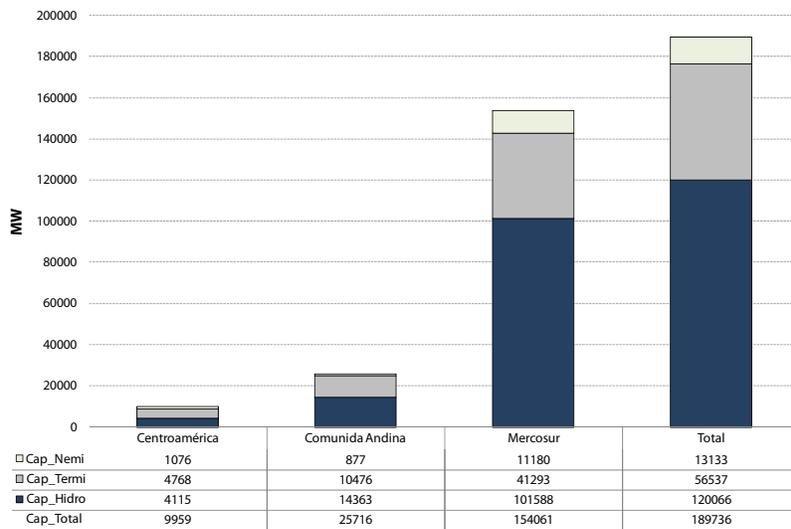
<sup>3</sup> Se observa que los países que participan de los grupos Mercosur y Comunidad Andina no son necesariamente miembros de las uniones comerciales homónimas.

<sup>4</sup> Como mencionado, estos datos no incluyen Venezuela



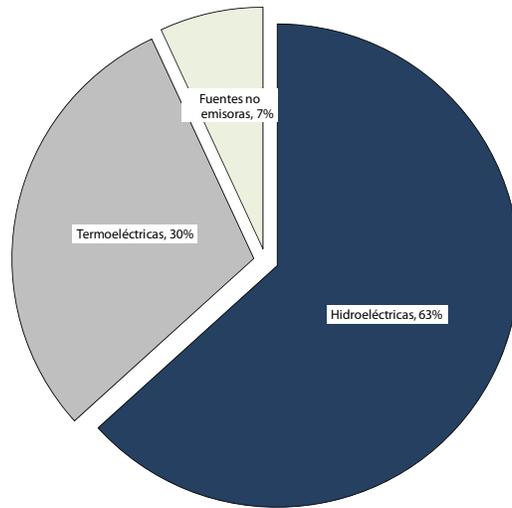
**Figura 1.2 – Demanda máxima por región (2010)**

La figura a continuación muestra la capacidad instalada en cada región para el mismo año.



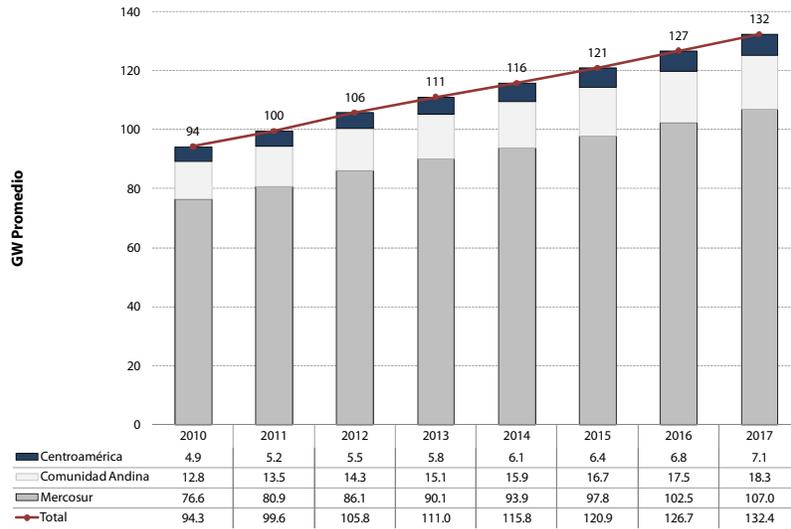
**Figura 1.3 – Capacidad instalada por región (2010)**

La capacidad instalada total es casi 190 GW. De este monto, como muestra la figura a continuación, 120 GW (63%) corresponden a las centrales hidroeléctricas; 13 GW (7%) a las demás fuentes no emisoras (eólica, biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas, geotérmica y nuclear); y 57 GW (30%) a las plantas termoeléctricas con combustibles fósiles (gas natural, carbón y óleo).



**Figura 1.4 – Capacidad instalada por tipo de generación**

La figura a continuación muestra la evolución prevista del consumo de electricidad (MW promedio) del 2010 hasta el 2017 (horizonte del estudio). Se observa un aumento de casi 40% (de 94.3 para 132 GW promedio), lo que corresponde a una tasa de crecimiento anual de 5%.



**Figura 1.5 – Crecimiento del consumo (GW promedio) en el período 2010-2017**

## 1.4.2 Fuentes para expansión de la generación

### 1.4.2.1 Hidroelectricidad

Como indicado en la figura 1.4, la hidroelectricidad es la fuente predominante en la región, con 120 GW de potencia instalada, casi 2/3 de la potencia total de 190 GW. Si se consideran Venezuela y México, la capacidad hidroeléctrica actual sube para 147 GW.

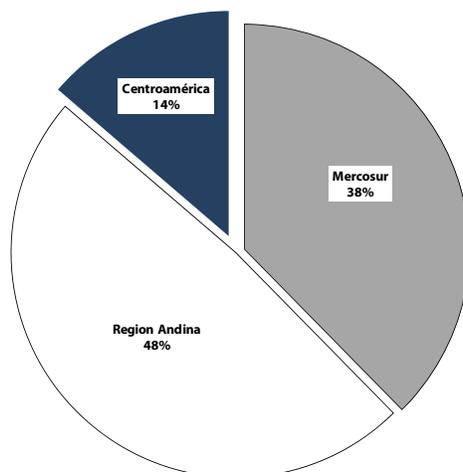
Como muestra el Cuadro a continuación, la potencia hidroeléctrica instalada en el 2010 corresponde solamente a 25% del potencial inventariado, de casi 600 GW. Por lo tanto, el potencial para nuevas centrales hidroeléctricas es muy significativo, 447 GW.

**Cuadro 1.1 – Potencial hidroeléctrico total y % desarrollo**

	Potencial Inventariado (GW)	% desarrollado	Instalada (GW)
Argentina	45	21%	9.3
Bolivia	40	1%	0.5
Brasil	185	41%	76.3
Chile	25	23%	5.7
Colombia	93	9%	8.8
Costa Rica	7	22%	1.5
El Salvador	2	24%	0.5
Ecuador	23	9%	2.0
Guatemala	5	15%	0.8
Honduras	5	8%	0.4
México	53	24%	12.7
Nicaragua	2	5%	0.1
Panamá	4	22%	0.9
Paraguay	13	67%	8.7
Perú	62	5%	3.0
Uruguay	2	93%	1.5
Venezuela	28	52%	14.6
<b>Total</b>	<b>594</b>	<b>25%</b>	<b>147</b>

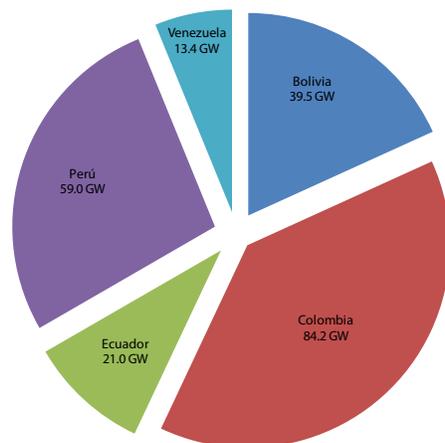
Fuente: OLADE (potencial) e información de los países para el proyecto CIER 15 Fase II.

La figura a continuación muestra el potencial hidroeléctrico a desarrollar para cada región.



**Figura 1.6 – Potencial hidroeléctrico a desarrollar por región**

Se observa que casi mitad del potencial está en la Comunidad Andina. La figura a continuación muestra la distribución del potencial entre los países de esta región.



**Figura 1.7 – Comunidad Andina – Potencial hidroeléctrico a desarrollar por país**

#### 1.4.2.2 Otras fuentes no-emisoras

La hidroelectricidad hace con que la región tenga una de las matrices eléctricas con menos emisiones de CO<sub>2</sub> del mundo. Debido al potencial significativo y económicamente favorable de otras fuentes renovables, tales como eólica y biomasa (y, en el futuro, la energía solar), esta característica “limpia” de la matriz debe mantenerse en el futuro.

De la biomasa, se destaca la producción de energía utilizando el bagazo de la caña de azúcar, con importantes desarrollos en Brasil, Colombia, Guatemala, Nicaragua y otros países.

En lo que se refiere a energía eólica, la figura a continuación muestra el potencial de las regiones (países) con mayor potencial. Se observa que el potencial estimado actual excede 300 GW. Con el seguimiento de los inventarios eólicos, tomando en cuenta los vientos con elevaciones mayores y *off-shore*, es probable que este valor aumente sustancialmente.

**Cuadro 1.2 – Potencial eólico**

	Potencial (GW)
México	40
Centroamérica	100
Colombia	20
Perú	10
Chile	5
Argentina	10
Uruguay	2
Brasil	140
<b>Total</b>	<b>327</b>

A estas fuentes renovables, se suma el potencial de dos otras fuentes no emisoras: geotérmica (concentrado en Centroamérica) y nuclear, con las reservas más significativas ubicadas en Brasil.

#### 1.4.2.3 Gas natural

El gas natural es otro vector de gran importancia en la región. Como muestra la figura a continuación, las reservas probadas en Bolivia, Venezuela, Trinidad y Tobago y Brasil podrán suministrar las necesidades de la región por varios años.

**Cuadro 1.3 – Reservas probadas de gas natural <sup>5</sup>**

	Potencial (TFC)
Argentina	16
Bolivia	27
Brasil	20
Chile	3
Colombia	4
Cuba	3
México	13
Perú	12
Trinidad y Tobago	19
Venezuela	171
<b>Total</b>	<b>288</b>

#### 1.4.2.4 Otros combustibles fósiles

Como muestran los cuadros a continuación, la región posee importantes reservas de carbón y petróleo, con destaque para Colombia, en el carbón; y Venezuela y Brasil (post Pré-Sal), para el petróleo.

**Cuadro 1.4 – Reservas probadas de carbón <sup>6</sup>**

	Potencial (Millones de Toneladas)
México	1211
Argentina	424
Bolivia	1
Brasil	7068
Chile	1181
Colombia	6959
Ecuador	24
Perú	140
Venezuela	479
<b>Total</b>	<b>17487</b>

**Cuadro 1.5 – Reservas probadas de petróleo**

	Potencial (Mil Millones Barriles)
Argentina	3
Brasil	14
Colombia	1
Ecuador	5
México	11
Trinidad y Tobago	1
Venezuela	99
<b>Total</b>	<b>134</b>

### 1.4.3 Conclusiones del Módulo 1

Los temas energéticos más importantes a nivel mundial son la *seguridad de suministro* y los *cambios climáticos*. La región latinoamericana tiene perspectivas muy positivas con respecto a ambos temas. En lo que se refiere a la seguridad de suministro, las reservas abundantes de pe-

<sup>5</sup> Las reservas de gas natural de Brasil, estimadas en 20 TFC no consideran las últimas descubiertas del Pre Sal. Estimase que con las reservas del Pre Sal, las reservas de gas natural de Brasil sea no menores de 50 TFC.

<sup>6</sup> Mientras las reservas de Carbón de Brasil sean más abundantes que las reservas de Colombia, se destaca que el carbón Colombiano tiene mucho más poder calórico que el carbón que se encuentra en Brasil.

tróleo y gas hacen que la región sea una exportadora neta de estos combustibles. Con respecto a los cambios climáticos, la principal fuente de producción de electricidad, la energía hidráulica, es renovable. Además, otras fuentes renovables como la biomasa y la eólica se muestran competitivas debido a las características geográficas y climáticas de la región.

Otra observación importante es que la predominancia de la hidroelectricidad facilita la inserción de otras fuentes renovables. La razón es que los embalses de las plantas hidroeléctricas funcionan como “almacenes energéticos”, que pueden absorber las fluctuaciones de la producción de las plantas eólicas, la estacionalidad de la producción de la biomasa y optimizar el uso del gas natural en la generación eléctrica.

Finalmente, se observa que hay una *complementariedad* de los potenciales, con reservas de gas mayores en algunos países, mientras otros poseen más recursos hidroeléctricos y/o eólicos. Con esto, hay amplias posibilidades de interconexión entre países, lo cual es el tema del Módulo 2 del estudio, cuyos resultados se presentan a continuación.

## 1.5 Tareas del Módulo 2

### 1.5.1 Base de datos y escenario de referencia

La primera tarea del Módulo 2 fue la preparación de una *base de datos* con informaciones detalladas sobre la situación actual de la generación y de la red de transporte de energía y sobre el potencial energético de cada país (fuentes hidroeléctricas, renovables, combustibles fósiles etc.).

A partir de esta base de datos y de discusiones con los representantes de cada país, se definió un *escenario de referencia*<sup>7</sup> para los años 2010 hasta 2017, incluyendo las proyecciones de demanda y los cronogramas de entrada de nuevos generadores y refuerzos en las redes de transporte.

### 1.5.2 Cálculo de los atributos del escenario de referencia

Con base en este escenario de referencia, se calculó un conjunto de *atributos* (costos operativos, confiabilidad de suministro y emisiones de CO<sub>2</sub>) que, a su vez, sirven como referencia para la determinación de los *beneficios incrementales* resultantes de cada proyecto de interconexión.

Los atributos se calcularon a través de simulaciones probabilísticas detalladas de la operación de los países, involucrando 730 plantas hidroeléctricas, 1900 plantas termoeléctricas y un gran número de proyectos de energía renovable, tales como biomasa y eólica.

---

<sup>7</sup> Este escenario de referencia corresponde al *escenario de integración limitada* de los términos de referencia del estudio.

### 1.5.3 Proyectos de interconexión candidatos

A continuación, se identificaron las *oportunidades de interconexión*. En los estudios tradicionales, esto se hacía a través de un *análisis marginal*, o de sensibilidad, de los beneficios potenciales de una interconexión entre todas las combinaciones de países vecinos.<sup>8</sup> En el presente estudio, estas oportunidades fueron seleccionadas a partir de *proyectos específicos* (con ubicación, capacidad y características técnicas definidas) propuestos por los representantes de los países.

El nuevo procedimiento para la identificación de los proyectos candidatos fue un primer aspecto diferenciado del presente estudio: trabajar con proyectos definidos, con posibilidad de transformarse en interconexiones reales.

### 1.5.4 Análisis beneficio/costo

El próximo paso del estudio fue hacer un *análisis beneficio/costo* para cada proyecto identificado. Los beneficios fueron calculados incorporando el proyecto al escenario de referencia; simulando la operación del mismo; y estimando la *variación* de los atributos mencionados arriba, esto es: (i) reducción de los costos operativos; (ii) aumento de la confiabilidad de suministro; y (iii) reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.<sup>9</sup>

### 1.5.5 Requerimientos institucionales, regulatorios y comerciales

Una vez confirmado que el proyecto era atractivo en términos económicos, se hizo un análisis detallado de los requerimientos institucionales, regulatorios, comerciales y operativos para la implantación exitosa del mismo, con énfasis en la creación de mecanismos para la repartición de los beneficios entre los consumidores de ambos los países y del desarrollo de instrumentos financieros y legales que contribuyen para la confianza de los países involucrados.

Este análisis integrado de los aspectos económicos, comerciales e institucionales fue el segundo aspecto diferenciado del presente estudio.

### 1.5.6 Lineamientos generales para las interconexiones

La actividad final del estudio fue la de extraer de los instrumentos comerciales e institucionales propuestos para cada proyecto *específico* un conjunto *general* de lineamientos que contribuya para la construcción de un “mapa del camino” en el desarrollo real de los mismos por parte de los gobiernos y agentes involucrados.

<sup>8</sup> De una manera simplificada, se estima el beneficio marginal de una interconexión a través del cálculo de la diferencia de los costos marginales de corto plazo de ambos países a lo largo de las etapas del periodo de estudio, y para los diferentes escenarios de hidrología.

<sup>9</sup> En lo que se refiere a los términos de referencia del estudio, estos escenarios incluyendo los refuerzos corresponden al *escenario de fuerte integración*.

## 1.6 Principales resultados del Módulo 2

### 1.6.1 Proyectos de interconexión seleccionados

Los criterios para selección de los proyectos de interconexión fueron: (i) ser una propuesta concreta y con un interés declarado por lo menos uno de los representantes de los países involucrados; (ii) involucrar países de las tres regiones; y (iii) ilustrar la *diversidad* de oportunidades de interconexión.

El Cuadro a continuación muestra las características de los 12 proyectos seleccionados. Estos involucran todos los países del estudio, sumando más de 10 mil km de nuevas líneas de alta voltaje; cerca de 6500 MW de capacidad; y costos de inversión alrededor de US\$ 5 mil millones.

**Cuadro 1.6 – Proyectos de interconexión seleccionados**

Proyecto	Fecha (año)	Voltaje (kV)	longitud (km)	Capacidad (MW)	Costo <sup>10</sup> (MUS\$)
PE-BR	2015	500	3470	2200	2370
BO-BR	2015	500	2850	800	792
CO-PA	2014	400	614	300	207
BO-CH	2014	230	150	180	30
SIEPAC II (C. América)	2016	230	1800	300	500
BR-UY	2013	500	420	500	330
AR-PY-BR	2014	500	666	2000	610
BO-PE	2014	230	215	125	65
PE-EC	2010	220/230	107	100	–
CH-AR	2015	–	–	–	–
PY-AR-CH	2011	–	–	–	–
BR-AR	2010	500	490	2000	–
<b>Total</b> <sup>3</sup>			<b>10185</b>	<b>6405</b>	<b>4904</b>

Estos proyectos ilustran cuatro tipos distintos de intercambio:

- **Economía de escala para proyectos hidroeléctricos:** Envío de parte de la energía de las plantas hidroeléctricas Inambari (2200 MW, Perú) y Cachuela Esperanza (800 MW, Bolivia) para Brasil (identificados como PE-BR y BO-BR en el Cuadro arriba). Un aspecto interesante de estos proyectos es que estas plantas están *aguas arriba* de las plantas hidroeléctricas Jirau y Santo Antonio, en Brasil (3500 MW cada). A pesar de su potencia elevada, las centrales brasileñas son “de pasada”, esto es, no tienen embalses. Como consecuencia, un beneficio adicional de Inambari es que la operación de su embalse *regulariza* los caudales afluentes a las plantas aguas abajo y, por lo tanto, aumenta su energía firme.

<sup>10</sup> Se observa que los cuatro últimos proyectos en el Cuadro no tienen costos de inversión asociados. La razón es que ellos utilizan la infraestructura de transmisión existente. Sin embargo, en el cálculo de los índices beneficio costo se consideran los *costos de oportunidad* asociados a los mismos.

- **Seguridad operativa y exportación de energía:** Proyectos de interconexión donde uno de los países es un exportador neto: (i) Colombia→Panamá (CO-PA, en el Cuadro) y (ii) Bolivia→Chile (BO-CH).
- **Seguridad operativa e intercambios de oportunidad:** Proyectos de interconexión donde hay intercambios de oportunidad en ambas direcciones: (i) La nueva interconexión de Centroamérica (SIEPAC II); (ii) Brasil y Uruguay (BR-UY); (iii) Interconexión de las plantas hidroeléctricas Yacyretá e Itaipú a través del sistema paraguayo (AR-PY-BR); (iv) Bolivia y Perú (BO-PE); y (v) Perú y Ecuador (PE-EC).
- **Optimización del uso de la infraestructura existente** – Incluye los siguientes proyectos: (i) conexión de nuevos proyectos hidroeléctricos en el Sur de Chile hasta el centro de carga del país a través del sistema de transmisión argentino (BH-AR); (ii) Envío de energía hidroeléctrica de Paraguay hasta el sistema SING de Chile, donde predomina la generación termoeléctrica. Dado que Paraguay y Chile no están conectados, este envío se hace a través de un esquema de *swap* con Argentina: Paraguay inyecta energía en Argentina y Argentina envía el mismo monto a través de su conexión con el SING (PY-AR-CH); y (iii) *Swap* de energía estacional entre Argentina y Brasil: Brasil envía energía para Argentina en los meses de invierno, cuando la demanda en Argentina es más alta (calefacción), y Argentina devuelve la misma cantidad a Brasil en los meses de verano, cuando la demanda es más alta en este país (aire acondicionado) – (BR-AR).

### 1.6.2 Análisis económico de los proyectos

Como mencionado, el análisis del beneficio de los proyectos de interconexión se basa en los siguientes *atributos*: (i) costos operativos totales; (ii) confiabilidad de suministro; y (iii) emisiones de CO<sub>2</sub>, que fueron calculados a través de simulaciones operativas para el escenario de referencia.<sup>11</sup>

También como mencionado, el beneficio se estima a través de la incorporación de cada proyecto al escenario de referencia y de la ejecución de nuevas simulaciones operativas donde se estima la *mejora* de los atributos (esto es, la reducción de los costos operativos, de las emisiones etc.) con respecto a los valores del escenario de referencia. A su vez, el costo del proyecto refleja básicamente las inversiones en la construcción del sistema de transmisión. Finalmente, se calcula un *índice beneficio costo* (IBC) como la razón entre los valores arriba.<sup>12</sup>

El Cuadro a continuación muestra el beneficio conjunto operativo + confiabilidad<sup>13</sup> y el beneficio de reducción de emisiones de cada proyecto, bien como el costo anualizado del mismo.

<sup>11</sup> Definido por la evolución de la demanda y cronograma de entrada de nueva generación del 2010 hasta el 2017, pero que no incluye los proyectos de interconexión.

<sup>12</sup> En la práctica, se utilizan valores anualizados de los costos para hacerlos compatibles con los beneficios, que sólo calculan del año de entrada en operación del proyecto hasta el año horizonte, 2017.

<sup>13</sup> El beneficio económico debido a la mejora de la confiabilidad de suministro se estimó multiplicándose la reducción de la energía no suministrada por el *costo unitario de la interrupción de suministro* (US\$/MWh), que es un parámetro económico del estudio.

Se observa en el Cuadro que el beneficio operativo total de los proyectos excedería US\$ 1.5 mil millones por año. El beneficio ambiental también sería significativo, con un ahorro de más de 4 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> por año. A su vez, el índice IBC corresponde a la razón entre el beneficio operativo + confiabilidad y el costo; y el índice ICB+Amb agrega el beneficio por emisiones de CO<sub>2</sub>.<sup>14</sup>

**Cuadro 1.7 – Análisis económico de los proyectos de interconexión**

Proyecto	Fecha (año)	Ben. Oper+C. (MUS\$/año)	Ben. Emis. (Mton CO <sub>2</sub> /año)	Costo (MUS\$/año)	IBC (p.u.)	IBC+Amb (p.u.)
PE-BR	2015	342.0 <sup>a</sup>	N/C <sup>b</sup>	210.0	1.6	N/C
BO-BR	2015	102.0 <sup>a</sup>	N/C <sup>b</sup>	71.0	1.4	N/C
CO-PA	2014	20.5	0.23	18.4	1.1	1.3
BO-CH	2014	66.0	0.64	2.7	24.4	29.2
SIEPAC II	2016	42.0	0.22	44.4	0.95	1.05
BR-UY	2013	88.0	0.44	29.3	3.0	3.3
AR-PY-BR	2014	300.0	0.51	54.0	5.6	5.7
BO-PE	2014	7.7 <sup>c</sup>	N/C	5.8	1.3	N/C
PE-EC	2010	21.0	0.22	N/C <sup>d</sup>	N/C	N/C
CH-AR	2015	técnicamente inviable				
PY-AR-CH	2011	208.0	1.50	70.0	3.0	3.4
BR-AR	2010	340.0	0.51	220.0	1.5	1.6
<b>Total</b>		<b>1537.2</b>	<b>4.27</b>	<b>726</b>		

Observaciones: a - Beneficio calculado como la diferencia entre el costo de la planta hidroeléctrica y el costo marginal de largo plazo de generación de Brasil; b – Monto no calculado debido a la incertidumbre con respecto a la simulación de la planta hidroeléctrica para Brasil; c – Debido a la incertidumbre con respecto a la operación de los sistemas, se utilizó el ingreso por congestión en la interconexión como un “proxy” para la reducción de los costos operativos. d – Información sobre los refuerzos de transmisión no disponible;

Se observa en el Cuadro que 10 de los 12 proyectos tuvieron IBCs superiores a 1, lo que señala que serían económicamente atractivos, y confirma que hay oportunidades importantes para profundizar la integración energética de la región. (Las excepciones son el proyecto SIEPAC II, cuyo IBC es muy cerca de 1; y el *wheeling* de energía de Chile por Argentina, que resultó técnicamente no viable.)

Sin embargo, se mostró en el estudio que el IBC de algunos proyectos puede ser afectado por la construcción de otros. En particular, los proyectos de interconexión Brasil-Uruguay y Argentina-Paraguay-Brasil tienen sus IBC reducidos si se relajan las actuales restricciones operativas en la interconexión Argentina-Brasil (CIEN). A su vez, la implantación del esquema de “swap” entre Paraguay, Argentina y el sistema SING de Chile afecta el IBC de la interconexión entre Bolivia y el mismo SING.

<sup>14</sup> El beneficio económico debido a la reducción de las emisiones multiplicándose la misma por un costo unitario arbitrado en 20 US\$/ton CO<sub>2</sub>.

### 1.6.3 Aspectos comerciales, regulatorios e institucionales

De la experiencia de los análisis de los doce proyectos de interconexión, se pueden extraer los siguientes principios:

1. *Autonomía de cada país* – Las interconexiones no requieren un esquema regulatorio único, y sí reglas claras de formación de precios y manejo de la seguridad operativa.
2. *Respaldo institucional* – Los acuerdos de interconexión deben siempre estar respaldados por un Tratado entre los países involucrados.
3. *Seguridad operativa* – Cada país debe decidir de manera autónoma sus criterios de seguridad para la exportación de energía. En caso de dificultades de suministro, la prioridad debe ser para el suministro local (esto es, se puede reducir la exportación), a excepción de los contratos *firmes* de exportación. En estos casos, los mismos deben reducirse en la misma proporción de las acciones locales. En otras palabras, si hay un racionamiento de 5% de la demanda en el país, los contratos firmes deberían ser reducidos en 5%.
4. *Formación de precios para el intercambio* – Cada país debe ofertar, a cada etapa, una curva de *disposición a exportar* (precio por cantidad) y otra *curva de disposición a importar*.<sup>15</sup> Estas curvas pueden ser *diferentes*, pues un país puede tener políticas internas de subsidios a los precios de combustible, u otros esquemas locales, que no deben ser “exportados”. Además, la energía máxima ofertada en la curva de exportación refleja las políticas de seguridad operativa mencionadas en el ítem anterior.
5. *Repartición de los beneficios de los intercambios* - Cuando un país importa energía, su costo marginal de corto plazo (CMCP) se reduce, lo que proporciona beneficio a los consumidores locales. Sin embargo, el CMCP puede aumentar cuando el país exporta, lo que no es deseable para los mismos consumidores. Se mostró en el estudio una manera de garantizar que los consumidores locales nunca sean perjudicados por la interconexión, calculando el CMCP en el caso de exportación en dos pasos. En el primer paso, se hace un despacho *sin la exportación*, esto es, solamente suministrando la demanda local, y se usa el CMCP “local” resultante para la contabilización en el mercado de corto plazo. En el segundo paso, se hace un despacho para suministrar un *incremento* de la “demanda” correspondiente a la energía que se está exportando, y se usa el CMCP “de exportación” resultante como precio para el país vecino. Como consecuencia, una interconexión sólo podría reducir o mantener estable los precios de corto plazo de cada país.
6. *Remuneración de las interconexiones* – La remuneración de las interconexiones internacionales debe ser *asegurada*, esto es, no depender de ingresos variables tales como rentas por congestión. Un ejemplo interesante es la reglamentación brasileña, que carga los costos anuales de las interconexiones a los consumidores y los generadores. En contrapartida, los

---

<sup>15</sup> El esquema propuesto es semejante al del Mercado de Energía Regional (MER) de Centroamérica, que a su vez resulta de una propuesta del estudio CIER 3.

ingresos variables de las interconexiones deben beneficiar estos mismos consumidores y generadores a través, por ejemplo, de una reducción de los cargos por transmisión.

7. *Repartición de las rentas por congestión* – Estas rentas deben ser compartidas entre los países, en proporción a la participación de cada uno en los costos de construcción de la interconexión, y no depender del sentido del flujo.<sup>16</sup> Como mencionado en el ítem anterior, estos ingresos deben beneficiar los agentes (en general, los consumidores y los generadores) que remuneran la interconexión.
8. *Riesgo de retraso en la construcción de la interconexión* – El contrato de construcción de la interconexión debería hacerse por subasta, donde el inversionista oferta el pago fijo deseado. Este pago sólo se empezaría con la entrada en operación de la interconexión, y se cargarían multas expresivas por retraso. Dado que la interconexión tendría su remuneración asegurada (ver ítem 5), esta subasta sería atractiva para muchos inversionistas, lo que aumentaría la competencia y reduciría los precios para los consumidores. Además, sólo se subastaría el proyecto de interconexión con una licencia ambiental ya asegurada (los gobiernos de los países deberían estar encargados de obtener esta licencia), lo que reduciría sustancialmente la posibilidad de un retraso fuera del control del inversionista.
9. *Seguridad financiera para las transacciones* – Los agentes involucrados en las transacciones internacionales de oportunidad deben depositar garantías financieras (que cubran, por ejemplo, algunos meses de gastos con las compras de energía). La compensación y liquidación de estas transacciones debe hacerse en el mercado de corto plazo (o equivalente) del país exportador. Esto significa que el “hedge” de los riesgos cambiales es de la responsabilidad de los agentes. (En el caso de los contratos de mediano y largo plazo, las reglas son acordadas directamente entre los agentes.)

#### **1.6.4 “Mapa del camino” para viabilizar las interconexiones**

En la visión de los Consultores, los pasos principales para la implantación exitosa de una interconexión son:

1. Estudios preliminares de las reglas operativas de la interconexión entre los países, incluyendo restricciones de seguridad, como se harían los intercambios de oportunidad, etc. Estos estudios se pueden hacer con equipos de los agentes encargados de la operación de los países involucrados. Es importante hacerlos lo más temprano posible, por las siguientes razones: (i) los estudios de los beneficios económicos de la interconexión dependen de las reglas operativas de los intercambios; y (ii) un conocimiento detallado del funcionamiento de los respectivos sistemas energéticos y eléctricos de los países contribuye para reducir la posibilidad de equívocos en los estudios regulatorios y comerciales.
2. Análisis preliminar económico de la interconexión, utilizando por ejemplo los procedimientos de los estudios del Módulo 2. (Como mencionado, las simulaciones operativas

---

<sup>16</sup> El esquema propuesto es semejante al esquema que los gobiernos están proponiendo para la interconexión Colombia-Panamá y el nuevo esquema entre Colombia y Ecuador.

deben incorporar los procedimientos definidos en el ítem 1.) Este análisis preliminar se debe hacer con los equipos de los agentes encargados de la planificación de los países involucrados, por las siguientes razones: (i) establecer en conjunto los escenarios de oferta y demanda que se utilizarán para los estudios de interconexión; (ii) permitir que los equipos conozcan con más detalles el sistema energético y eléctrico del vecino. Por supuesto, cada país hará, en separado, los estudios adicionales que consideren necesario, por ejemplo, un análisis de sensibilidad con respecto a los supuestos de la evolución de la oferta y/o demanda del vecino.

3. Una vez establecido que la interconexión es de interés para ambos países, preparar un Acuerdo entre los gobiernos que establezca reglas para construcción de la línea, repartición de los beneficios, contratos, pagos, resolución de conflictos y demás temas regulatorios y comerciales. Es fundamental que este Acuerdo detallado esté respaldado por un Tratado previo, más general, entre ambos países, aprobado por los respectivos Legislativos.
4. Estudio detallado de ingeniería de la interconexión, obtención de la licencia ambiental y definición de los reglamentos económicos y comerciales necesarios para la licitación de la misma.

## 2 EL PROYECTO CIER 15 – FASE II

El objetivo general del proyecto CIER 15 – Fase II es el análisis a nivel estratégico, técnico-comercial y regulatorio sobre la viabilidad de la creación y/o incremento de transacciones de energía entre los sistemas de las regiones de América Central, Andina y Cono Sur. Se espera que los resultados de los análisis contribuyan para la implementación de nuevos proyectos de intercambio de energía en la región.

El proyecto está financiado por recursos propios de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER); por recursos de la Corporación Andina de Fomento (CAF); y por recursos del Banco Mundial (*Public-Private Infrastructure Advisory Facility* – PPIAF).

El desarrollo del proyecto está a cargo de un Consorcio formado por las empresas Mercados Energéticos (ME) de Argentina; SYNEX de Chile; y PSR de Brasil. La figura a continuación muestra el equipo de consultores involucrado en el estudio.

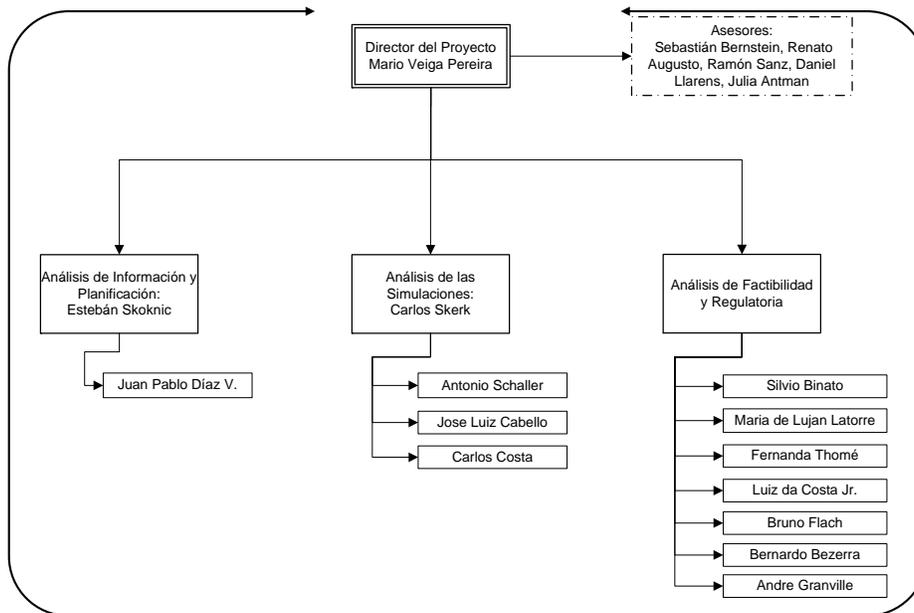


Figura 2.1 – Grupo Consultor ME – PSR – SYNEX

### 2.1 Tareas a desarrollar

1. Actualizar la información del potencial energético de la región, las últimas proyecciones de crecimiento de la demanda de energía y potencia eléctrica, la información de los últimos planes de expansión de la oferta de energía eléctrica (generación) y los últimos planes de expansión de transporte de energía eléctrica y gas

2. Caracterizar los escenarios en que se pueden desarrollar las transacciones internacionales de energía
3. Análisis y evaluación de las oportunidades de las transacciones internacionales de energía, cuantificación de beneficios y criterios para la adecuada asignación de los mismos
4. Dentro de las oportunidades identificadas analizar posibles esquemas comerciales de transacciones de energía de corto, mediano y largo plazo
5. Elaborar una propuesta general con los principios y criterios básicos para definir reglas subregionales que viabilicen las transferencias energéticas en la región

## 2.2 Países involucrados en el estudio

El estudio involucra 15 países: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú y Uruguay. No ha sido posible incluir Venezuela en el estudio debido a los límites de plazo para entrega de los datos. Además, se representa la interconexión entre Guatemala y México, pero no se hacen estudios adicionales con este país.

Por facilidad de presentación de algunos resultados, los países fueron clasificados en tres “regiones”: (i) Centroamérica: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá; (ii) Comunidad Andina: Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú; y (iii) Mercosur: Argentina, Brasil, Chile, Uruguay y Paraguay. (Se observa que los países que participan de los grupos Mercosur y Comunidad Andina no son necesariamente miembros de las uniones comerciales homónimas.) La figura a continuación muestra los países involucrados y las regiones.

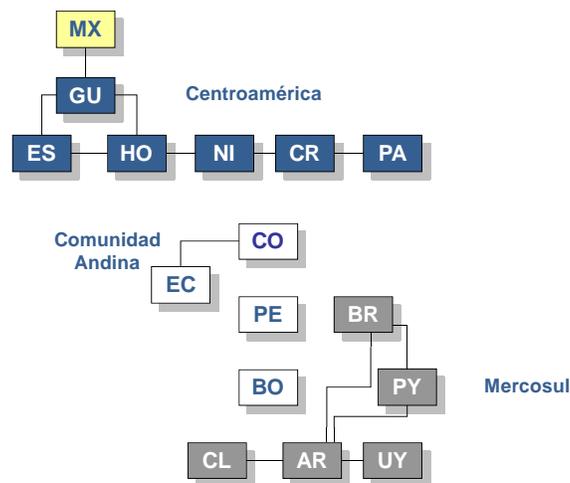


Figura 2.2 – Países involucrados en el estudio CIER 15 Fase II

## 2.3 Organización del informe

El capítulo 3 presenta una visión general del potencial energético y de la situación de suministro eléctrico en la región y en el capítulo 4 se describe la base de datos detallada de generación,

hidrología, combustibles, y red de transporte que se utilizará para los estudios de oportunidades de interconexión (tarea 1). Los capítulos 5 y 6 describen la preparación de un escenario base, a partir del cual se pueden desarrollar las transacciones internacionales de energía; y el cálculo de los atributos utilizados para estimar los beneficios económicos de las interconexiones propuestas (tarea 2). El capítulo 7 presenta los resultados de las tareas 3 y 4: (i) análisis y evaluación de las oportunidades de las transacciones internacionales de energía; (ii) cuantificación de beneficios; (iii) criterios para la adecuada asignación de los mismos; (iv) análisis de posibles esquemas comerciales de transacciones de energía de corto, mediano y largo plazo. Finalmente, el capítulo 8 presenta las conclusiones del estudio, incluyendo una propuesta general con los principios y criterios básicos para definir reglas subregionales que viabilicen las transferencias energéticas en la región (tarea 5).

### 3 POTENCIAL ENERGETICO REGIONAL

#### 3.1 Capacidad instalada y demanda

Las figuras a continuación muestran la capacidad instalada y el desglose por tipo de generación para cada país: hidroeléctricas, demás fuentes no emisoras (biomasa, eólica, pequeñas centrales hidroeléctricas y geotérmica) y termoeléctricas.

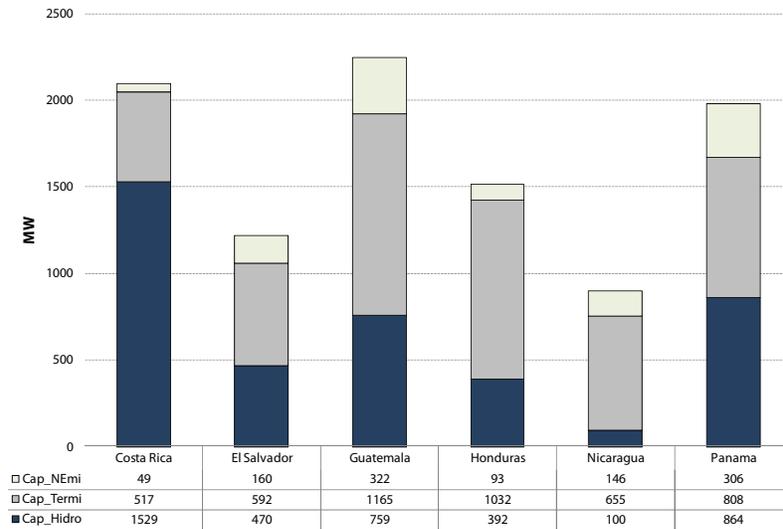


Figura 3.1 – Capacidad instalada Centroamérica (2010)

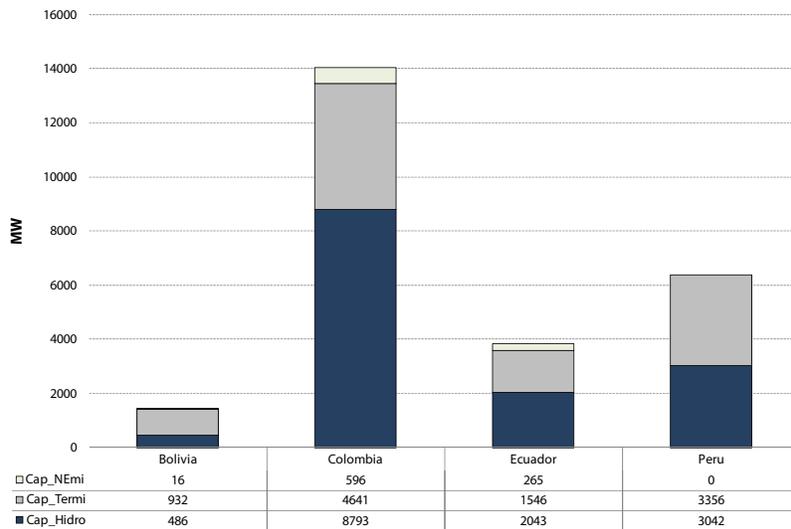
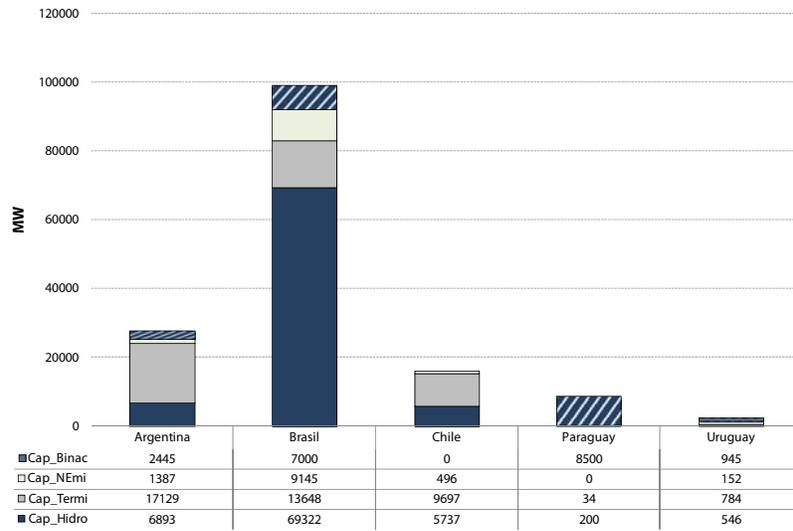
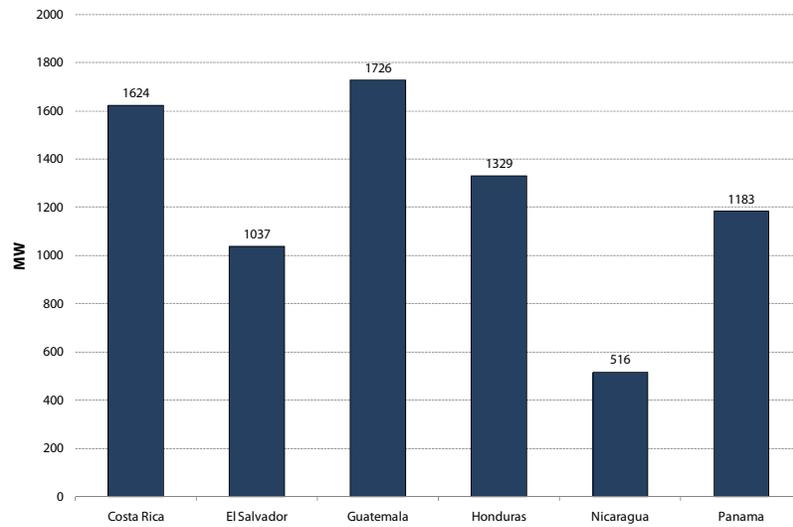


Figura 3.2 – Capacidad instalada Comunidad Andina (2010)

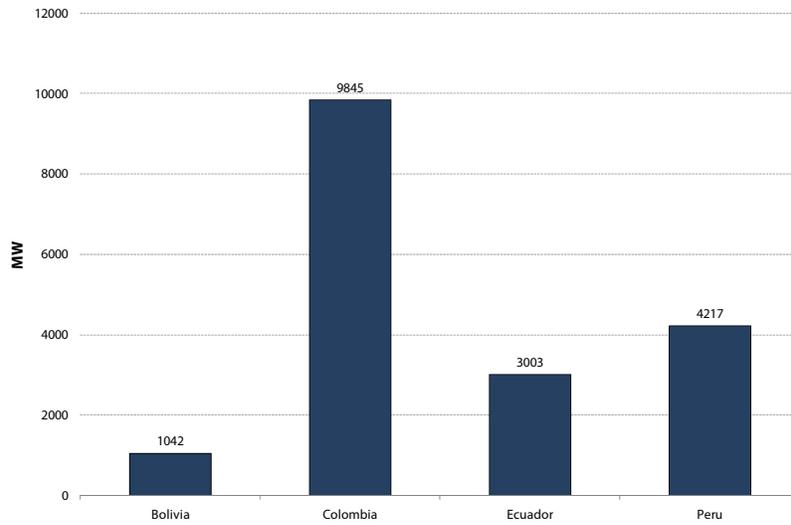


**Figura 3.3 – Capacidad instalada Mercosur (2010)**

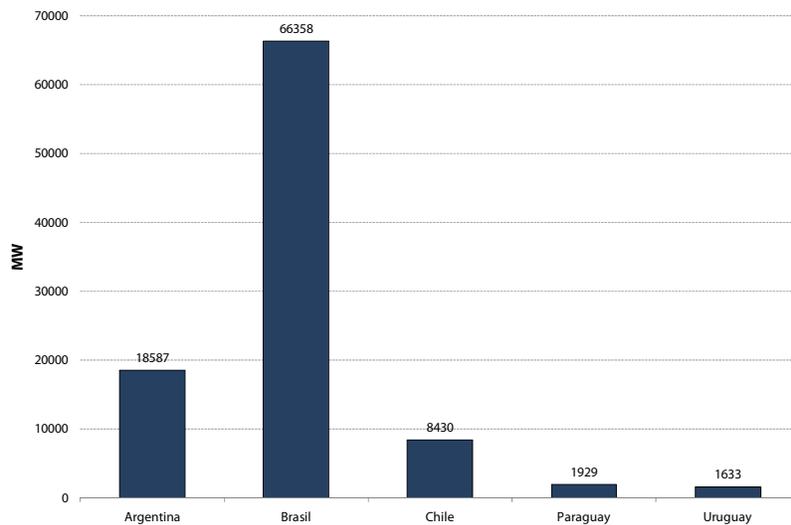
Las figuras a continuación muestran la demanda máxima para cada país.



**Figura 3.4 – Demanda de punta Centroamérica (2010)**

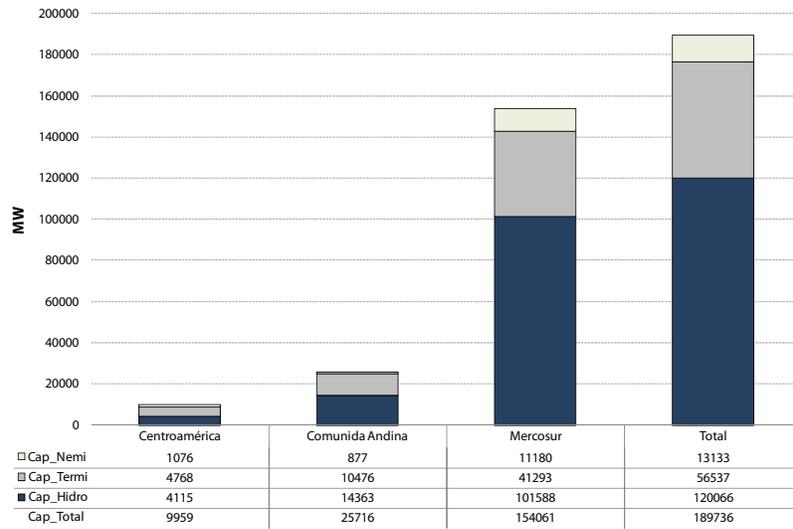


**Figura 3.5 – Demanda de punta Comunidad Andina (2010)**

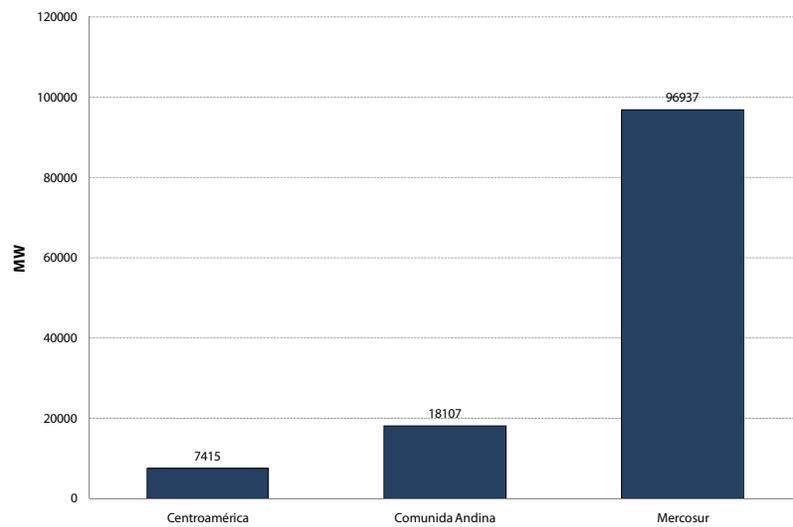


**Figura 3.6 – Demanda de punta Mercosur (2010)**

A seguir se presentan los totales de capacidad instalada y demanda máxima por región y el total en porcentaje por tipo de generación. En estos gráficos no fue incluida Venezuela como parte integrante de la Comunidad Andina.



**Figura 3.7 – Capacidad instalada por región (2010)**



**Figura 3.8 – Demanda de punta por región (2010)**

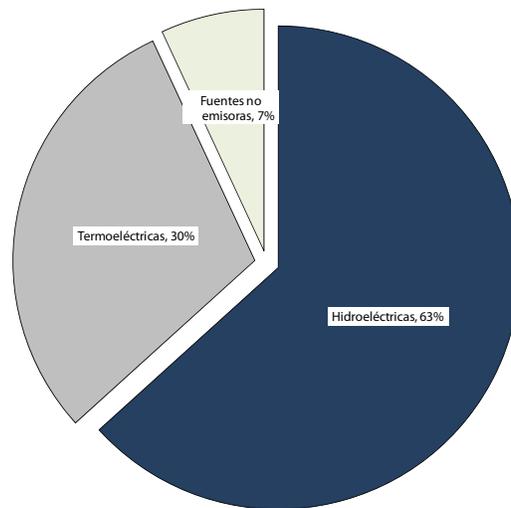


Figura 3.9 – Capacidad instalada por clase de generación (2010)

## 3.2 Fuentes para expansión

### 3.2.1 Hidroeléctricas

Como visto, la hidroelectricidad es la fuente predominante en la región, con 120 GW de potencia instalada, casi 2/3 de la potencia total de 190 GW. Si se consideran Venezuela y México, la capacidad hidroeléctrica actual sube para 147 GW. Como muestra el Cuadro a continuación, la potencia hidroeléctrica instalada en el 2010 corresponde solamente a 25% del potencial inventariado, de casi 600 GW. Por lo tanto, el potencial para nuevas centrales hidroeléctricas es muy significativo, 447 GW.

**Cuadro 3.1 – Potencial hidroeléctrico total y % desarrollo**

	Potencial Inventariado (GW)	% desarrollado	Instalada (GW)
Argentina	45	21%	9.3
Bolivia	40	1%	0.5
Brasil	185	41%	76.3
Chile	25	23%	5.7
Colombia	93	9%	8.8
Costa Rica	7	22%	1.5
El Salvador	2	24%	0.5
Ecuador	23	9%	2.0
Guatemala	5	15%	0.8
Honduras	5	8%	0.4
México	53	24%	12.7
Nicaragua	2	5%	0.1
Panamá	4	22%	0.9
Paraguay	13	67%	8.7
Perú	62	5%	3.0
Uruguay	2	93%	1.5
Venezuela	28	52%	14.6
<b>Total</b>	<b>594</b>	<b>25%</b>	<b>147</b>

Fuente: OLADE (potencial) e información de los países para el proyecto CIER 15 Fase II.

### 3.2.2 Energías renovables

En lo que refiere a las emisiones de gases de efecto invernadero, la región tiene una de las matrices más limpias del mundo, debido al uso intensivo de la generación hidroeléctrica y del etanol de caña de azúcar en el transporte. Brasil es hoy el principal productor de caña<sup>17</sup>, pero hay desarrollos importantes en muchos países, tales como Colombia y Guatemala. El aumento de la producción de etanol ha permitido un avance importante en el monto y la competitividad económica de la cogeneración en base a biomasa, en especial el bagazo de caña. Por ejemplo, 10% del suministro de electricidad de Nicaragua en 2008 ha venido de la biomasa; a su vez, Brasil posee alrededor de 3 mil MW de este tipo de cogeneración ya instalado o en construcción; el potencial de la cogeneración sería suficiente para suministrar la mitad de la necesidad de nueva capacidad de generación requerida por el país para los próximos diez años<sup>18</sup>.

<sup>17</sup> En Brasil se están construyendo alrededor de 90 nuevas plantas de procesamiento de caña, lo que aumentará la capacidad de producción de los actuales 500 millones de toneladas a 750 millones de toneladas en los próximos cinco años.

<sup>18</sup> Esto incluye el uso de 30% de paja de la caña, que hoy día se queda en el suelo, y del “retrofit” de 40% de las calderas más antiguas.

A su vez, la energía eólica tiene el potencial de ser una fuente renovable de gran importancia en el futuro próximo, en conjunto con las hidroeléctricas y la biomasa. Como muestra el Cuadro a continuación, el potencial eólico estimado para la región está alrededor de 330 GW.

**Cuadro 3.2 – Potencial de energía eólica**

	Potencial (GW)
México	40
Centroamérica	100
Colombia	20
Perú	10
Chile	5
Argentina	10
Uruguay	2
Brasil	140
<b>Total</b>	<b>327</b>

Fuente: Asociación Latino Americana de Energía Eólica.

Una característica importante de la energía eólica en la región es que, a diferencia de los países europeos, donde las fluctuaciones de la producción eólica requieren la instalación de plantas generadoras termoeléctricas de “respaldo”, se pueden usar los embalses de las plantas hidroeléctricas para compensar las fluctuaciones de la producción eólica. Un uso semejante de los embalses como “variables de ajuste” ya se hace para las plantas de bagazo de caña, pues su producción de energía se concentra en el periodo de la cosecha de la caña. En otras palabras,

Los embalses de las plantas hidroeléctricas funcionan como “reservorios energéticos” que “almacenan” no sólo el agua, sino también el viento y la energía de la biomasa.

### 3.2.3 Generación termoeléctrica a gas natural

#### 3.2.3.1 Potencial del gas natural

Como muestra el Cuadro a continuación, las reservas regionales de gas natural, en especial las de Bolivia, Venezuela y Brasil (post-Pre-Sal) pueden suministrar todas las necesidades regionales.

**Cuadro 3.3 – Reservas probadas de gas natural**

	Potencial (TFC)
Argentina	16
Bolivia	27
Brasil	20
Chile	3
Colombia	4
Cuba	3
México	13
Perú	12
Trinidad y Tobago	19
Venezuela	171
<b>Total</b>	<b>288</b>

Fuente: EIA, 2009 y Petrobras (las reservas de Brasil con el Pre-Sal poden llegar hasta 50 TCF). El Cuadro no incluye países cuyo potencial es inferior a 1 TCF.

### 3.2.3.2 Transporte del gas natural - gasoductos

Debido a su ubicación geográfica y abundantes reservas, Bolivia es una opción atractiva para el suministro de gas a Argentina, Brasil, Chile y Perú. Ya existen gasoductos entre Bolivia y los dos primeros países. Existe asimismo la posibilidad de enviar gas natural de Bolivia a Perú, lo que complementaría la producción de ese país en Camisea.

Hace algunos años el Banco Mundial realizó un estudio de la viabilidad de un “anillo” de gasoductos que integraría Brasil, Argentina, Uruguay, Chile y Bolivia (ver Figura 3.10).



Fuente: WEC, 2009.

**Figura 3.10 – “Anillo” de gas del Mercosur**

Además, hay planes para un gasoducto en Centroamérica, como muestra la figura a continuación.



Fuente: WEC, 2009.

**Figura 3.11 – Gasoducto de Centroamérica**

Finalmente, Venezuela, Brasil y Argentina han evaluado la viabilidad económica de un gasoducto que integraría estos países, el “Gasoducto del Sur”.

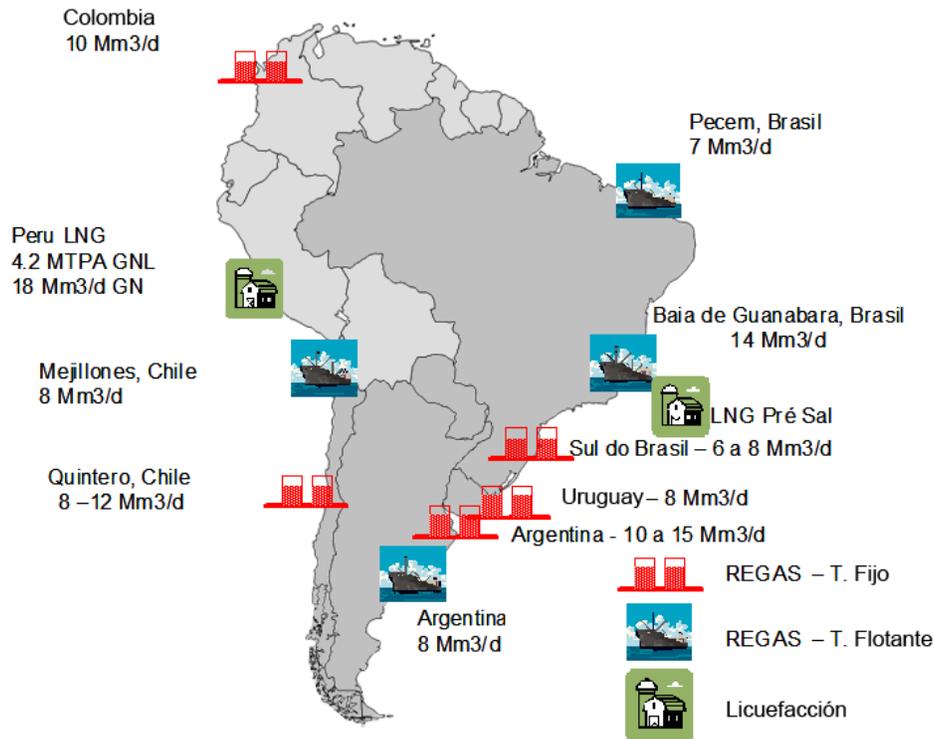


Fuente: WEC, 2009.

**Figura 3.12 – Gasoducto del Sur**

### 3.2.3.3 Transporte del gas natural – gas licuado

En los últimos años, el gas natural licuado (GNL) ha emergido como una alternativa para promover la integración regional del suministro de gas. Como muestra la Figura a continuación, hay diversos proyectos de licuefacción y regasificación en la región.

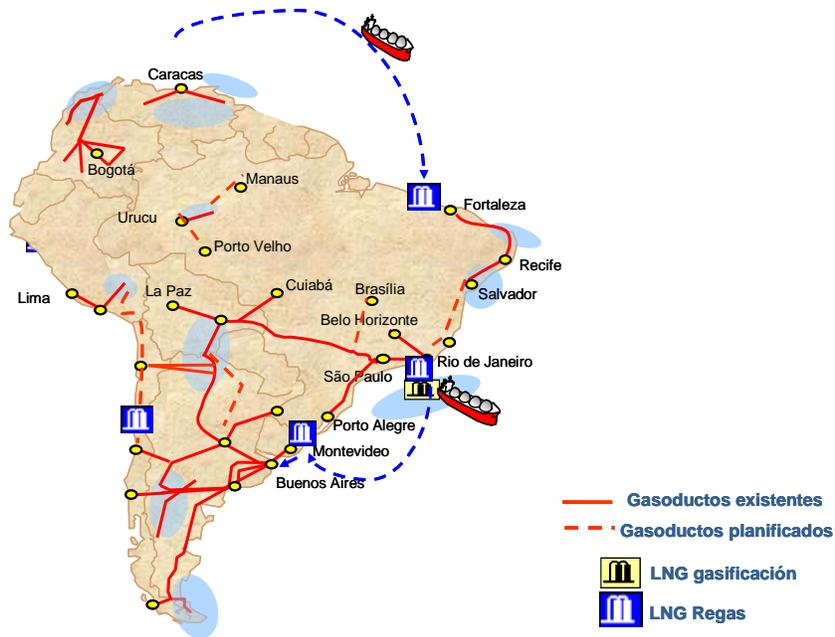


Fuente: GásEnergy, Brasil, 2008.

**Figura 3.13 – Proyectos de GNL**

Estos proyectos resultan del fuerte desarrollo de la oferta y del consumo del GNL a nivel mundial. El aumento de las fuentes de suministro y, por lo tanto, de la competencia, ha llevado a una reducción significativa de los costos de la *commodity* y del transporte.

Una característica interesante del GNL es que el mismo puede actuar como un “gasoducto virtual”. Por ejemplo, Venezuela podría enviar gas natural a Argentina utilizando el siguiente esquema de *swap* con Brasil y Uruguay: (i) Venezuela envía GNL a la región Nordeste de Brasil, que está más cercana y ya dispone de unidades de regasificación. Esto permite que Brasil evite los costos más altos de enviar el gas para el Nordeste desde São Paulo, donde se ubican los principales campos de gas del país; (ii) Brasil, a su vez, envía el gas ahorrado por GNL a Uruguay, donde se está planeando una estación de regasificación; y (iii) Finalmente, Uruguay envía el gas para Argentina a través del gasoducto Montevideo-Buenos Aires.



Fuente: PSR, 2008.

**Figura 3.14 – Swap de gas natural entre Venezuela, Brasil, Uruguay y Argentina**

Otra característica interesante del GNL es permitir una mejor integración de los generadores a gas natural con la generación hidroeléctrica. Debido a la necesidad de remunerar los costos de inversión en los gasoductos, los contratos de suministro de gas natural a los generadores en general tienen cláusulas de consumo mínimo (*take or pay*), que pueden llegar a 70% o más de la capacidad del generador. En sistemas con predominancia de generación termoeléctrica, este requerimiento de generación mínima no llega a afectar la optimización operativa, pues las plantas a gas en general están entre las primeras que se accionan. Sin embargo, en sistemas con fuerte componente hidroeléctrico y/o de otras fuentes renovables, es posible que la solución más económica sea accionar las plantas a gas de manera más flexible, por ejemplo dejando de producir energía en los periodos húmedos. El GNL permite obtener esta flexibilidad, pues se puede comprar cantidades de gas solamente cuando necesario.

#### 3.2.3.4 Las plantas hidroeléctricas permiten enlazar los sectores de electricidad y gas

La capacidad de almacenamiento de las plantas hidroeléctricas facilita el uso complementario de las redes eléctricas y de los gasoductos. Para ilustrar considera el siguiente ejemplo, Argentina tiene un fuerte consumo del gas natural en el invierno, debido al uso para calefacción residencial principalmente. Sin embargo, este mismo gas sería necesario para producción de energía eléctrica en generadores térmicos. Aunque Brasil no tuviese interconexión de gasoductos con Argentina, la escasez del gas en este país se puede aliviar a través del envío de energía eléctrica en el invierno en la dirección Brasil → Argentina. Esto permite desplazar la generación local con plantas a gas, disminuyendo la presión para el uso de este combustible. En el verano, donde hay mayor disponibilidad de gas, Argentina devuelve la energía para Brasil, a

través del uso de la interconexión eléctrica en la dirección contraria. Este *swap* de energía sólo es posible porque los embalses se usan como almacenamientos virtuales de gas natural.

### 3.2.4 Generación termoeléctrica – carbón y óleo

La región tiene además reservas abundantes de carbón (ver Cuadro 3.4); reservas de uranio en Brasil; y los campos de gas natural ya mencionados de Bolivia, Venezuela y Brasil.

**Cuadro 3.4 – Reservas probadas de carbón**

	Potencial (Millones toneladas)
México	1211
Argentina	424
Bolivia	1
Brasil	7068
Chile	1181
Colombia	6959
Ecuador	24
Perú	140
Venezuela	479
<b>Total</b>	<b>17487</b>

Fuente: EIA, 2009.

Finalmente, las reservas abundantes de petróleo de Venezuela y, más recientemente, de los campos del Pre-Sal de Brasil, permiten la auto-suficiencia de suministro de este combustible – y posiblemente aún más – para las próximas décadas (ver Cuadro 3.5).

**Cuadro 3.5 – Reservas probadas de petróleo**

	Potencial (Mil Millones Barriles)
Argentina	3
Brasil	14
Colombia	1
Ecuador	5
México	11
Trinidad y Tobago	1
Venezuela	99
<b>Total</b>	<b>134</b>

Fuente: EIA, 2009 y Petrobras (las reservas de petróleo con el Pre-Sal pueden llegar hasta 50 billones de barriles). El Cuadro no incluye países con reservas inferiores a 1 billón de barriles.

### 3.2.5 Conclusiones

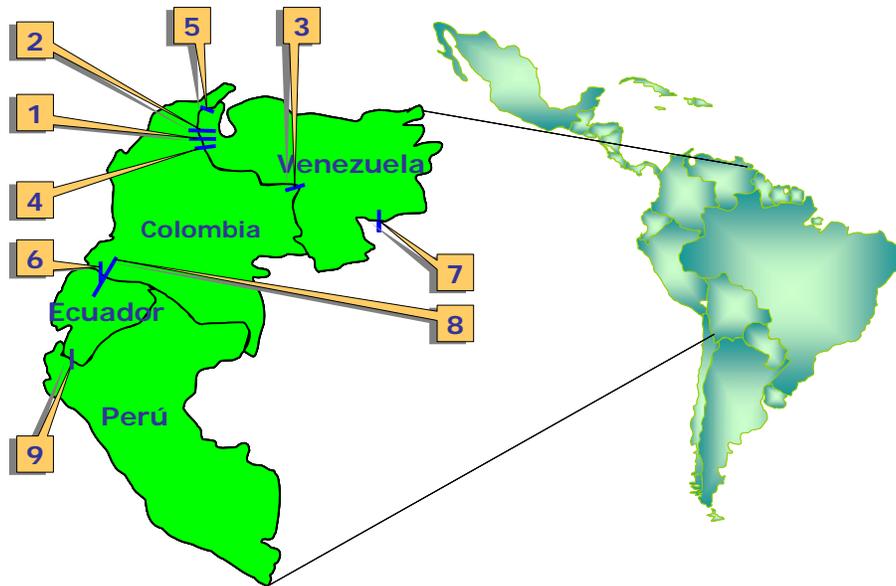
- Los vectores de expansión de la capacidad en la región deben ser la hidroelectricidad y el gas natural. Sin embargo, se observa que hay dificultades ambientales crecientes para el licenciamiento de las plantas hidroeléctricas en algunos países.
- En el caso del gas natural, el GNL se presenta como una alternativa a la construcción de gasoductos.
- Las fuentes renovables (biomasa y eólica) deberán tener una importancia creciente. Se observa que el precio de estas fuentes hoy es en general más alto que el de las fuentes convencionales, y que las mismas requieren incentivos.
- Hay un potencial significativo para los tres tipos de interconexión: (i) plantas binacionales; (ii) exportación de energía; y (iii) optimización de los recursos complementarios en los países.
- Hay recursos abundantes de carbón de alta calidad en algunos países. Sin embargo, es posible que vengan a existir obstáculos ambientales significativos.
- Las plantas nucleares pueden tener un papel importante en el futuro, en especial con las nuevas generaciones de reactores: (i) factor de emisión cero; (ii) reservas de uranio y tecnología de enriquecimiento del mismo. Sin embargo, hay factores geopolíticos que pueden retrasar el desarrollo de estas plantas.

### 3.3 Situación actual de las interconexiones regionales

Como muestran las figuras a continuación, América Latina ya posee un fuerte grado de integración de electricidad. Desde el año 1995 hasta hoy, las interconexiones eléctricas han aumentado aproximadamente diez veces, pasando de 500 MW a 5 mil MW de capacidad instalada<sup>19</sup>. De hecho, con la entrada en operación de la línea Guatemala-México, en 2009, y con la construcción de la interconexión Panamá-Colombia (prevista para 2014, ver sección 7.3), todos los países de América Latina estarán interconectados.

---

<sup>19</sup> Pedro Mielgo, *Integración energética regional y sostenibilidad*, Revista Electricidad, UNESA/REE, número 36, enero 2009.



- [1] – Interconexión Cúcuta – San Antonio del Táchira en 1964 (13.8 y 34.5kV)
- [2] – Interconexión Zulia – La Fría en 1969 (115kV)
- [3] – Interconexión Arauca – Guasdalito en 1975 (13.8kV)
- [4] – Interconexión Santa Mateo – El Corozo (230kV)
- [5] – Interconexión Cuestecitas – Cuatricentenario en 1992 (230kV)
- [6] – Interconexión Ipiales – Tulcán en 1998 (138kV)
- [7] – Interconexión Santa Elena – Boa Vista en operación desde 2001 (230kV)
- [8] – Interconexión Eléctrica Pasto – Quito en 2003 (230kV). Está en construcción una segunda terna.
- [9] – Interconexión Eléctrica Ecuador – Perú (2005)

**Figura 3.15 – Interconexiones eléctricas actuales: Comunidad Andina**



- [1] – Hidroeléctrica Salto Grande 1890 MW (1979)
- [2] – Hidroeléctrica Itaipú 14000 MW (1984)
- [3] – Hidroeléctrica Yacyretá 3000 MW (1994)
- [4] – Interconexión Clorinda – Guarambaré 220kV (1994)
- [5] – Interconexión Paso de los Libres 132kV – Uruguaiana 230 kV – 50 MW(1995)
- [6] – Interconexión Rivera 150 kV – Livramento 230 kV – 70 MW
- [7] – Interconexión El Dorado – Mariscal López 132kV
- [8] – Interconexión Posadas – Encarnación 66kV
- [9] – Interconexión Concepción del Uruguay – Paysandú 150kV
- [10] – Interconexión Acaray 132kV – Foz de Iguazú 230 kV – 50 MW
- [11] – Interconexión Pedro Caballero – Ponta Pora 69kV
- [12] – Interconexión Vallemí – Puerto Murtinho 23kV
- [13] – Interconexión Chuy – Chui 15/13.8kV
- [14] – Interconexión Rincón de Santa María – Itá 500 kV (2000 MW)
- [15] – Interconexión Paso de Sico – Atacama 345kV (1999)

Figura 3.16 – Interconexiones eléctricas actuales: Cono Sur



Figura 3.17 – Interconexiones eléctricas actuales: Centroamérica



**Figura 3.18 – Centroamérica: Proyecto SIEPAC I (en construcción)**

El informe de la primera fase del proyecto CIER 15 describe en detalle el histórico de las interconexiones. De una manera resumida, el primer tipo de integración eléctrica ha sido la construcción de las plantas hidroeléctricas binacionales, tales como Salto Grande (Argentina y Uruguay, 1800 MW) en 1979; Itaipú (Paraguay y Brasil, 14 mil MW) en 1984; e Yacyretá (Paraguay y Argentina, 1800 MW en su primera fase) en 1998. El segundo tipo de integración regional ha sido la exportación de electricidad, por ejemplo, Colombia → Ecuador y Argentina → Brasil. (Aún que estas interconexiones permitan el envío de electricidad en direcciones opuestas, se indica los flujos dominantes.) Finalmente, el tercer tipo de interconexión tiene el objetivo de compartir reservas y aprovechar la diversidad hidrológica. Un ejemplo es la interconexión de los países de Centroamérica, que será reforzada con la entrada en operación de las líneas del SIEPAC I, previstas para 2010.

### 3.4 Oportunidades y desafíos para nuevas interconexiones

Como muestra el informe de la primera fase del proyecto CIER 15, las interconexiones actuales han resultado en beneficios económicos significativos. Los estudios de caso en el capítulo 5 indican que los beneficios potenciales de los nuevos proyectos de interconexión también son sustanciales.

Sin embargo, el mismo informe de la Fase I muestra que la credibilidad de las interconexiones internacionales ha sido afectada por diversos problemas, tales como la interrupción del suministro de gas de Argentina para Chile, las dificultades con la interconexión Argentina-Brasil y la controversia con respecto a la remuneración de la interconexión Colombia-Ecuador.

De acuerdo con el informe, estas dificultades resultaron no solamente de problemas coyunturales en los países pero también de cambios importantes en los paradigmas que sostenían los

acuerdos comerciales, en particular en lo que se refiere a la seguridad de suministro y la asignación de los beneficios aportados.

En la época de los proyectos hidroeléctricos binacionales, el paradigma era de la industria eléctrica como monopolio natural, del Estado como promotor de las inversiones, y de la electricidad como un servicio estratégico. Aunque no se aprovechó toda la potencialidad de los beneficios obtenibles por el uso compartido de los recursos hidroeléctricos, los proyectos de gran envergadura suministraron una alternativa al uso del petróleo, cuyo precio resultaba muy alto luego del shock de la década del 70. Adicionalmente, esta etapa dejó los primeros componentes de una infraestructura de transmisión de electricidad, y una importante experiencia de relacionamiento entre los operadores nacionales de los sistemas.

Durante las décadas del ochenta y noventa, el paradigma que direccionó el desarrollo de las interconexiones regionales podía ser resumido como: (i) la energía es un *commodity* como cualquier otro y se debe abandonar el concepto de la autosuficiencia; (ii) la apertura de mercados, el aporte privado, la separación vertical de actividades y su regulación independiente permite el suministro más eficiente; (iii) la producción de nuevas centrales eléctricas que usan gas (cuyo precio era estable) permite trabajar con mercados de corto plazo, basados en un precio marginal aplicado a toda la generación; y (iv) la integración regional requiere disponer a nivel regional de una institucionalidad y organización similar a la exigida para los mercados nacionales eficientes. El diseño de las interconexiones de gas entre Argentina y Chile, de la interconexión CIEN (Argentina-Brasil) y del Mercado Eléctrico Regional (MER) de Centroamérica reflejaron estos conceptos.

En el comienzo de esta década ocurrieron cambios en la situación energética mundial que afectaron muchos de los supuestos del paradigma vigente: (i) aumentos en el precio internacional del gas natural y del petróleo, que afectaron los precios de electricidad regionales y locales; (ii) incertidumbre en la disponibilidad de gas en el Cono Sur, por reducción de la producción y la inseguridad asociada a cambios políticos; y (iii) la cuestión ambiental y los cambios climáticos, que han afectado el desarrollo de nueva generación a combustibles fósiles, dificultado el licenciamiento de nuevas plantas hidroeléctricas e impulsado el desarrollo de nuevas fuentes renovables, tales como biomasa y eólica.

En paralelo, hubo cambios en los lineamientos regulatorios de varios países, por ejemplo, Argentina, Brasil, Chile, El Salvador y Perú; y reestructuración de los sectores energéticos de países como Bolivia, Ecuador y Venezuela, con el incremento de la participación del Estado. Finalmente, se observa una fuerte preocupación con la seguridad energética nacional, que en su extremo apunta al autoabastecimiento energético, y una tendencia a la protección de los recursos energéticos no renovables por parte de los países que los disponen. Estos recursos son percibidos como escasos y caros, lo que disminuye la disposición a “compartirlos” con otros países.

Estos cambios recientes crean nuevos desafíos para el desarrollo de las interconexiones energéticas en la región. Como se muestra en el presente informe, los temas clave para la superación de estos desafíos son: (i) robustez y flexibilidad - las soluciones adoptadas deben funcionar en países con organizaciones sectoriales heterogéneas, y ya incluir provisiones para la revisión de

los acuerdos; (ii) bilateralismo – aun que esquemas multilaterales, por ejemplo un operador regional, sean deseables en lo largo plazo, se considera que es más efectivo desarrollar acuerdos bilaterales adaptados a las características de cada proyecto; (iii) estabilidad – si posible, las interconexiones deben estar asociadas a contratos de largo plazo y otros instrumentos que aseguren estabilidad y previsibilidad de los ingresos y de los compromisos contractuales; (iv) repartición de los beneficios – los ingresos relacionados con la congestión de las interconexiones deben ser compartidos igualmente entre ambos los países, por ejemplo a través de una reducción en las tarifas por uso del sistema de transmisión; y (v) respaldo gubernamental – el funcionamiento de las interconexiones debe estar respaldado por Acuerdos entre los países involucrados.

## 4 BASE DE DATOS PARA EL ESTUDIO

A partir de los datos enviados por los representantes de cada país, se ha creado una base de datos detallada con la siguiente información: (i) generación existente y proyectos de expansión de la capacidad en cada país; (ii) histórico de caudales; (iii) disponibilidad y precios de combustible (gas natural, carbón y óleo); y (iv) red de transporte. Se presenta a continuación una descripción de la misma.

### 4.1 Datos de generación

#### 4.1.1 Plantas hidroeléctricas

Debido a la importancia de la generación hidroeléctrica para la región, se ha representado en detalle cada una de las 728 plantas hidroeléctricas (existentes y proyectos) informadas por los países: topología de las plantas en cascada, volumen máximo, volumen mínimo, curvas de coeficiente de producción versus almacenamiento, evaporación, límites de turbinamiento, etc.

Estas informaciones se representaron en el formato de la base de datos del modelo de simulación operativa SDDP, desarrollado por PSR, y que fue utilizado en los estudios de interconexión del sistema. Las figuras a continuación ilustran una de las pantallas de la base de datos para las plantas hidroeléctricas y la representación gráfica de las plantas en cascada.

The screenshot displays the 'Plantas Hidroeléctricas' application window. The title bar reads 'Plantas Hidroeléctricas'. The menu bar includes 'Salir', 'Guardar', 'Datos', and 'Ayuda'. The toolbar contains icons for file operations and help. A list on the left shows plant numbers 101 through 106, with 'URRA' selected. The main area shows the 'Hidroeléctrica' form for plant 'URRA' (Número: 101, Nombre: URRA). The 'Datos operativos' tab is active, showing various input fields: Turbinamiento mínimo (0), Turbinamiento máximo (752.11), Destogre total mínimo (0), Capacidad instalada (338), Costo de D&M, Coef. de producción promedio (0.4494), No. Estación Hidrológica (132), Número de generadores (4), ICP (%) (5.32), IH (%) (9.57), Costo de vertim., and Rendim. turbina/generador. The 'Condición' is set to 'Existente'. The bottom status bar shows 'Directorio', 'Sistema', 'Colombia', 'Etapa', and 'Semanal'.

Figura 4.1 – Ejemplo de datos de las plantas hidroeléctricas

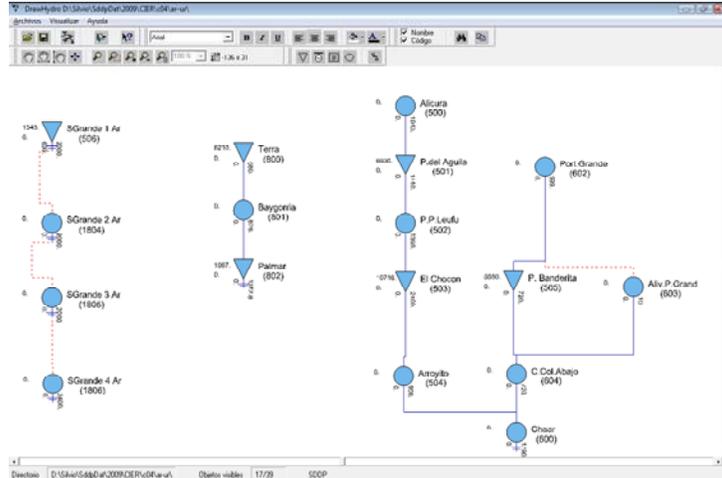


Figura 4.2 – Ejemplo de topología de las plantas hidroeléctricas en cascada

#### 4.1.2 Modelación de los caudales

Cada país envió un archivo con los registros de caudales históricos afluentes a cada planta. Sin embargo, los históricos de diferentes países no eran coincidentes. Dado que el análisis de los intercambios requiere que se represente la dependencia espacial de los caudales, se ha creado un conjunto de 100 secuencias “sintéticas” de caudales, esto es, producida por un modelo estocástico que representa las principales características de los caudales (promedio mensual, varianza, dependencia serial y espacial, etc.). La figura a continuación resume el procedimiento de modelación de los caudales.

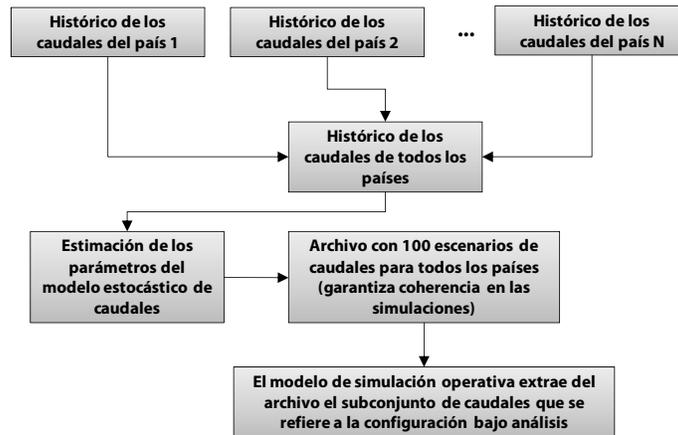


Figura 4.3 – Modelación de los caudales

#### 4.1.3 Datos de energía renovable

Las plantas de biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas y eólicas se representan a través de escenarios de producción de energía. La figura a continuación muestra la pantalla de la base de datos del SDDP que representa este aspecto.

Escenarios		Bloque	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	MH Candela	1	2.155269E	1.153883E	2.282401E	5.726016E	5.726016E	0	0	0	0	0	0	2.842052E
1	MH Dolega	2	3.274319E	1.358955E	1.358955E	3.417361E	1.845827E	3.104176E	1.490295E	1.490295E	4.514718E	1.644325E	2.783366E	1.099178E
1	MH M.Monte	3	1.099178E	6.512507E	6.153452E	7.861409E	7.558502E	7.558502E	0.1139921	0.123325E	8.793135E	7.344069E	7.344069E	0.260321E
1	MH Panama	4	0.2883893	0.2548545	0.2566639	0.2566639	0.2110654	0.2657015	0.2914679	0.2486088	0.2486088	0.3111295	0.3225511	0.3263676
1		5	0.3087571	0.3087571	0.3313265	0.3456028	0.3420299	0.3521736	0.3521736	0	7.435851E	7.530768E	4.198208E	4.198208E
2		1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2		2	0	0	0	0	0	6.589722E	3.81658E	(-3.81658E)	(-1.761391E)	2.167447E	9.839202E	9.919254E
2		3	9.919254E	1.772944E	7.986227E	6.927336E	3.456575E	3.456575E	0.069616	0.1095282	7.277573E	6.301285E	6.301285E	7.036451E
2		4	0.1096776	0.136531	0.1276863	0.1276863	0.2538709	0.3039657	0.2904371	0.3154086	0.3154086	0.1592388	0.212093	0.2057827
2		5	0.1747355	0.1747355	0.2213891	0.3016407	0.2977344	0.2731095	0.2731095	0.1923351	0.2045359	0.1643154	0.1752682	0.1752682
3		1	0	0	0	1.362777E	1.362777E	0	0	0	0	0	0	0
3		2	0	0	0	5.670833E	0	6.589722E	4.384722E	4.384722E	5.618878E	8.068048E	0.1107202	6.945866E
3		3	6.945866E	0.1292253	0.2449184	0.2207492	0.1642877	0.1642877	0.1711167	0.2420066	0.2630621	0.2014456	0.2014456	0.403807
3		4	0.4501506	0.4709298	0.4408683	0.4408683	0.6544841	0.722378	0.695505	0.6957363	0.6957363	0.5462013	0.5887257	0.5641577
3		5	0.5089685	0.5089685	0.4129785	0.4623228	0.4393369	0.3907154	0.3907154	0.1816379	0.1883121	0.1554899	0.1699905	0.1699905
4		1	2.141844E	2.347645E	6.274154E	1.573531E	2.819397E	0	0	0	0	0	0	1.632745E

Figura 4.4 – Ejemplo de datos de generación renovable

#### 4.1.4 Plantas termoeléctricas

Se representaron en detalle las características operativas de 1900 plantas termoeléctricas (existentes y proyectos). Así como en el caso de las plantas hidroeléctricas, se utilizó la base de datos del modelo simulación operativa SDDP. La figura a continuación muestra una de las pantallas de la base de datos para las plantas termoeléctricas.

**Plantas Térmicas**

Planta térmica

Número: 1005  
Nombre: CARTAGENA 1

Generación Mínima (MW): 0  
No. de Unidades: 1  
ICP (%): 75.22  
IH (%): 95.57  
No. Combustibles Alternativos: 1  
 Sorteo de fallas

Tipo de Planta:  
 Estandar  
 Must-run  
 Beneficio

Commitment:  
 No  
 Por etapa  
 Por bloque  
 Costo de Arranque (k\$): 0

Estado de la Planta:  
 Existente  
 Futura

Ciclo combinado  
Grupo: [ ]

Combustible: 1 GCOSTA

Generación Máxima (Mw): 61

Segmento	1	2	3
Curva (%)	100	0	0

Factor de consumo (MBTU/MWh)

Bloque/Segmento	1	2	3
1	11.81	0	0
2			
3			
4			
5			

Costo O&M (\$/MWh): 20.02  
Costo Trans. Comb. (\$/unidad): 0.58  
Coeficiente de reducción (p.u.): [ ]

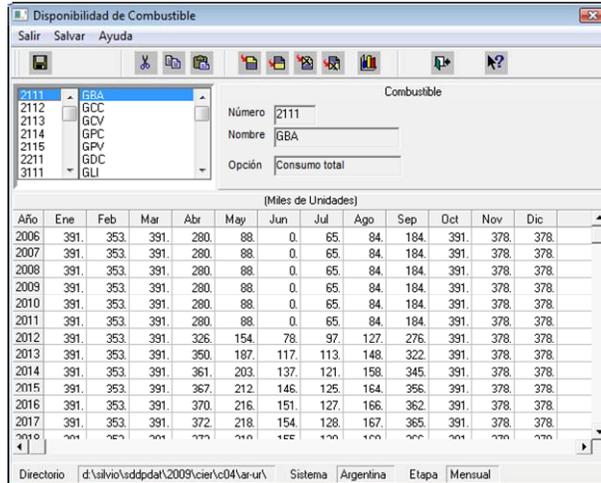
Visualizar costos operativos

Directorio: Sistema Colombia Etapa Semanal

Figura 4.5 – Ejemplo de representación de las plantas termoeléctricas

#### 4.1.5 Disponibilidad de combustible

Algunos países enviaron datos de restricciones en la disponibilidad de combustibles. La figura a continuación muestra la pantalla de la base de datos del SDDP que representa este aspecto.



**Figura 4.6 – Ejemplo de representación de restricciones de disponibilidad del combustible**

En el caso del gas natural, hay la opción de representar las restricciones de disponibilidad de combustible de manera más detallada, a través de la representación de la red de gasoductos. La figura a continuación muestra una representación simplificada del sistema de gasoductos de Colombia.

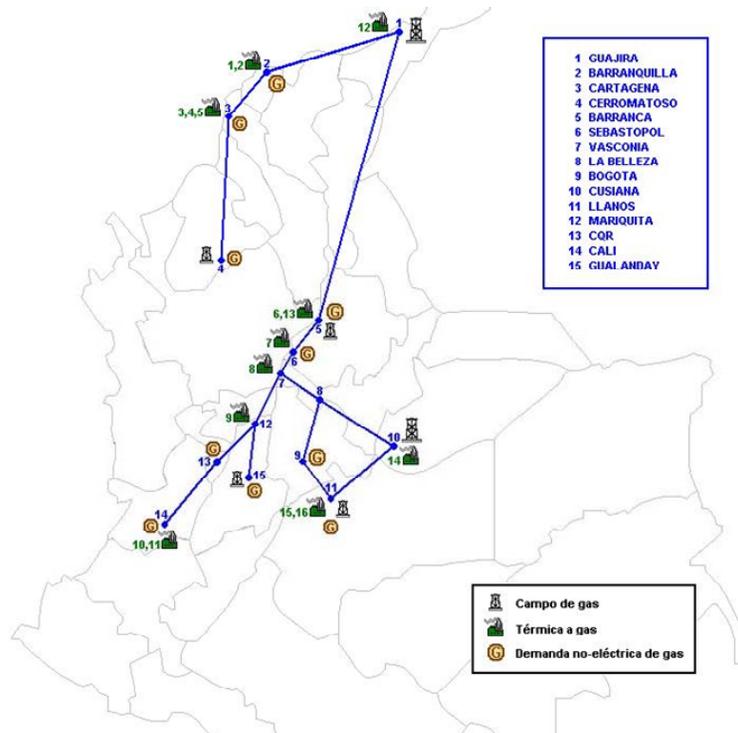


Figura 4.7 – Representación simplificada del sistema de gasoductos de Colombia

## 4.2 Precios de combustible

Las figuras a continuación muestran los precios de combustible informados por los países.

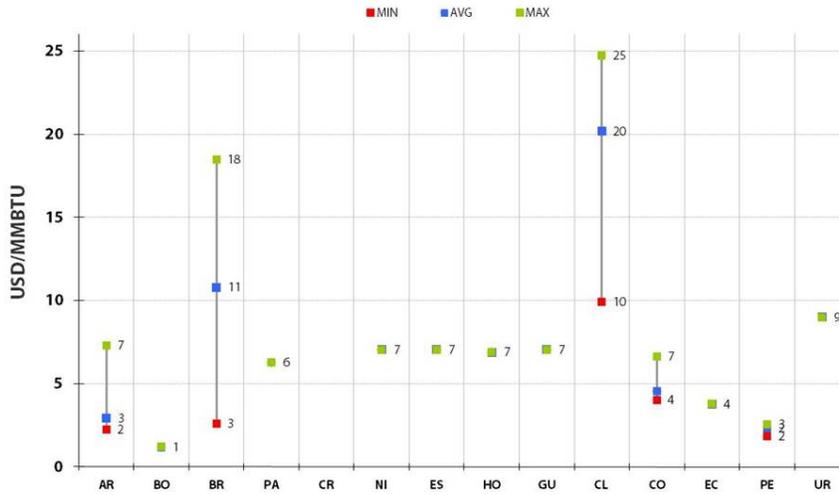


Figura 4.8 – Rango de precios para el gas natural

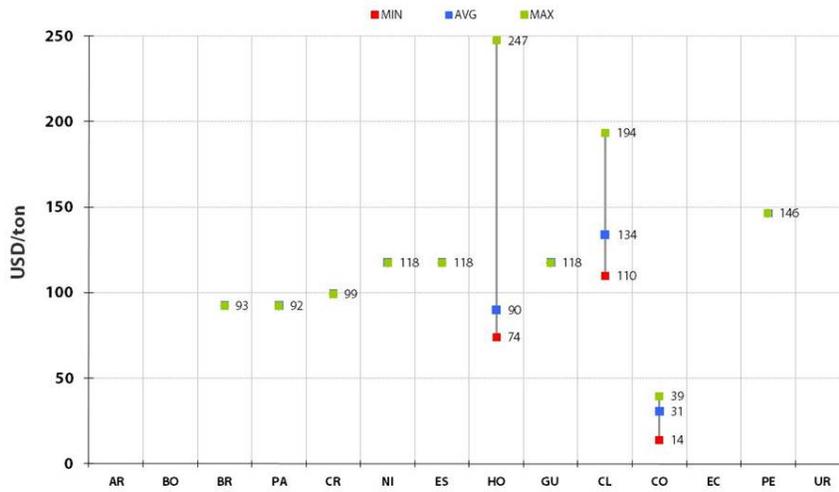
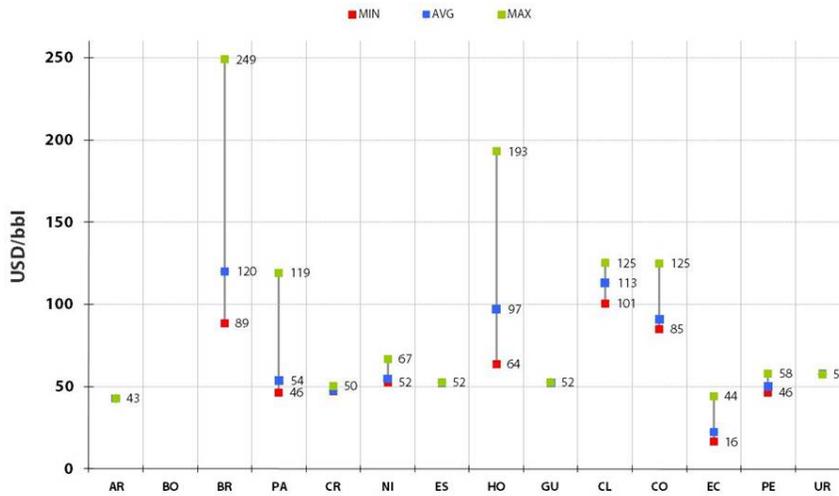


Figura 4.9 – Rango de precios para el carbón



**Figura 4.10 – Rango de precios para el óleo combustible**

Se observa que los precios de un mismo combustible varían entre diferentes países y hasta en el mismo país. En el capítulo de los estudios de interconexión se discuten los ajustes hechos en estos precios para representar de manera coherente los intercambios entre países con fuerte componente termoelectrica.

### 4.3 Datos de la red de transmisión

Así como los datos de generación, la red de transmisión de cada país se puede representar de manera detallada, a través de un modelo de flujo de potencia lineal (“flujo DC”). Las figuras a continuación muestran las pantallas de la base de datos del SDDP que representan las barras y los circuitos de la red. Alternativamente, se puede utilizar un modelo más simplificado de la red, donde se representa la “capacidad de transferencia” de energía entre regiones y/o países.

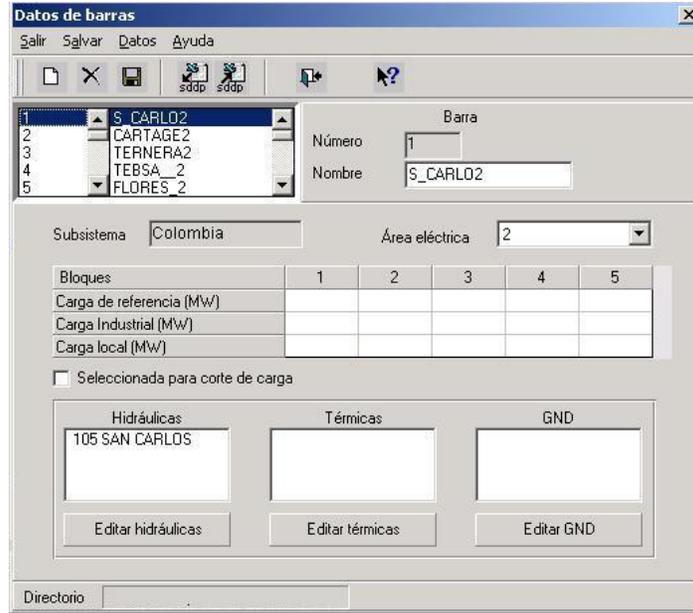


Figura 4.11 – Ejemplo de datos de la red de transmisión: barras

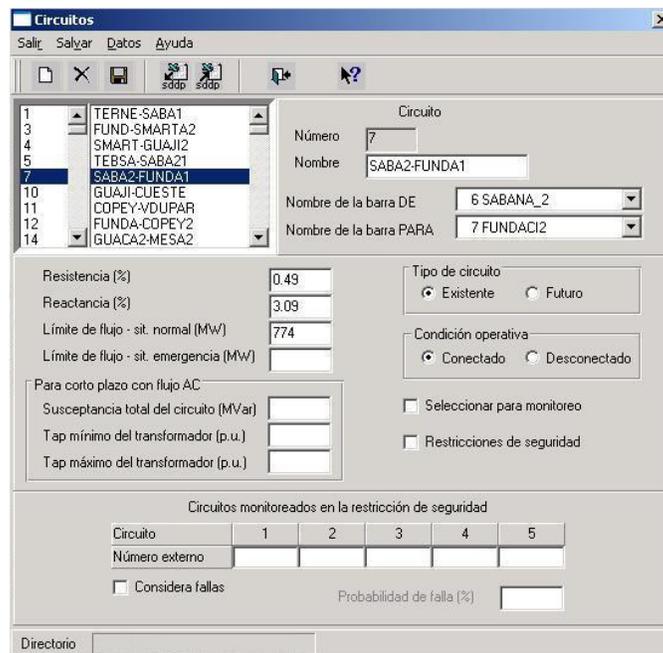


Figura 4.12 – Ejemplo de datos de la red de transmisión: circuitos

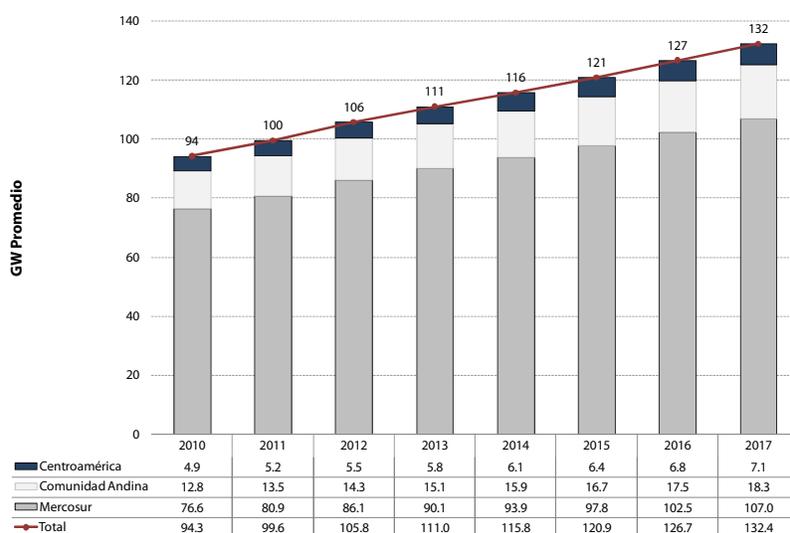
## 5 ESCENARIO DE REFERENCIA

A partir de la base de datos presentada en el capítulo anterior, de informaciones adicionales enviadas por los representantes de cada país, y de discusiones con los mismos, se ha preparado un *escenario de referencia* para los años 2010 hasta 2017. Este escenario se compone de proyecciones de demanda y de cronogramas de entrada de nueva generación para cada país. Como mencionado en el capítulo 1, la identificación de las oportunidades de interconexión y el cálculo de los beneficios potenciales de las mismas se harán con base a este escenario de referencia. Se presenta a continuación los principales parámetros del mismo.

### 5.1 Proyección de demanda

#### 5.1.1 Evolución de la demanda total por región

La figura a continuación muestra la evolución de la demanda promedio anual total (en GW promedio) para cada región.



**Figura 5.1 – Demanda promedio anual por región y total**

Se observa que la demanda total pasa de 94.3 GW promedio en el 2010 para 132.4 GW promedio en el 2017, lo que corresponde a una tasa promedio anual de 5 %. En esta contabilización no fue incluida Venezuela en la Comunidad Andina. Evolución de la demanda total – Centroamérica

Las figuras a seguir muestran la evolución de las demandas en GW promedio por país.

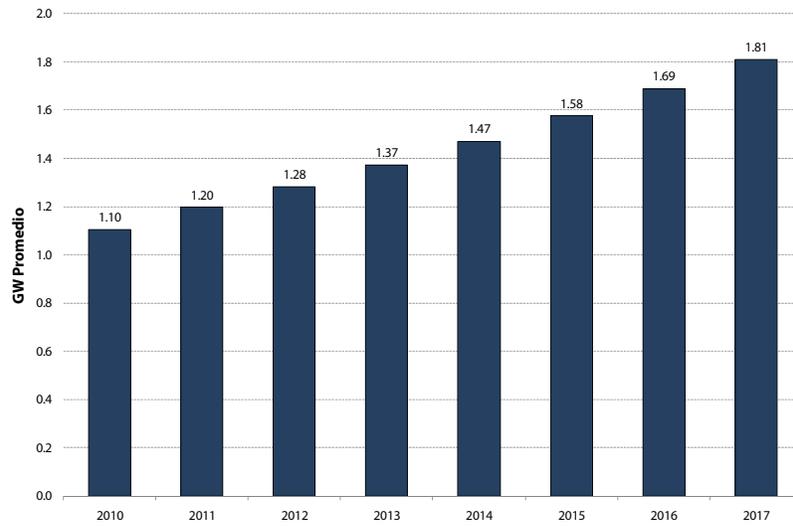


Figura 5.2 – Demanda promedio anual Costa Rica

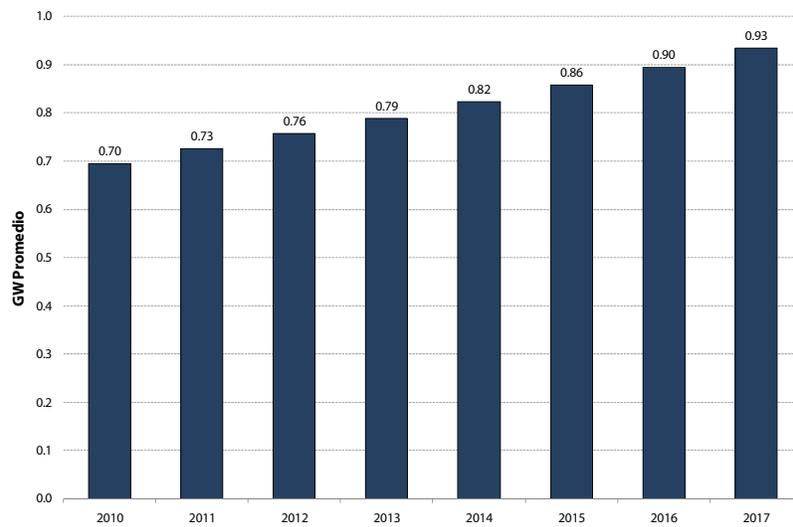


Figura 5.3 – Demanda promedio anual El Salvador

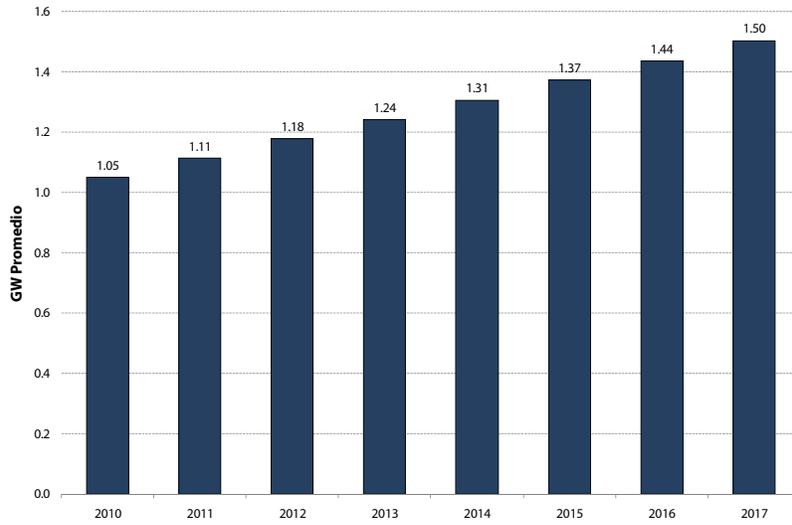


Figura 5.4 – Demanda promedio anual Guatemala

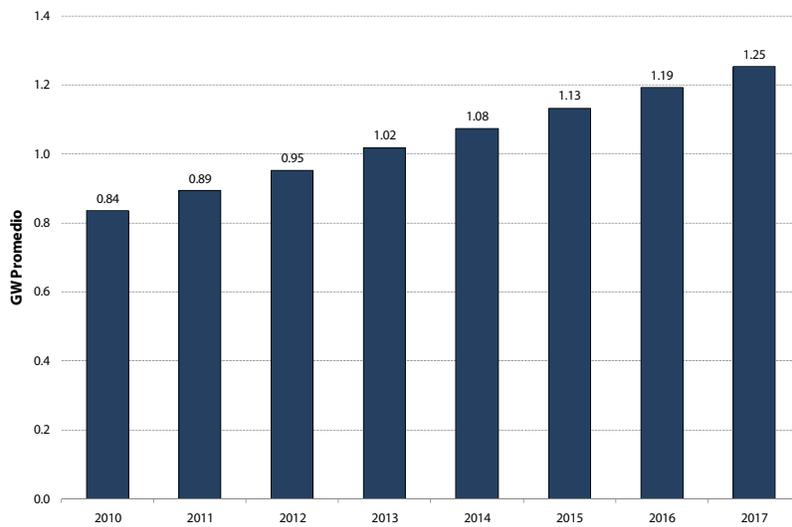
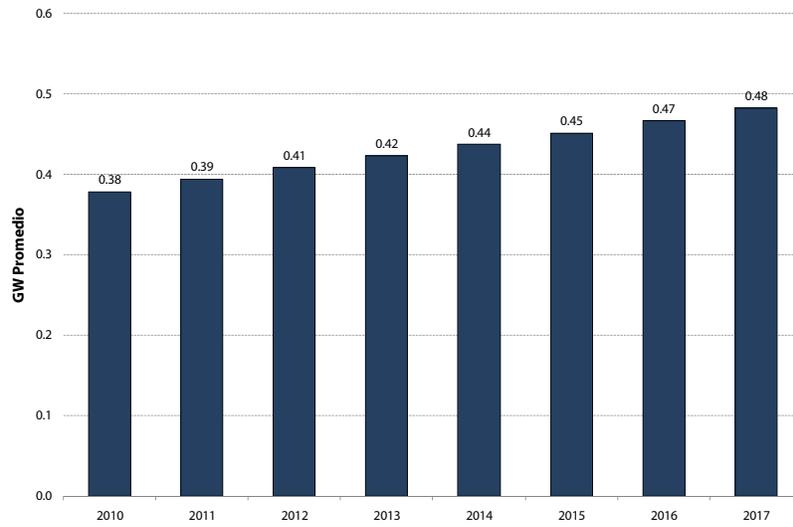
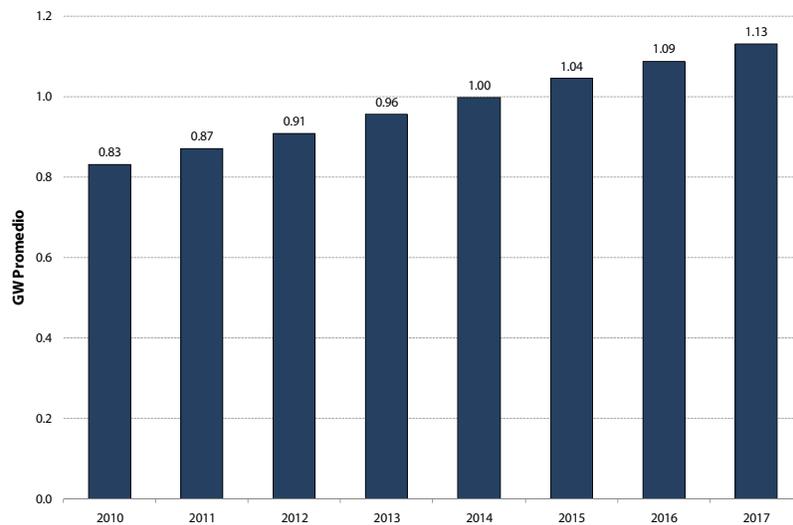


Figura 5.5 – Demanda promedio anual Honduras



**Figura 5.6 – Demanda promedio anual Nicaragua**



**Figura 5.7 – Demanda promedio anual Panamá**

#### 5.1.1.1 Evolución de la demanda total – Comunidad Andina

Las figuras a seguir muestran la evolución de las demandas en GW promedio por país integrante de la Comunidad Andina, a excepción de Venezuela para la cual no se dispone de datos oficiales.

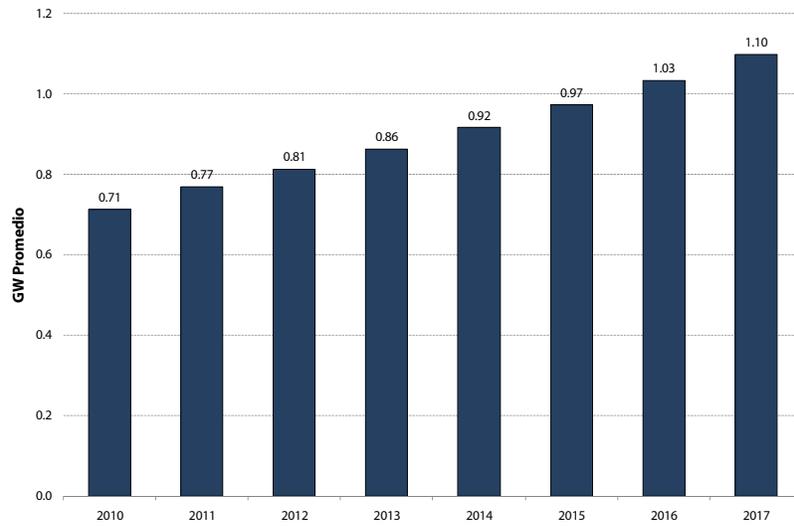


Figura 5.8 – Demanda promedio anual Bolivia

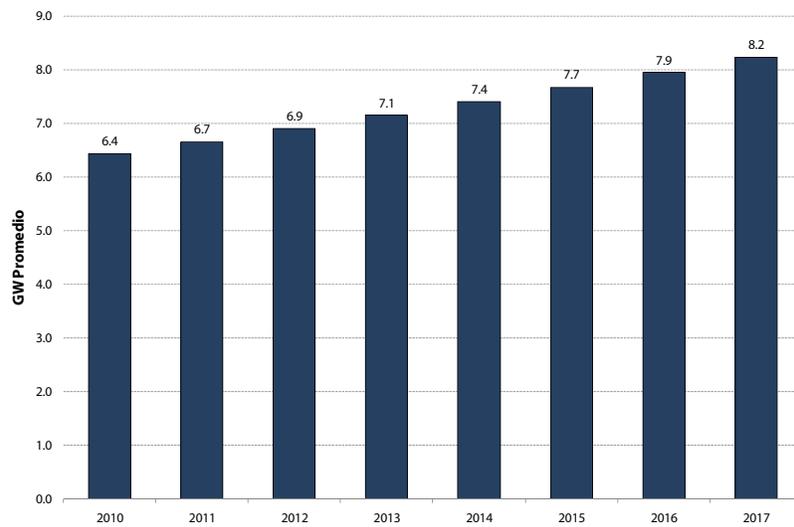
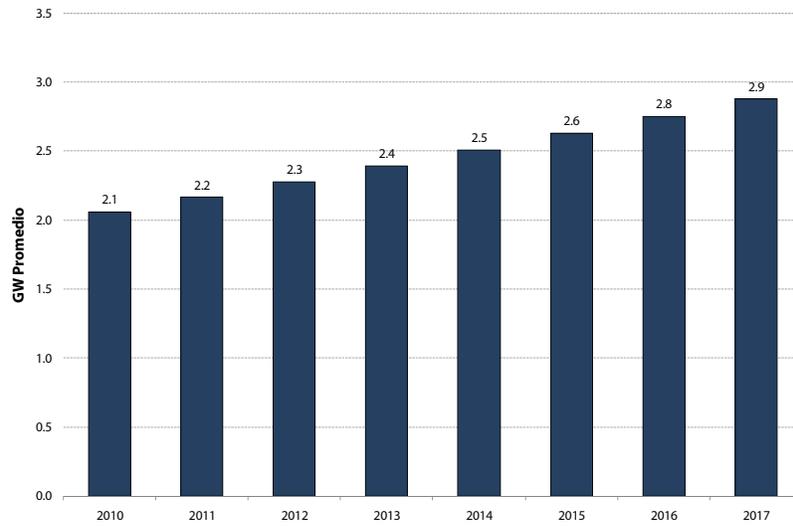
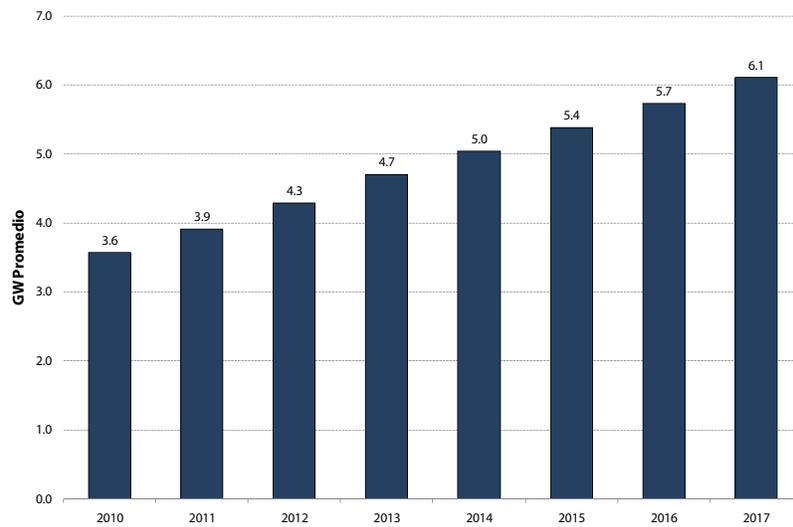


Figura 5.9 – Demanda promedio anual Colombia



**Figura 5.10 – Demanda promedio anual Ecuador**



**Figura 5.11 – Demanda promedio anual Perú**

### 5.1.1.2 Evolución de la demanda total – Mercosur

Las figuras a seguir muestran la evolución de las demandas en GW promedio para los países del Mercosur.

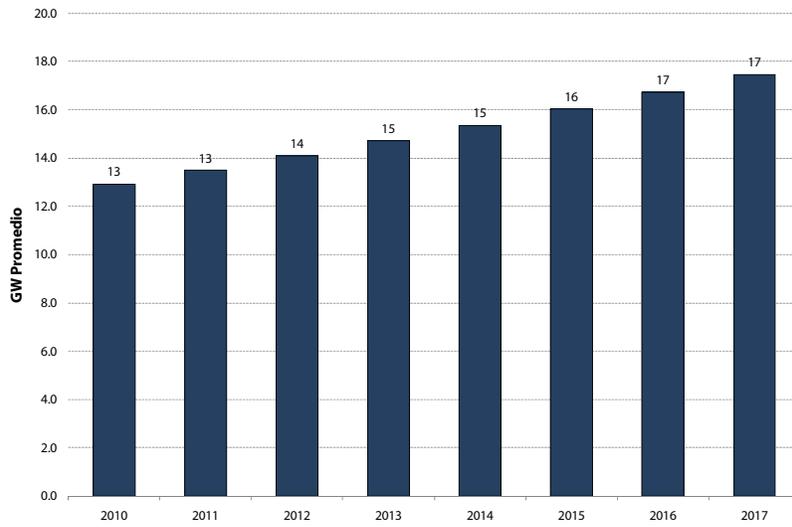


Figura 5.12 – Demanda promedio anual Argentina

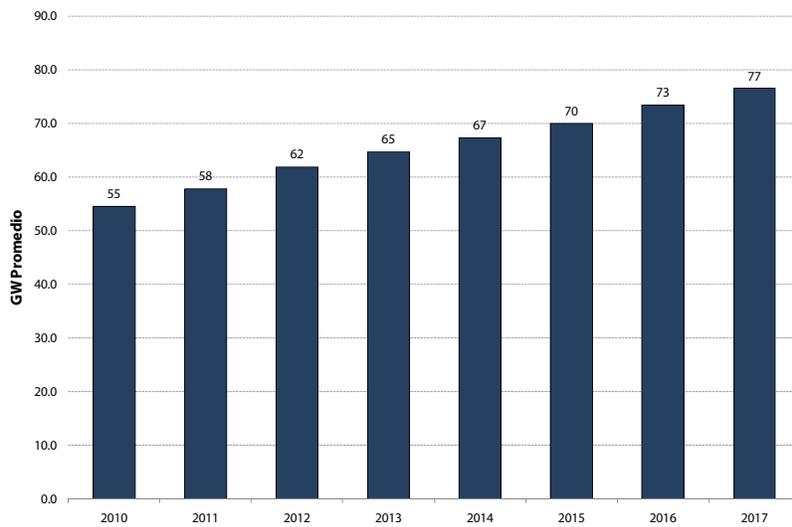


Figura 5.13 – Demanda promedio anual Brasil

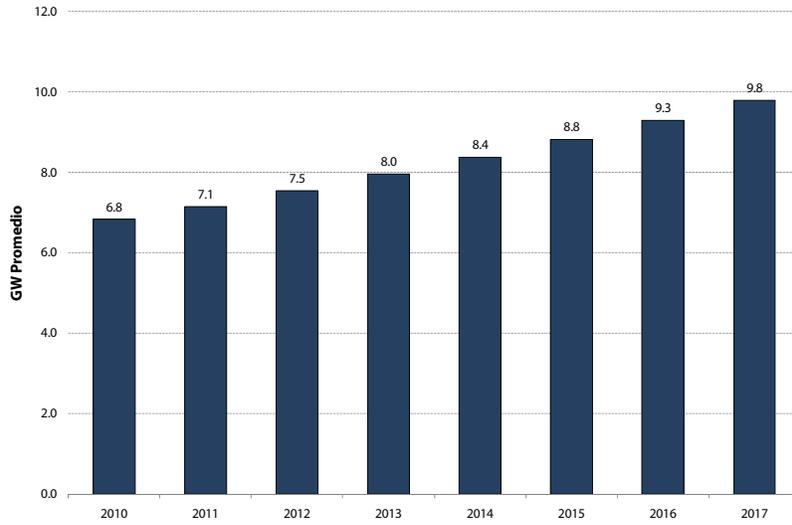


Figura 5.14 – Demanda promedio anual Chile

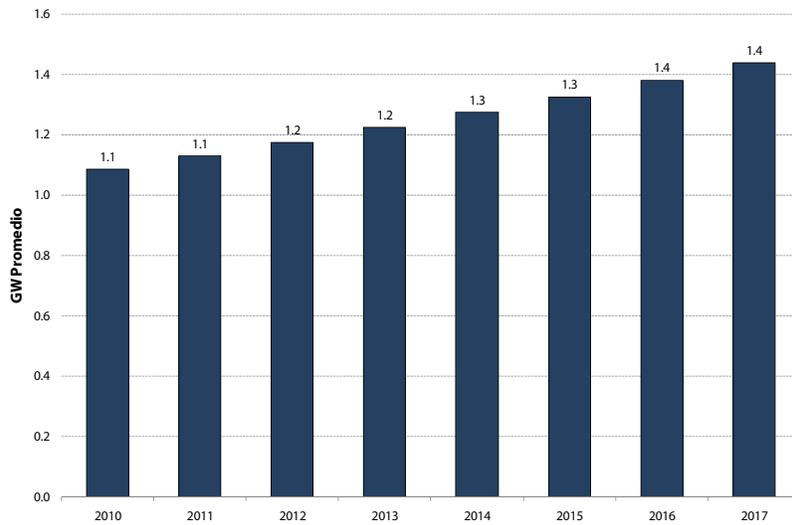


Figura 5.15 – Demanda promedio anual Paraguay

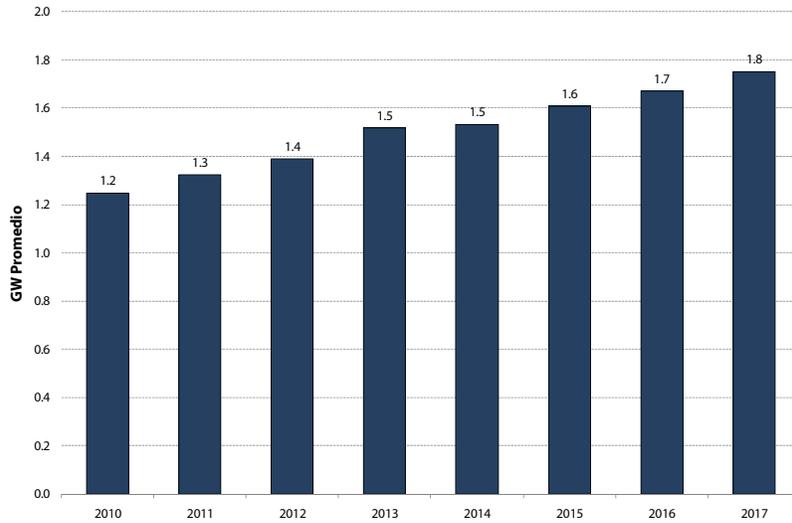


Figura 5.16 – Demanda promedio anual Uruguay

### 5.1.2 Tasas de crecimiento de corto, mediano y largo plazo

A continuación se presentan las tasas de crecimiento de la demanda para los países de Centroamérica, calculadas de la siguiente manera: (i) *corto plazo*: crecimiento de la demanda del 2009 para 2010; (ii) *mediano plazo*: crecimiento de la demanda del 2011 hasta el 2013; y (iii) *largo plazo*: crecimiento de la demanda del 2014 hasta el 2017.

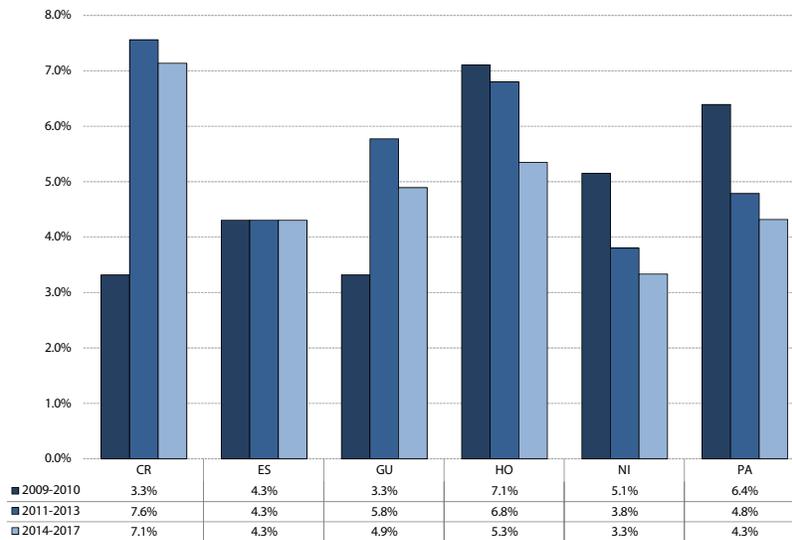
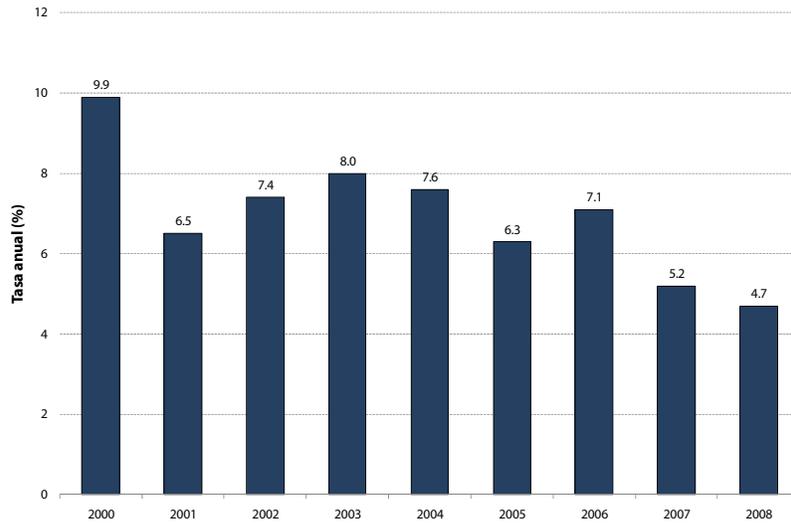


Figura 5.17 – Centroamérica: tasas de crecimiento de la demanda

De inicio, se observa que los valores informados para el corto plazo (2009-2010) no parecen estar afectados por la crisis financiera mundial.

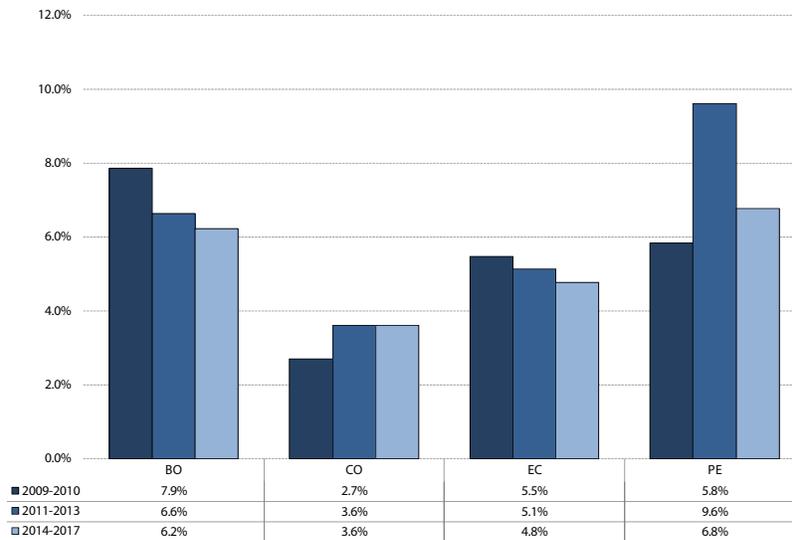
Se observa además una fuerte variación en las tasas de crecimiento de los países. En el periodo 2009 – 2010, por ejemplo, la tasa de Costa Rica fue 3.3%, mientras Honduras presentó una tasa de 7.1%. Es posible que esta variación se deba a las características del sistema hondureño pues, como muestra el cuadro a continuación, el país presenta tasas históricas de crecimiento bastante altas.



**Figura 5.18 – Histórico de demanda Honduras (fuente ENEE)**

Para el mediano y largo plazo, se observan valores que están de acuerdo con lo que se ha utilizado para estudios anteriores de planificación de la operación y de la expansión de la oferta.

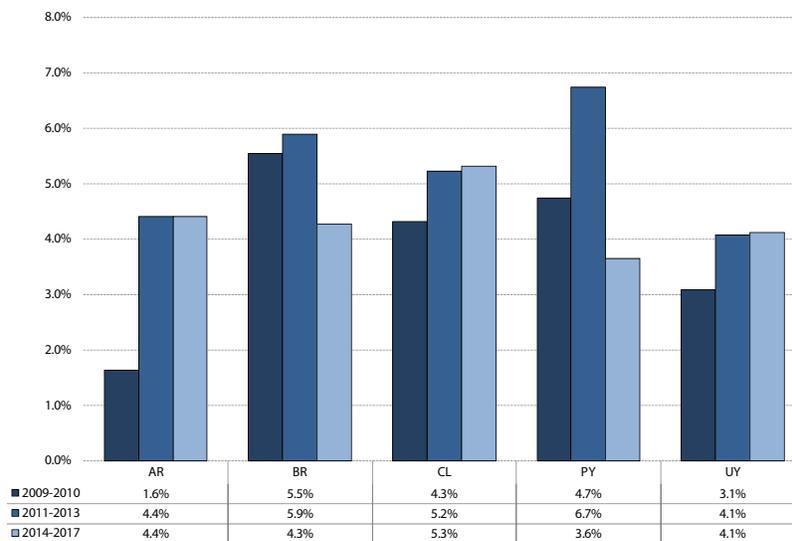
A su vez, la figura 5.19 muestra las tasas de crecimiento de la demanda para la Comunidad Andina.



**Figura 5.19 – Comunidad Andina: tasas de crecimiento de la demanda**

De manera análoga a de Centroamérica, las tasas de crecimiento de corto plazo no parecen afectadas por la crisis mundial. La excepción es Colombia, con una tasa de 2.7%. Para el mediano y largo plazo, se observa que Perú presenta tasas anuales de crecimiento alrededor de 10%. Así como en caso de Honduras, esta tasa elevada es compatible con el histórico del país.

Finalmente, la figura 5.20 muestra las tasas para los países del Mercosur.

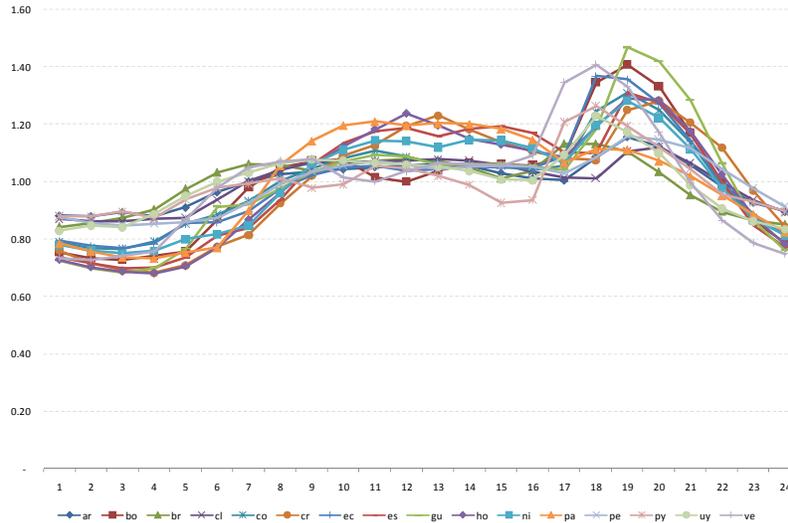


**Figura 5.20 – Mercosur: tasas de crecimiento de la demanda**

Los mismos comentarios anteriores sobre el impacto aparentemente reducido de la crisis mundial en las tasas de crecimiento se aplican al Mercosur; la excepción es Argentina que presenta tasa de 1.6%. Para el mediano y largo plazo, las tasas son compatibles con el crecimiento histórico de los países.

### 5.1.3 Representación de los escalones de demanda

La figura a continuación la variación horaria de la demanda para un día laboral típico en cada uno de los países (por facilidad de presentación, los valores se presentan como variaciones con respecto a la respectiva demanda promedio y con los horarios locales, esto es, sin el efecto del huso horario

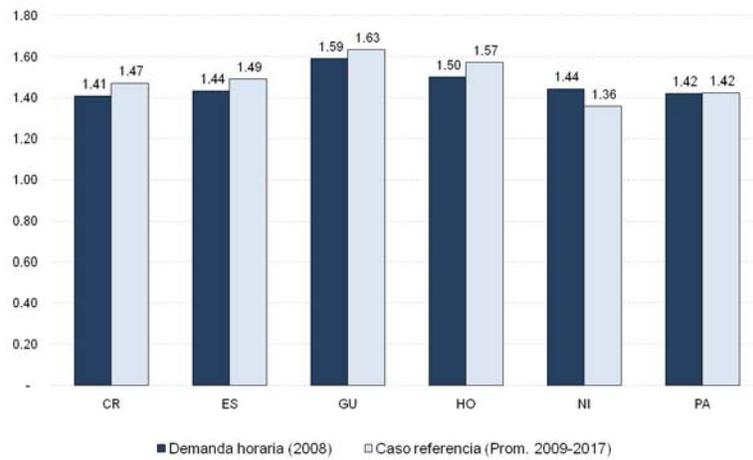


**Figura 5.21 – Curva de carga típica diaria**

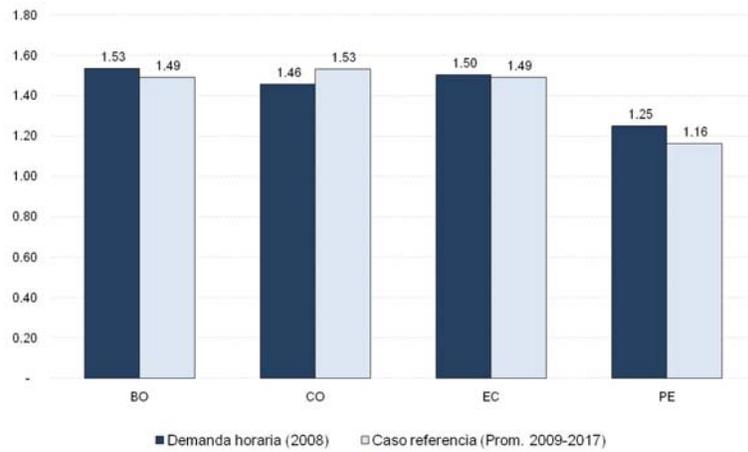
Por razones obvias, los estudios de interconexión requieren que el intercambio de energía tome en cuenta la variación espacial de demanda. Para esto, se utiliza el mismo padrón para las curvas de demanda mensual de cada país (mismo número de escalones y misma duración de cada escalón). Esto requiere un ajuste de las curvas de demanda informadas por cada país. Este ajuste se hizo de manera a preservar la demanda promedio mensual (MWh) y la demanda máxima mensual (MW).

Las figuras 5.22, 5.23 y 5.24 comparan el factor de carga observado en los datos horarios con el factor de carga<sup>20</sup> que resulta del ajuste de las demanda para un padrón común de cinco escalones con la misma duración. Se observa que los resultados son adecuados para los requerimientos de los estudios de intercambio.

<sup>20</sup> El factor de carga es la razón entre la demanda máxima horaria (MW) y la demanda anual (MW promedio).



**Figura 5.22 – Centroamérica: factores de carga**



**Figura 5.23 – Comunidad Andina: factores de carga**

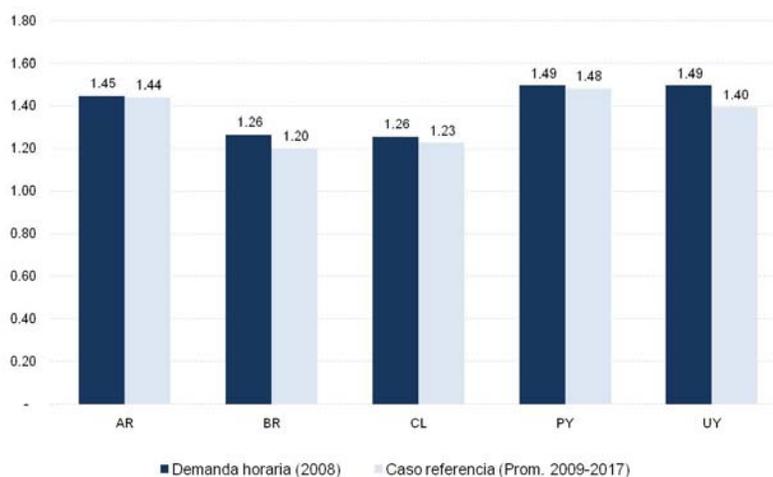


Figura 5.24 – Mercosur: factores de carga

## 5.2 Planes de expansión de la generación

### 5.2.1 Balances de potencia firme y energía firme

Como mencionado, se ha preparado un cronograma de entrada de nueva capacidad de generación en cada país para el periodo 2010-2017. Si la base de generación de los países de la región fuese termoeléctrica, una manera sencilla de representar este cronograma sería a través de la capacidad total disponible (esto es, substrayendo las tasas de mantenimiento y de salida forzada). Sin embargo, esta representación sencilla representa el efecto de las restricciones en la disponibilidad de combustible, es posible que la planta esté disponible pero no pueda producir en su capacidad máxima por falta de combustible. Por lo tanto, se decidió calcular la *potencia firme anual*, que es la máxima demanda de punta (en MW) que el sistema podría suministrar tomando en cuenta las restricciones de cada combustible y la existencia de plantas con múltiples combustible.

Esta representación de la potencia firme todavía no toma en cuenta otra característica importante de la región, que es la fuerte participación de la energía hidroeléctrica. En este caso, es importante tomar en cuenta que la producción de energía de estas plantas depende de las condiciones hidrológicas. Esta dependencia se puede representar a través del concepto de *energía firme*, que es la máxima demanda de energía (en MW promedio) que el sistema podría suministrar suponiendo que ocurre la peor sequía registrada en el histórico de caudales<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> Si la capacidad de almacenamiento de los embalses es sustancial, esta sequía más severa puede durar varios años. En el caso de Brasil, por ejemplo, esta sequía tuvo cuatro años de duración, del 1952 hasta 1955. Es interesante observar que estos años de sequía más severa no incluyen el año *individualmente* más seco, que fue 1945. Esto es, el efecto *acumulado* de varios años de secas moderadas puede ser más severo que el de un año excepcionalmente seco, pero que fue compensado por caudales favorables en los años siguientes.

Dependiendo del “mix” de generación de cada país, el factor más representativo de su capacidad de generación puede ser su potencia firme o su energía firme. Por esta razón, se han calculado ambos valores para cada país.

En el balance estructural de potencia firme, se calcula a cada año la diferencia entre la potencia firme (calculada a partir de los generadores que estarán en operación en aquel año) con la demanda máxima prevista (en MW) para el mismo año (ver Anexo A). De manera análoga, en el balance estructural de energía firme se calcula la diferencia entre la misma y la demanda promedio anual (en MW promedio) prevista (ver Anexo B). De una manera simplificada, un balance positivo indica que la oferta es adecuada para el suministro confiable de la demanda, y vice-versa: un balance negativo puede significar que el sistema está sub-ofertado<sup>22</sup>.

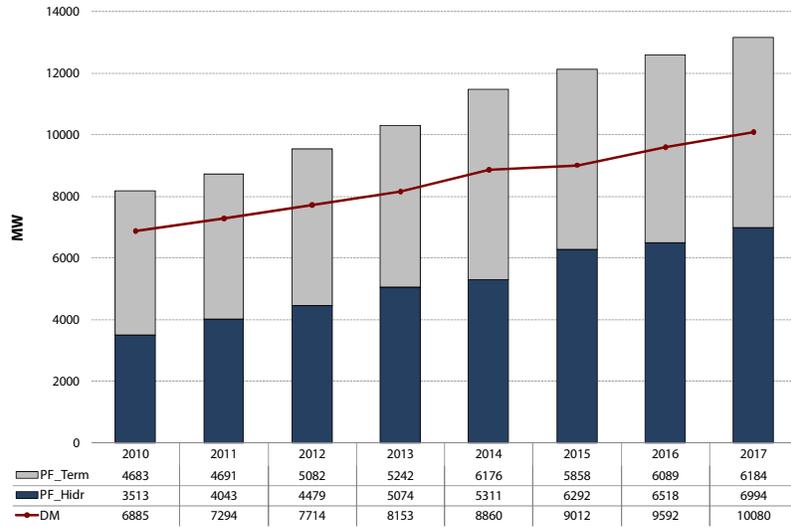
La importancia de verificar los balances en los estudios de interconexiones es que los beneficios de los intercambios podrían estar *sobrestimados* si el país tiene un balance negativo debido a algún problema en la preparación del escenario de oferta. De la misma manera, los beneficios de los intercambios podrían estar *subestimados* si el balance es demasiado positivo, esto es, si el escenario de oferta prevé la entrada de un monto de generación que puede no concretarse en la práctica.

### 5.2.2 Balances de potencia y energía firme – Centroamérica

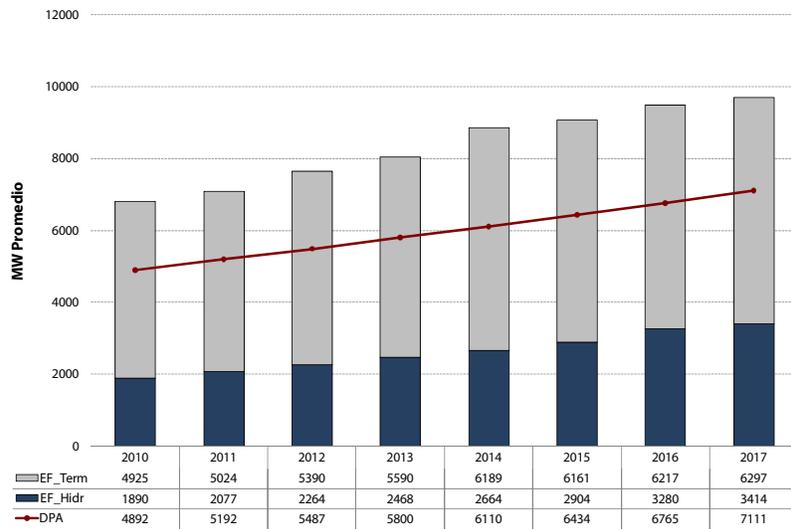
Las figuras a continuación muestran los balances regionales de potencia y energía firme, esto es, sumando las capacidades de los generadores en todos los países.

---

<sup>22</sup> Más precisamente, si la energía firme excede o es igual a la demanda promedio, esto significa que el suministro de energía está asegurado aún que ocurra la sequía más severa del histórico. A su vez, si la energía firme es inferior a la demanda promedio, esto *no significa* que es cierto que va ocurrir un racionamiento, sólo que habría un racionamiento caso ocurra la peor sequía del histórico. En otras palabras, todavía puede ser posible suministrar la demanda caso ocurra la segunda peor sequía, o la tercera, e así por adelante. En contraste, un balance de potencia firme negativo señala que es cierto que va ocurrir un problema de suministro por lo menos en la hora de demanda máxima.



**Figura 5.25 – Centroamérica: potencia firme × demanda máxima (MW)**



**Figura 5.26 – Centroamérica: energía firme × demanda promedio (MW promedio)**

Se observa que ambos balances son bastante positivos, lo que podría señalar una sobrecapacidad. Sin embargo, se observa que el balance regional es “optimista”, pues no toma en cuenta los límites de intercambio. Se presentan a continuación los balances separados para cada país.

### 5.2.2.1 Costa Rica

Las figuras a continuación presentan los balances de potencia firme y energía firme para el sistema Costarricense. Se observa que ambos balances están equilibrados, esto es, son positivos pero no hay excesos sustanciales.

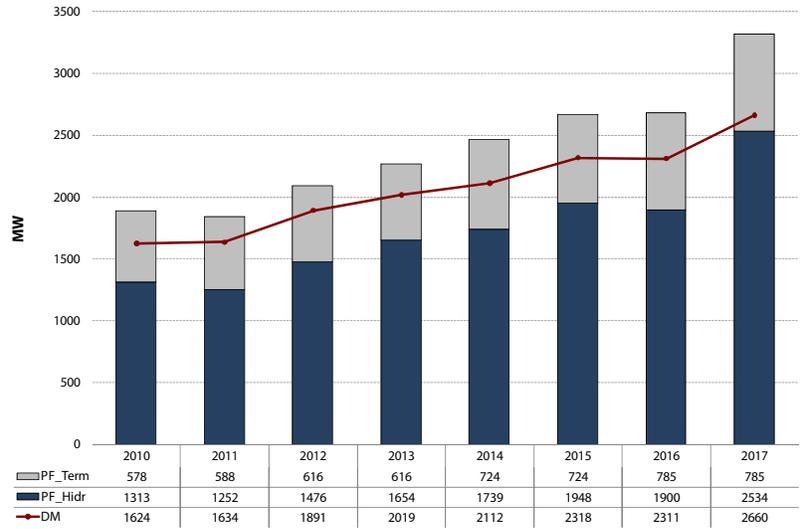


Figura 5.27 – Costa Rica: potencia firme × demanda máxima (MW)

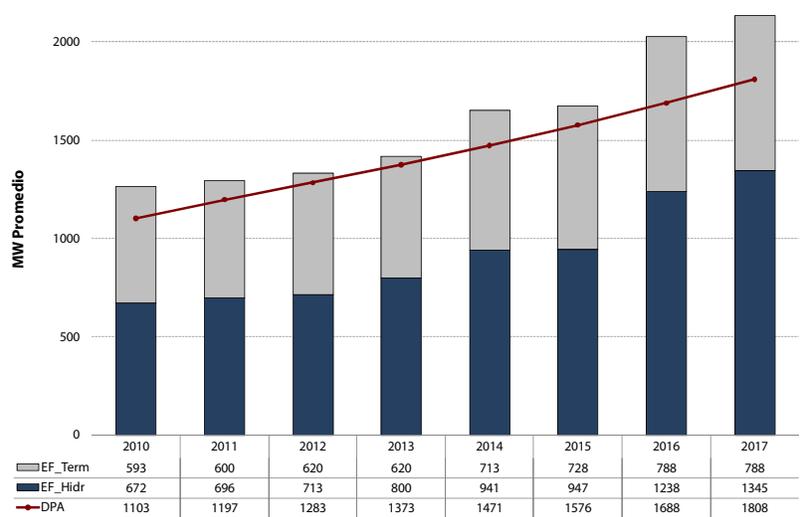


Figura 5.28 – Costa Rica: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio)

### 5.2.2.2 El Salvador

Los balances de potencia y energía firme del sistema Salvadoreño se presentan a continuación.

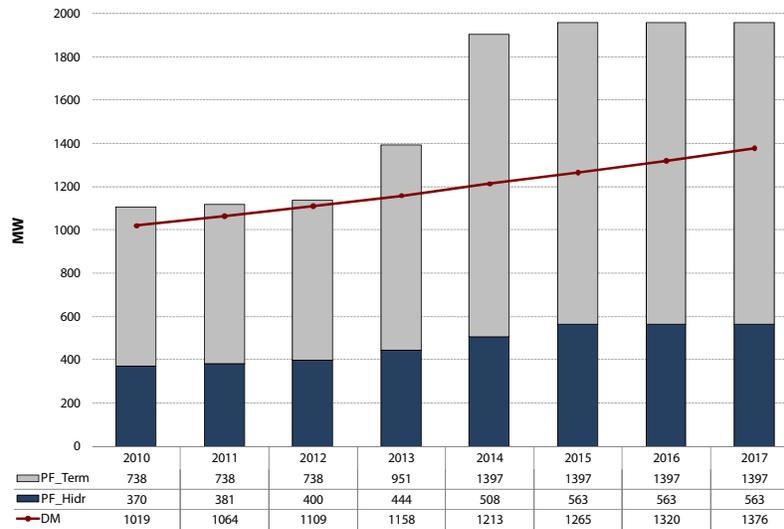


Figura 5.29 – El Salvador: potencia firme x demanda máxima (MW)

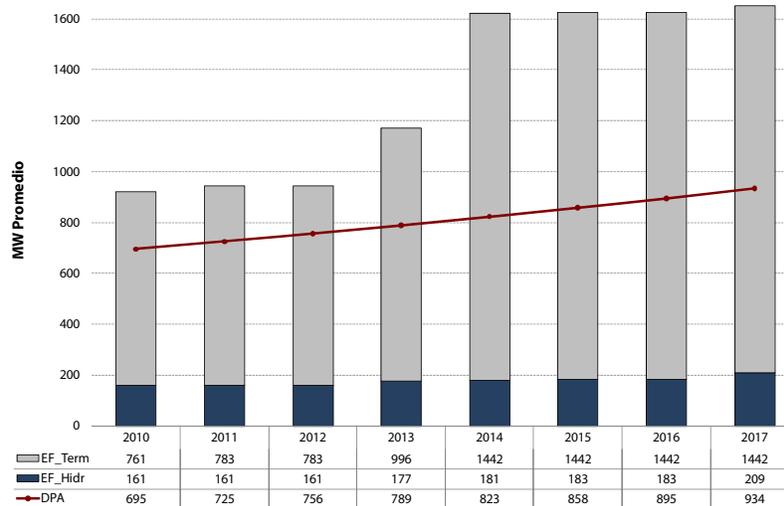


Figura 5.30 – El Salvador: energía firme x demanda promedio anual (MW promedio)

Se observa que a partir del 2013-2014 el sistema pasa de un balance de potencia firme “apretado” para una situación de exceso. Esto se debe a entrada en operación, a partir de 2013, de los proyectos térmicos de porte regional AES Fonseca (250 MW) y Cutuco (500 MW).

La viabilidad económica de estos proyectos regionales puede depender de la existencia de un balance “apretado” o hasta negativo en los países vecinos, Guatemala y Honduras. Sin embargo, como se muestra a continuación, el balance de Guatemala está siempre positivo y el de Honduras presenta pequeños desbalances por un par de años.

### 5.2.2.3 Guatemala

El incremento de la oferta para el sistema Guatemalteco resulta de centrales térmicas (300 MW en el 2012) y hidroeléctricas (300 MW, principalmente en el 2015).

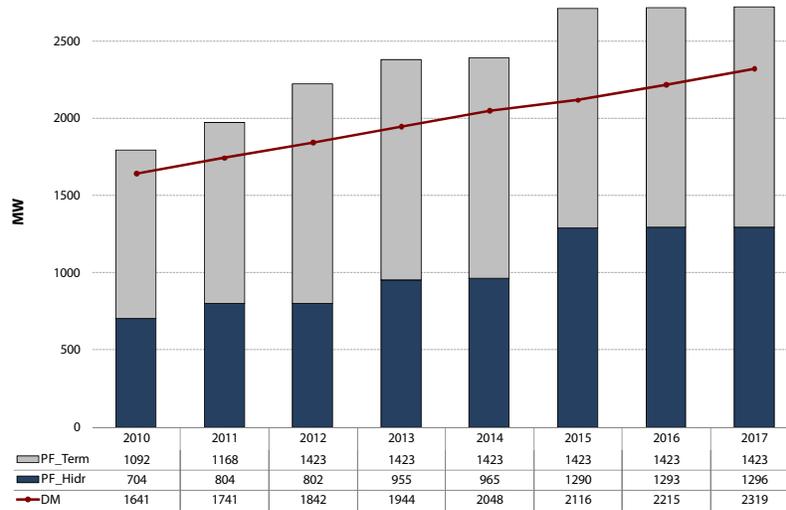


Figura 5.31 – Guatemala: potencia firme x demanda máxima (MW)

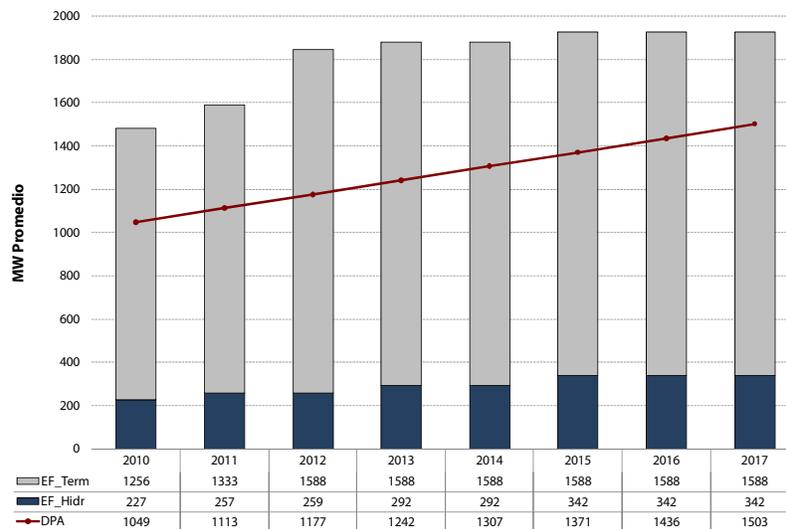


Figura 5.32 – Guatemala: energía firme x demanda promedio anual (MW promedio)

### 5.2.2.4 Honduras

Las figuras a continuación presentan los balances de potencia y energía firme de Honduras.

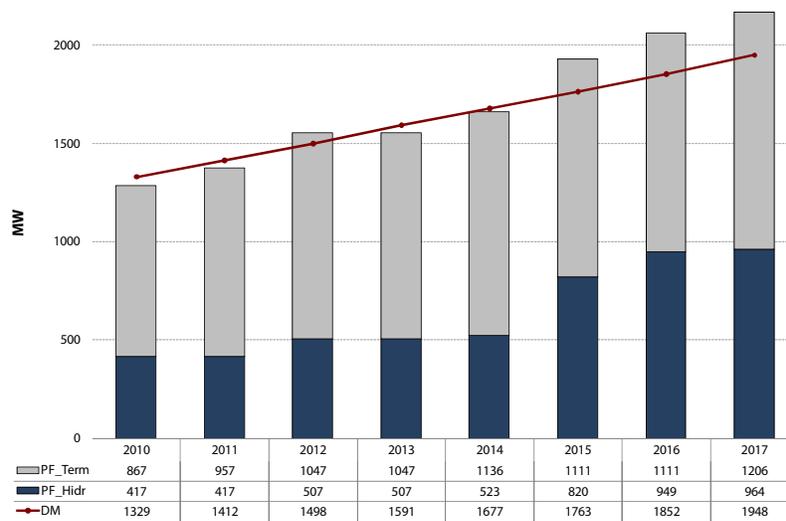


Figura 5.33 – Honduras: potencia firme x demanda máxima (MW)

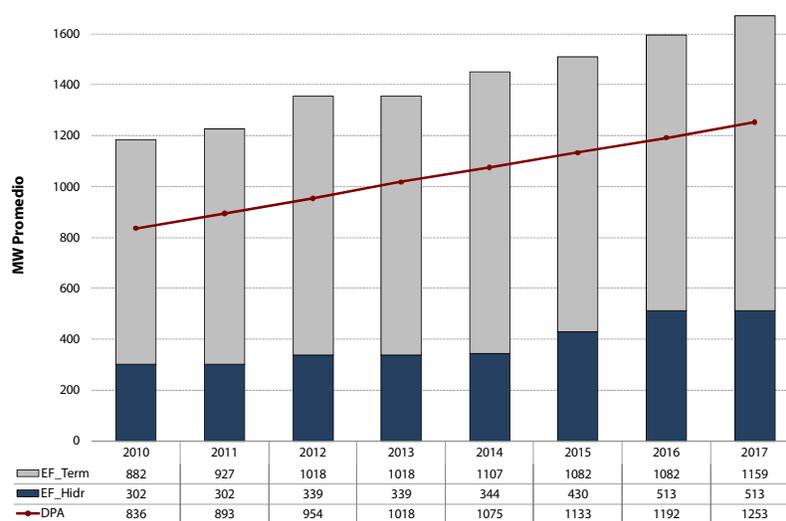


Figura 5.34 – Honduras: energía firme x demanda promedio anual (MW promedio)

Hay balances negativos de potencia firme en los años 2010-2011 (3.4%) y 2013-2014 (≈2%). Esto significa que Honduras tendrá que importar potencia a través del SIEPAC, que debe entrar en operación en el 2010. Los balances de energía firme en el mismo período son positivos. Con la entrada en operación de las plantas hidroeléctricas Patuca 3 (100 MW), Los Llanitos (98 MW) y Tornillito (160 MW), ambos balances pasan a ser positivos a partir del 2015.

#### 5.2.2.5 Nicaragua

Las figuras a continuación muestran los balances de potencia y energía firme de Nicaragua.

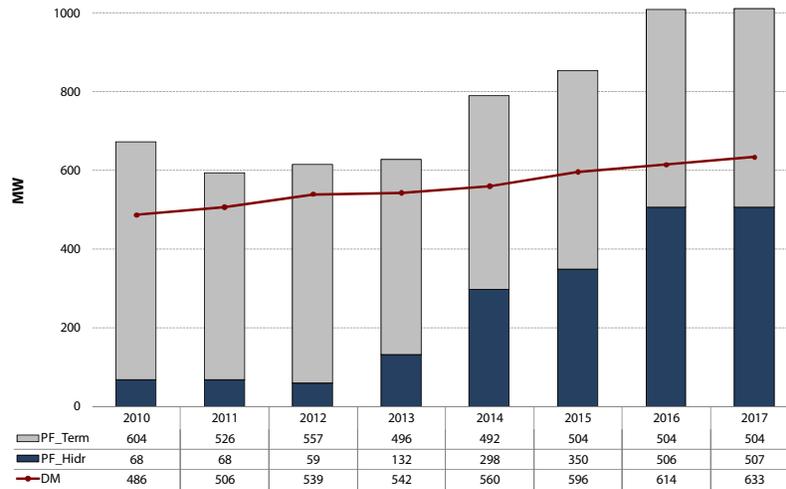


Figura 5.35 – Nicaragua: potencia firme × demanda máxima (MW)

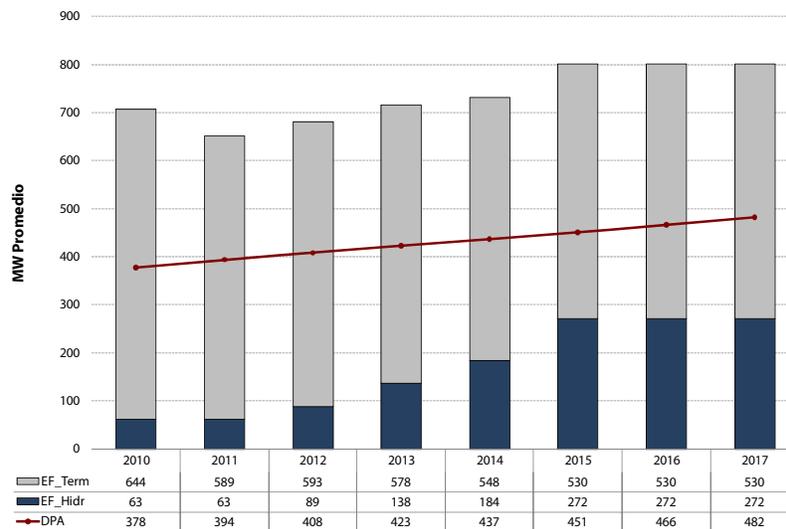
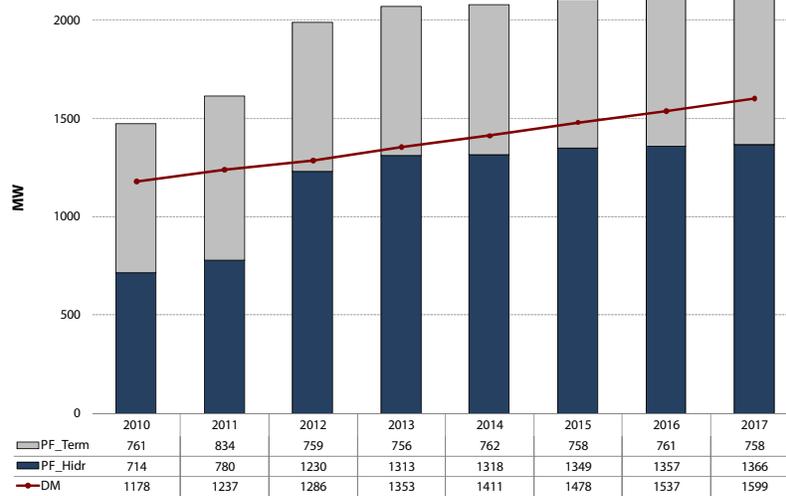


Figura 5.36 – Nicaragua: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio)

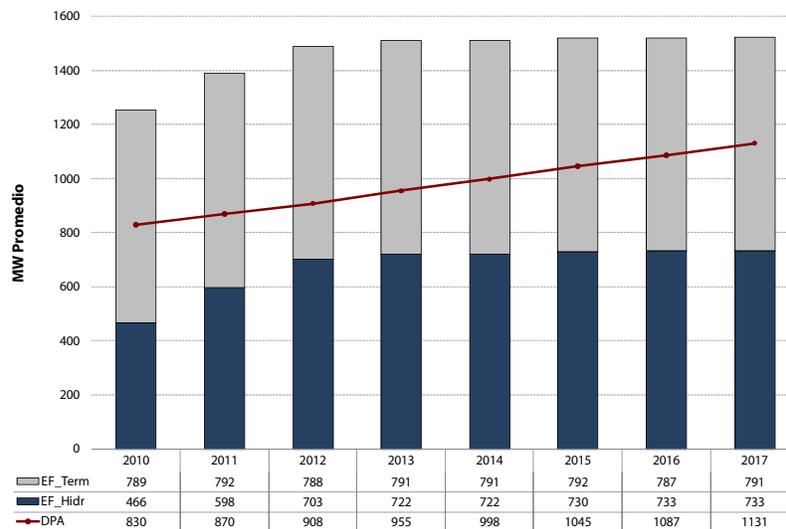
Se observa un aumento significativo de la oferta firme a partir del 2014, con la entrada sucesiva de las plantas hidroeléctricas Tumarín (160 MW), Boboke (60 MW) y Brito (270 MW). Como se muestra en los capítulos siguientes, la entrada en operación de estas plantas reduce sustancialmente la tasa de utilización de las plantas termoeléctricas, que pasan a ser una reserva de generación para el país.

#### 5.2.2.6 Panamá

Los balances de potencia y energía firme de Panamá se presentan a continuación.



**Figura 5.37 – Panamá: potencia firme × demanda máxima (MW)**



**Figura 5.38 – Panamá: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio)**

Se observa que los balances son positivos a lo largo de todo el periodo. Sin embargo, hay un aumento sustancial de la oferta a partir del año 2012, con la entrada en operación de casi 400 MW de proyectos hidroeléctricos (Chan I, Lorena, Prudencia, Pando y Monte Lirio) además de las plantas termoeléctricas Toabre (150 MW) y Panamá Green Power (100 MW).

#### 5.2.2.7 Conclusiones

Las figuras a continuación comparan los balances de potencia y energía firme de los países de la región. Para facilitar la comparación, se presentan los balances de los años 2013 y 2017.

Además, los resultados se presentan en términos de % de reserva de generación firme (diferencia entre potencia firme y demanda, dividido por la demanda; ídem para la energía firme).

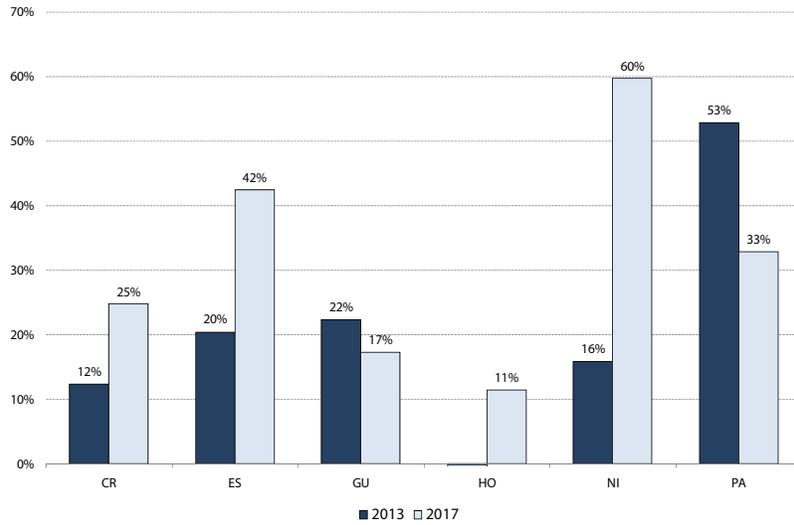


Figura 5.39 – Centroamérica: reserva de potencia firme (%)

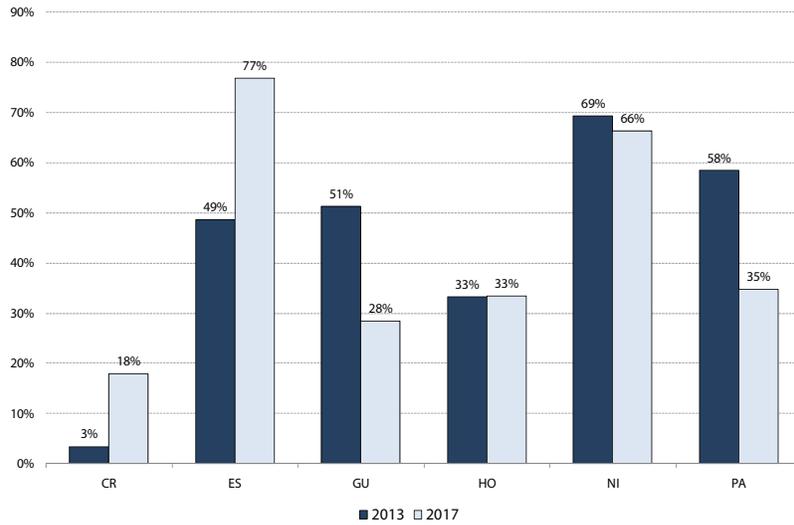


Figura 5.40 – Centroamérica: reserva de energía firme (%)

De estos balances, se concluye que todos los países planean su expansión visando la auto-suficiencia energética. Esto crea una situación de “huevo y gallina” cuando se desea analizar los beneficios de interconexiones, pues además de los llamados “intercambios de oportunidad”, que resultan en ahorros de gastos con de combustible, no hay “espacio de oferta” para el intercambio de energía firme entre los países. Este tema será profundizado en los estudios de los proyectos de interconexión.

### 5.2.3 Balances de potencia y energía firme – Comunidad Andina

#### 5.2.3.1 Bolivia

Las figuras a continuación muestran los balances de potencia y energía firme de Bolivia. Se observa un equilibrio entre el aumento de la demanda y de la oferta firme.

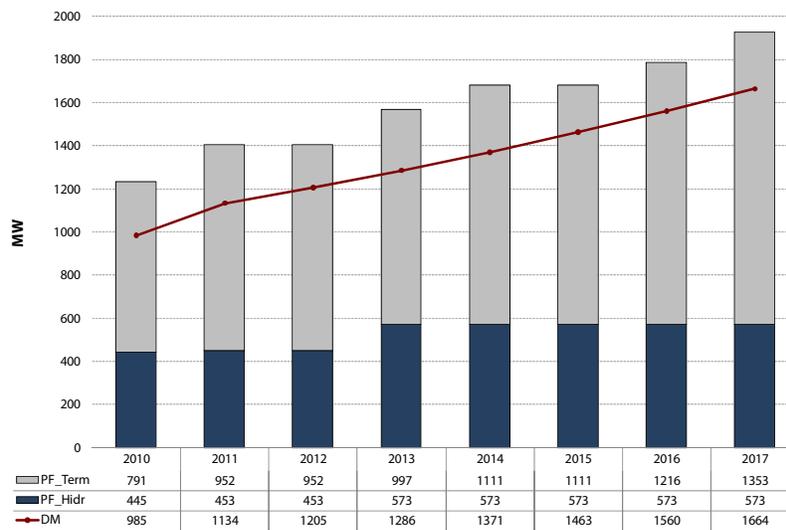


Figura 5.41 – Bolivia: potencia firme x demanda máxima (MW)

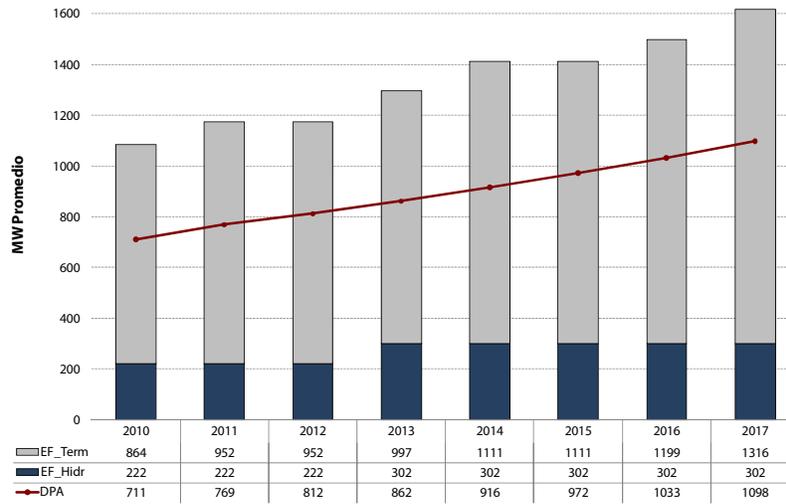


Figura 5.42 – Bolivia: energía firme x demanda promedio anual (MW promedio)

### 5.2.3.2 Colombia

Los balances de potencia y energía firme para el sistema Colombiano se presentan a seguir. Así como en el caso de Bolivia, la oferta y demanda del país está equilibrada.

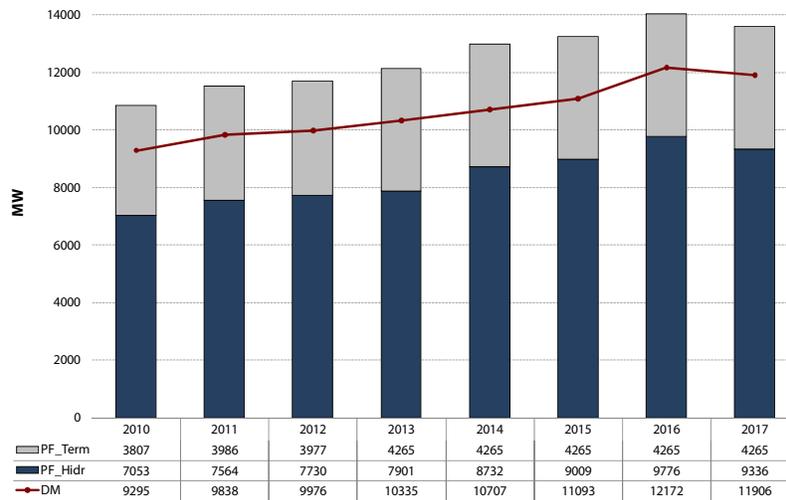


Figura 5.43 – Colombia: potencia firme x demanda máxima (MW)

Se observa que la demanda máxima del año 2017 parece ser inferior a la del año anterior. Como comentado en el inicio del capítulo, esta demanda no es la máxima anual, y si la máxima del mes donde hay la menor reserva de potencia firme.

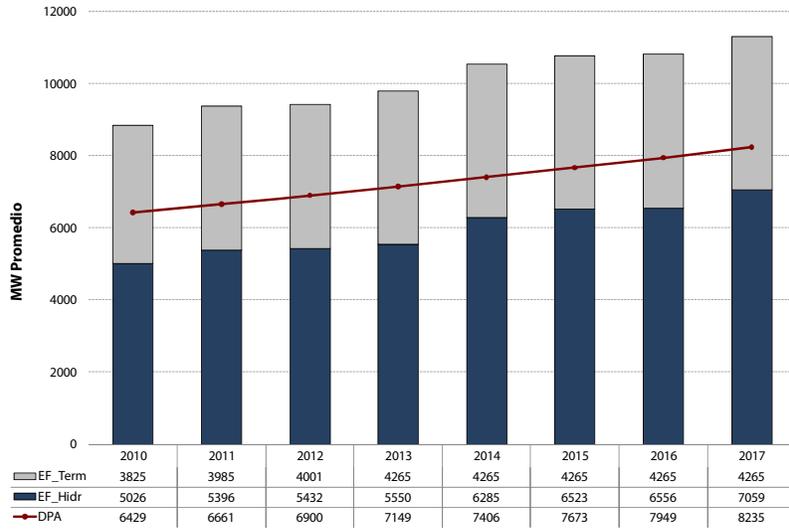


Figura 5.44 – Colombia: energía firme x demanda promedio anual (MW promedio)

### 5.2.3.3 Ecuador

Los balances para Ecuador se presentan a continuación. Se observa que el balance está “apretado” hasta el año 2014, cuando empieza una fuerte entrada de generación hidroeléctrica.

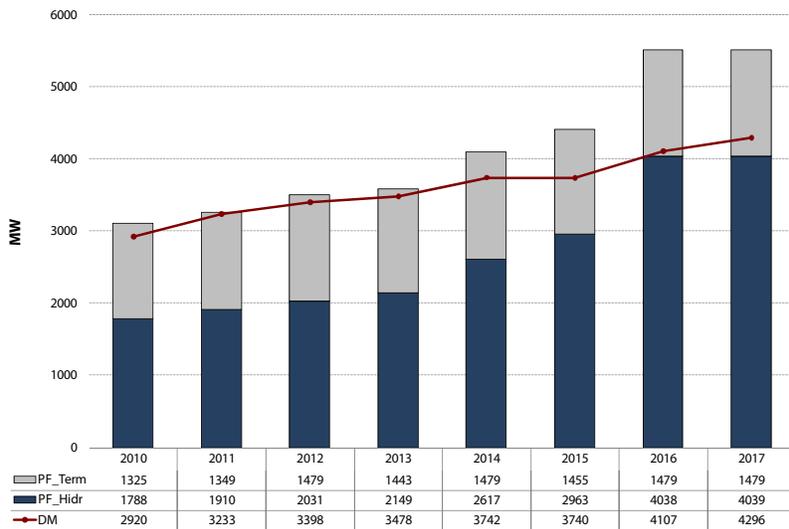


Figura 5.45 – Ecuador: potencia firme x demanda máxima (MW)

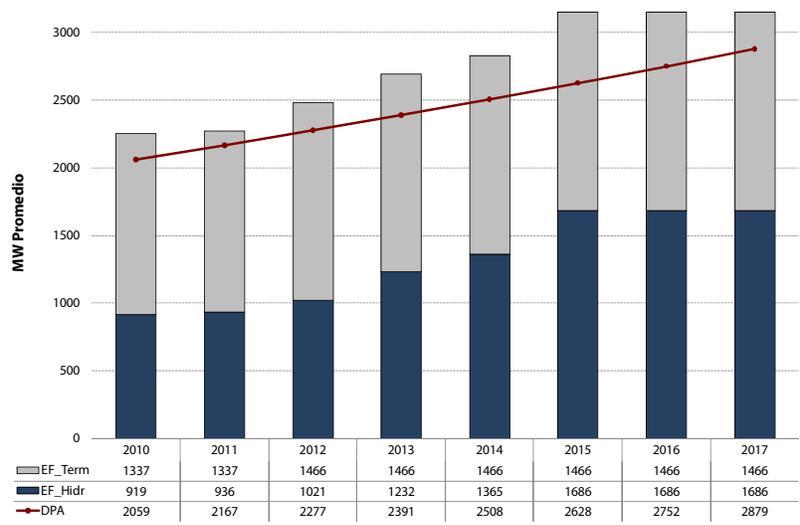


Figura 5.46 – Ecuador: energía firme x demanda promedio anual (MW promedio)

5.2.3.4 Perú

Las figuras a continuación muestran los balances para el sistema Peruano.

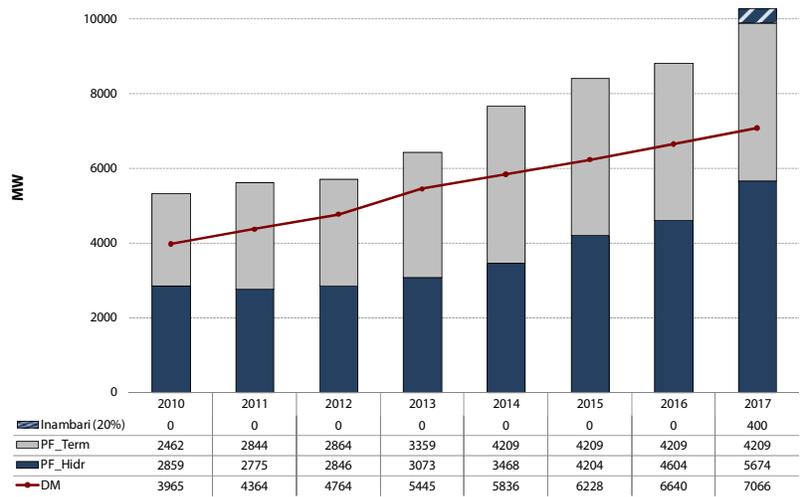
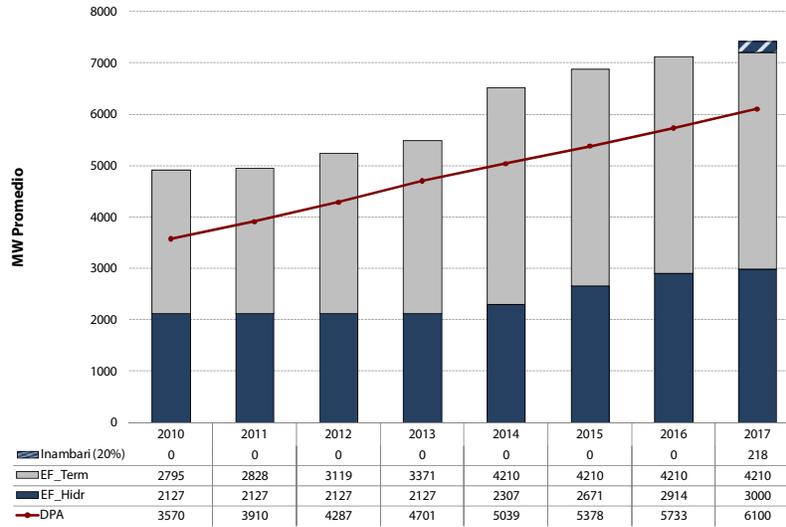


Figura 5.47 – Perú: potencia firme x demanda máxima (MW)



**Figura 5.48 – Perú: energía firme x demanda promedio anual (MW promedio)**

Se observa de inicio que hay un aumento en la entrada de la oferta a partir del año 2014. Se ve además que la planta hidroeléctrica de Inambari, en la región Amazónica del país, se representa en separado en el balance. La razón es que se está estudiando la posibilidad de que parte de la generación de esta planta se exporte a Brasil. (Esta exportación es uno de los temas del proyecto CIER 15 Fase II.)

### 5.2.3.5 Conclusiones

Así como en el caso de la región Centroamericana, las figuras a continuación comparan las reservas firmes de potencia y energía (en %) de los países de la Comunidad Andina para los años 2013 y 2017. Se observa que las expansiones de oferta son relativamente equilibradas (misma reserva a lo largo del tiempo) en cada país, mientras el monto de reserva varía bastante entre los países.

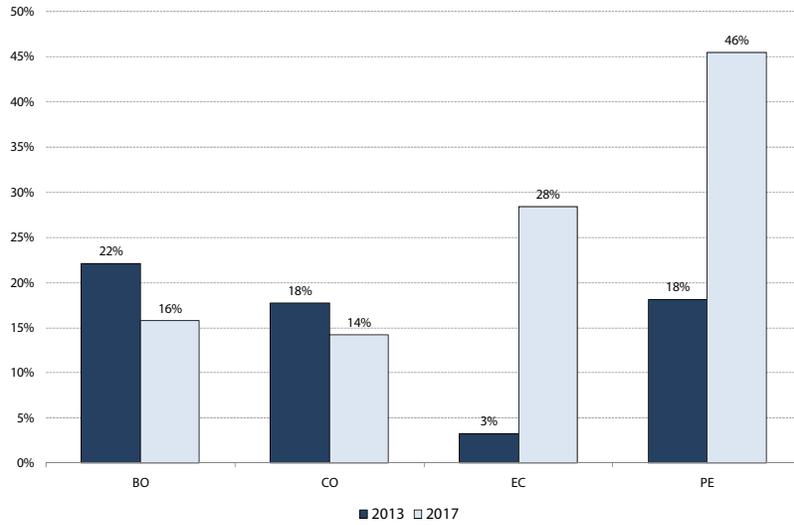


Figura 5.49 – Comunidad Andina: reserva de potencia firme (%)

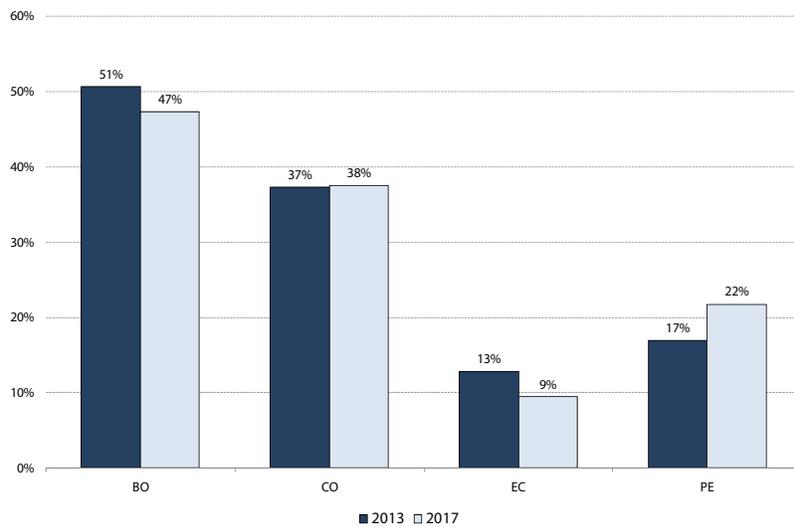


Figura 5.50 – Comunidad Andina: reserva de energía firme (%)

## 5.2.4 Balances de potencia y energía firme – Mercosur

### 5.2.4.1 Argentina

Las figuras a continuación muestran los balances para el sistema Argentino, incluyendo la planta binacional Yacyretá, con Paraguay<sup>23</sup>. Se observa que el sistema está relativamente “apre-

<sup>23</sup> La “cuota” de Yacyretá disponible para Argentina se compone de los 50% de la potencia y energía que ya pertenecen al país más la parcela de Paraguay que el mismo no utiliza para su propio consumo.

tado” hasta el año 2014, cuando empiezan refuerzos importantes de generación, y vuelve a quedarse con restricciones al final del periodo.

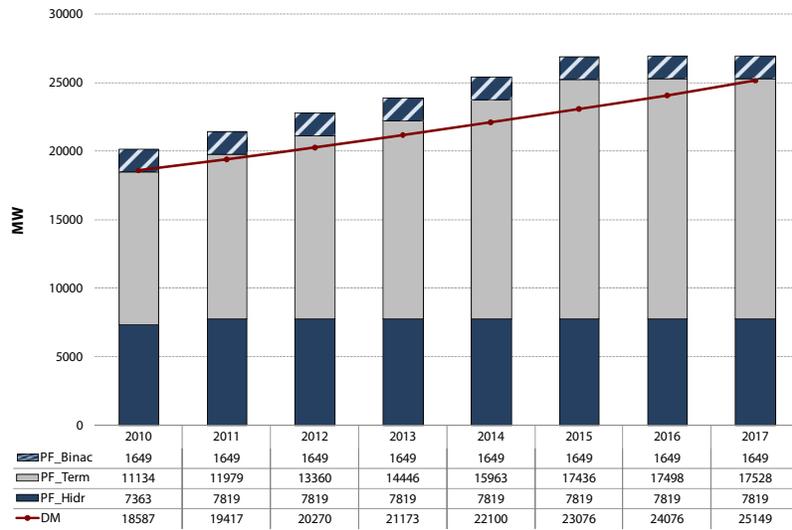


Figura 5.51 – Argentina: potencia firme × demanda máxima (MW)

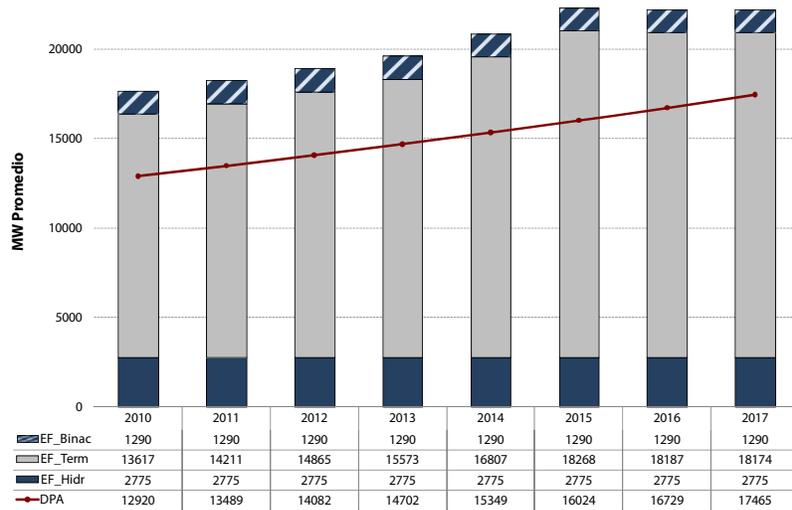


Figura 5.52 – Argentina: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio)

### 5.2.4.2 Brasil

Las figuras a continuación presentan los balances para Brasil, incluyendo la planta binacional Itaipú<sup>24</sup>, con Paraguay, y la compra de energía de la planta Inambari, de Perú. Se observa que el aumento de la oferta sigue en el mismo ritmo que el de la demanda.

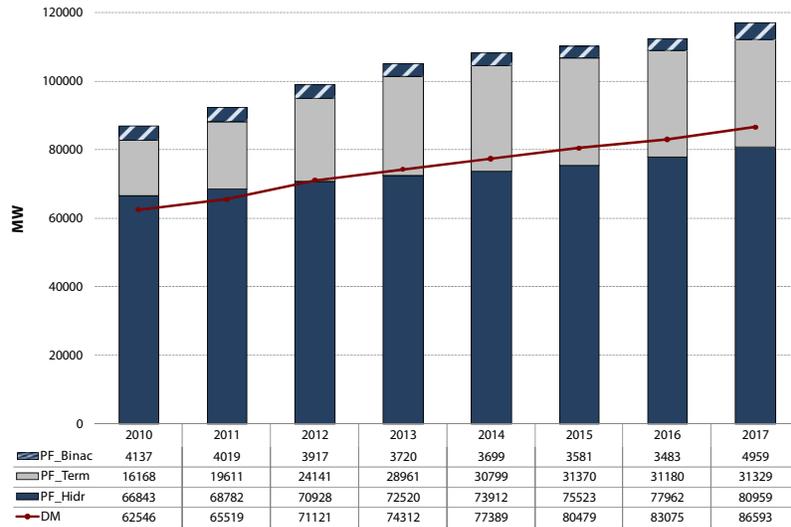


Figura 5.53 – Brasil: potencia firme x demanda máxima (MW)

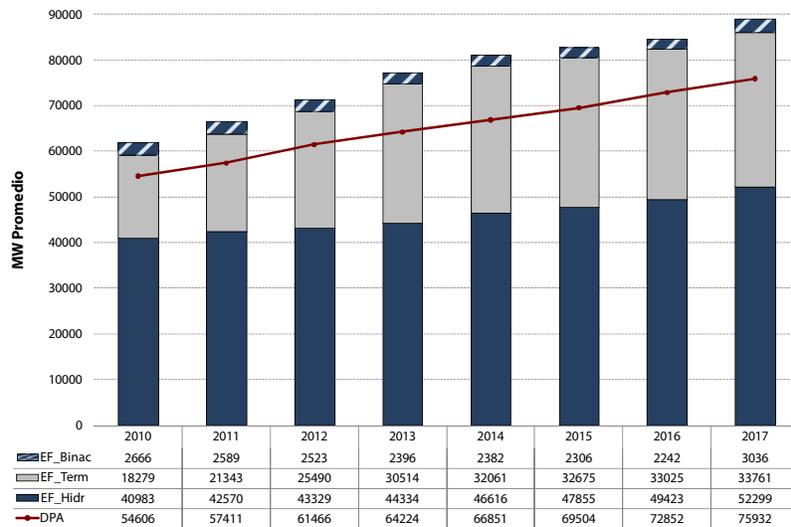
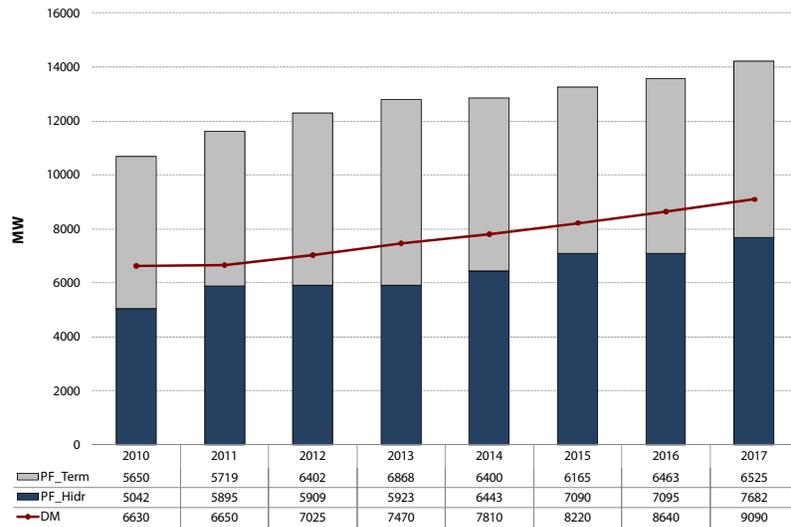


Figura 5.54 – Brasil: energía firme x demanda promedio anual (MW promedio)

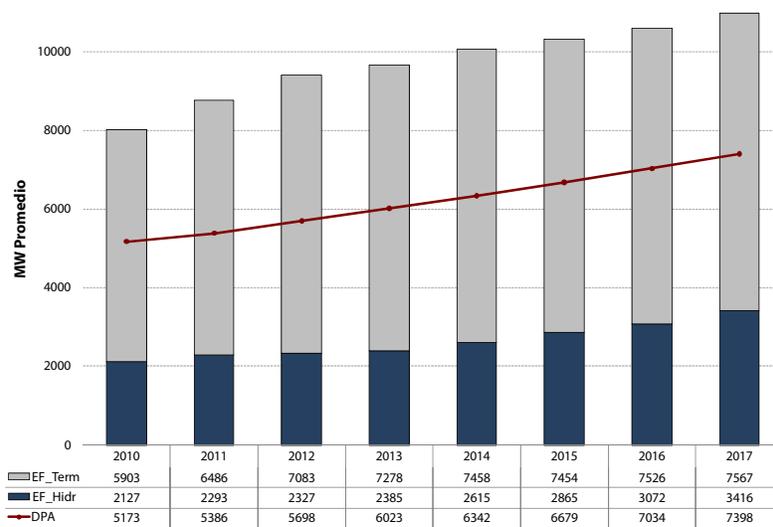
<sup>24</sup> La “cuota” de Itaipú disponible para Brasil se compone de los 50% de la potencia y energía que ya pertenecen al país más la parcela de Paraguay que el mismo no utiliza para su propio consumo.

### 5.2.4.3 Chile

El sistema Chileno se compone de dos subsistemas aislados: El SING y el SIC. Se presenta a continuación los balances para el subsistema principal, el SIC. Se observa que hay una reserva firme significativa en el país.



**Figura 5.55 – Chile (SIC): potencia firme × demanda máxima (MW)**



**Figura 5.56– Chile (SIC): energía firme × demanda promedio anual (MW promedio)**

### 5.2.4.4 Paraguay

Las figuras a continuación muestran los balances para el sistema Paraguayo. Debido a la gran capacidad de las plantas binacionales Yacyretá e Itaipú comparado con la demanda del país, no habría restricciones de generación en el país por muchos años. La línea “PF Binac” en la figu-

ra muestra la capacidad de Yacyretá e Itaipú que, a cada año, Paraguay envía para Argentina y Brasil, respectivamente.



Figura 5.57 – Paraguay: potencia firme × demanda máxima (MW)

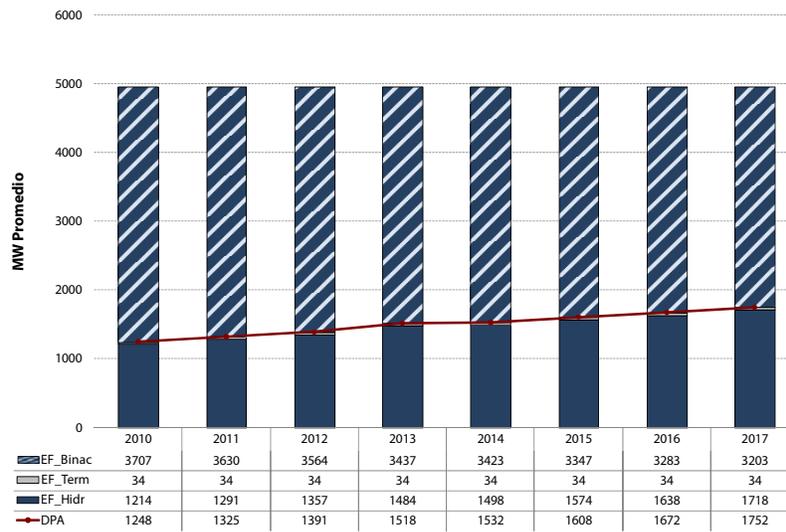


Figura 5.58 – Paraguay: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio)

#### 5.2.4.5 Uruguay

Las figuras a continuación muestran los balances para el sistema Uruguayo.

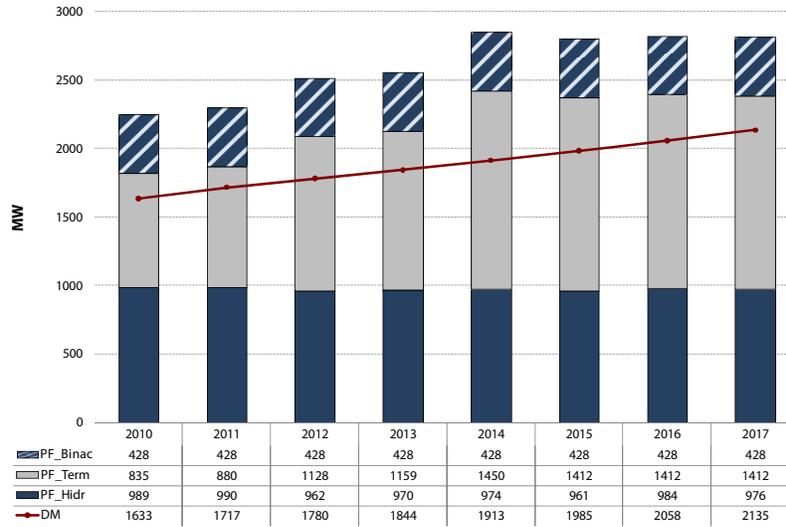


Figura 5.59 – Uruguay: potencia firme × demanda máxima (MW)

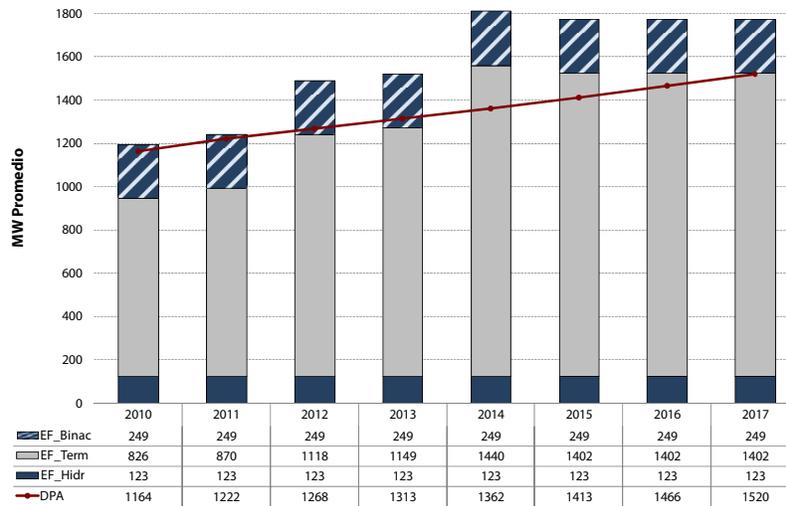
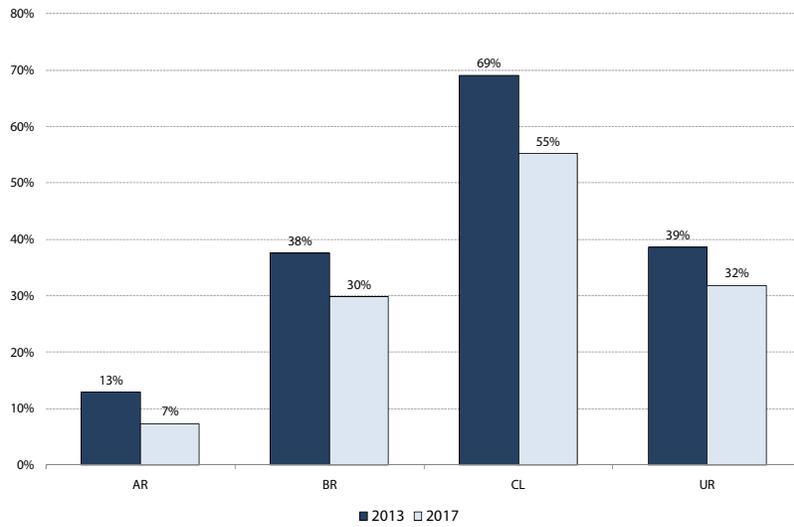


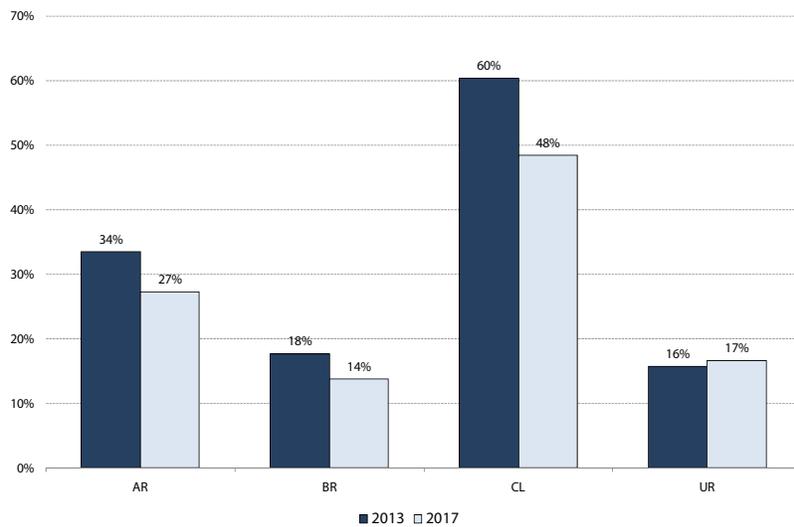
Figura 5.60 – Uruguay: energía firme × demanda promedio anual (MW promedio)

### 5.2.4.6 Conclusiones

Las figuras a continuación comparan las reservas firmes de potencia y energía (en %) de los países del Mercosur para los años 2013 y 2017. Se observa que las expansiones de oferta son relativamente equilibradas (misma reserva a lo largo del tiempo) en cada país, mientras el monto de reserva varía bastante entre los países.



**Figura 5.61 – Mercosur: reserva de potencia firme (%)**



**Figura 5.62 – Mercosur: reserva de energía firme (%)**

Observación: no se calculó la reserva de PF y EF de Paraguay porque la capacidad no utilizada por el país de las binacionales se transfiere para Argentina y Brasil.

## 6 ESCENARIO DE REFERENCIA: OPORTUNIDADES PARA INTERCONEXIÓN

En los estudios de los beneficios de las interconexiones, se consideraron tres atributos: (i) la reducción de los costos operativos totales; (ii) la mejora de la confiabilidad de suministro; y (iii) la reducción de las emisiones de los gases de efecto invernadero. Se presenta a continuación las metodologías y herramientas computacionales utilizados para el cálculo de estos atributos tanto en el escenario de referencia como en los análisis de los beneficios de las interconexiones.

### 6.1 Simulación operativa

El cálculo de los atributos se basa en *simulaciones operativas* del sistema a lo largo del período de estudio, para un gran número de condiciones hidrológicas distintas. En el proyecto CIER 15 Fase 2, se utilizó el modelo de simulación SDDP, desarrollado por PSR. La figura a continuación muestra el flujo de información del SDDP.

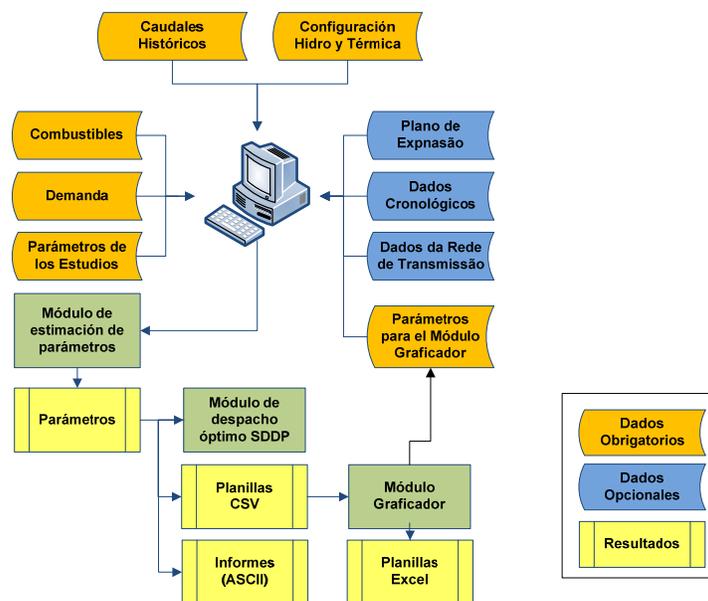


Figura 6.1 – Flujo de información del modelo de simulación SDDP

Dado que hay una fuerte participación de generación hidroeléctrica en los sistemas, esta simulación operativa requiere el cálculo previo de una política operativa, que permite que el modelo de simulación tome la decisión más económica entre utilizar la energía hidroeléctrica hoy, y con esto ahorrar gastos con combustibles; o almacenar el agua para uso en el futuro, para con esto ahorrar, en promedio, costos mayores en el futuro. El cálculo de la política operativa es bastante complejo y requiere modelos de optimización estocástica, disponibles en el SDDP.

### 6.1.1 Representación de los intercambios de energía

Otro aspecto importante es el cálculo del intercambio de energía entre los países. La figura a continuación muestra el esquema de *simulación coordinada* utilizado en los estudios.

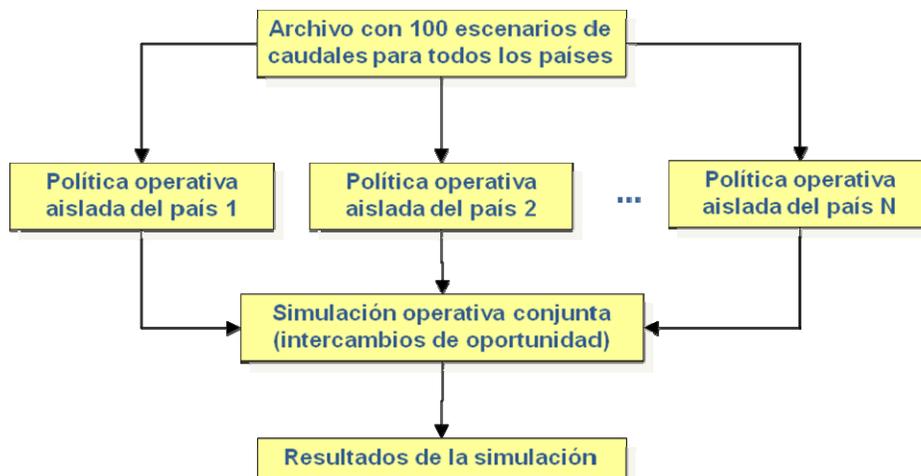


Figura 6.2 – Esquema de simulación coordinada para determinar los intercambios de energía

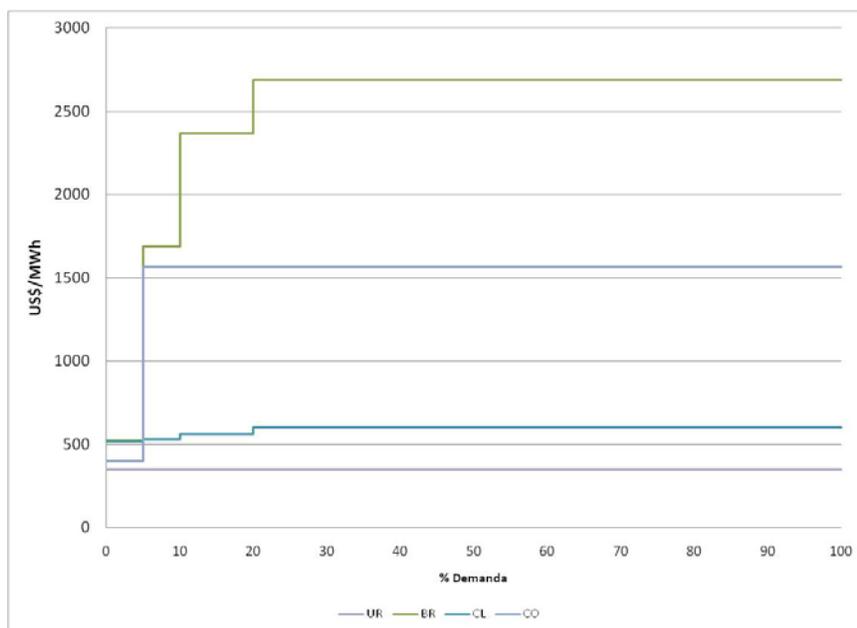
### 6.1.2 Procedimiento de simulación

1. Ajuste de un modelo estocástico de caudales (AR(p)).
2. Definición de horizonte de estudio (2009-2017); de los volúmenes de almacenamiento para el inicio del horizonte (enero de 2009); y de los caudales observados en los meses anteriores (condición inicial para el modelo estocástico de caudales).
3. Cálculo de la política operativa de mínimo costo esperado a través del procedimiento de programación dinámica estocástica dual del modelo SDDP<sup>25</sup>.
4. Simulación operativa para un conjunto de 100 escenarios hidrológicos (en el caso de los de Centroamérica y las interconexiones binacionales de Argentina-Uruguay e Colombia-Ecuador, se utilizó el esquema de *simulación coordinada* de la figura 6.2).

Este esquema de simulación, además de permitir la utilización de caudales coherentes para todos los sistemas, también permite que se represente los parámetros utilizados por cada Sistema de forma individualizada, es decir, para el cálculo de la política operativo (y costo para la utilización del agua) se utiliza los mismos criterios utilizados por cada sistema.

Uno de los parámetros más importantes es la función de penalización por fallas de suministro (también conocida como función de costo del déficit, o del racionamiento). La figura a continuación muestra las funciones de penalización de Uruguay, Brasil, Chile y Colombia.

<sup>25</sup> Se utilizaron 100 escenarios hidrológicos en el paso de recursión *forward* y 25 en el paso *backward*.



**Figura 6.3 – Costos de racionamiento por sistema (Uruguay, Brasil, Chile y Colombia)**

Se observa que hay una gran diversidad en la representación de la penalización. En Brasil, por ejemplo, el costo del racionamiento se representa por una curva de 4 bloques, que varía de 520 US\$/MWh hasta 2700 US\$/MWh (más de 20% de la demanda). Ya para el sistema Uruguay se utiliza una curva con un bloque de 400 US\$/MWh.

Estas curvas distintas se utilizan en el cálculo de la política operativa de cada país. Ya para la simulación conjunta de la operación de los países (paso 4), cuando se modelan los intercambios de oportunidad (figura 6.2), se utiliza una única curva de penalización para todos los países, con un bloque cuyo costo unitario es el mayor de todas las curvas de racionamiento.

### 6.1.3 Resultados de la simulación

Los resultados de la simulación se producen para cada etapa, escalón de demanda y escenario hidrológico: (i) costo operativo para cada planta termoeléctrica; (ii) costo marginal de corto plazo (CMCP); (iii) energía no suministrada; (iv) flujos en las interconexiones existentes; y (v) emisiones de gases de efecto invernadero.

### 6.1.4 Simulaciones realizadas

Se realizaron los siguientes estudios de simulación operativa: (1) Argentina y Uruguay<sup>26</sup>; (2) Bolivia; (3) Brasil<sup>27</sup>; (4) Centroamérica y México; (5) Chile; (6) Colombia y Ecuador<sup>28</sup>; (7) Paraguay<sup>29</sup>; y (8) Perú<sup>30</sup>.

<sup>26</sup> No se ha representado la interconexión Argentina-Brasil (CIEN, con 2000 MW) porque los contratos de suministro fueron interrumpidos debido a las dificultades con el suministro de gas en Argentina. Con respecto a la planta binacional Yacretá, se ha representado los requerimientos de energía por parte

## 6.2 Costos marginales de corto plazo

El costo marginal de corto plazo (CMCP), en \$/MWh, refleja el costo de suministro de 1 MWh adicional en la demanda. Por lo tanto, el CMCP varía para cada etapa, escalón de demanda y condiciones hidrológicas. En los estudios de interconexión, el CMPC señala la oportunidad para el intercambio (se exporta a partir del país con el menor CMCP) y el beneficio económico de este intercambio (diferencia de los CMCPs  $\times$  energía exportada (MWh)).

Además, se puede utilizar el promedio anual de los CMCPs (calculado para las etapas, escalones de demanda y escenarios hidrológicos) para verificar si el escenario de oferta y demanda suministrado por cada país está bien ajustado. La razón es que, en la expansión de mínimo costo global, el CMCP promedio debería ser aproximadamente igual al *costo marginal de expansión* (CME), lo cual refleja los costos de inversión y operación asociado a los incrementos de oferta. En otras palabras, si el sistema está sobre-ofertado, el valor esperado de los costos marginales de corto plazo,  $E(\text{CMCP})$ , es inferior al CME, y vice-versa: en un sistema sub-ofertado,  $E(\text{CMCP}) > \text{CME}$ .

Se presentan a continuación los resultados obtenidos para el escenario de referencia.

### 6.2.1 CMCP promedio anual: Centroamérica

Las figuras a continuación presentan el  $E(\text{CMCP})$  anual para los países de Centroamérica.

---

de Paraguay como una demanda adicional en Argentina. Finalmente, no se ha representado la interconexión Uruguay-Brasil (70 MW) debido a su capacidad relativamente baja y al hecho que la misma ha tenido una frecuencia de uso relativamente baja.

<sup>27</sup> No se han representado las interconexiones Argentina-Brasil y Uruguay-Brasil (ver Nota 1) y la planta termoeléctrica de Uruguaiana, que recibía gas de Argentina (el contrato de suministro de energía en Brasil fue interrumpido debido a las dificultades con el suministro de gas en Argentina). Con respecto a la planta binacional Itaipú, se han representado los requerimientos de energía por parte de Paraguay como una demanda adicional en Brasil.

<sup>28</sup> No se ha representado la interconexión Ecuador-Perú, que tiene pequeña capacidad y no está en funcionamiento.

<sup>29</sup> Las plantas binacionales Itaipú e Yacyretá se han representado como requerimientos de energía por parte de Paraguay (ver Notas 1 y 2).

<sup>30</sup> No se ha representado la interconexión Ecuador-Perú (ver Nota 3).

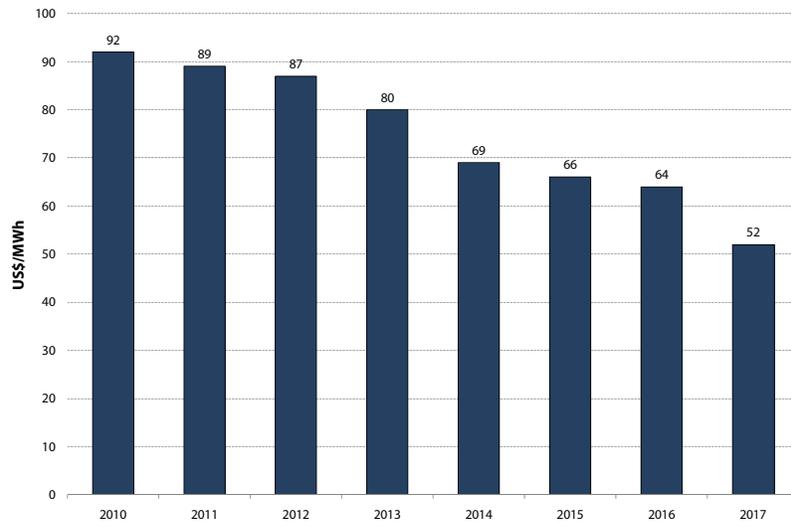


Figura 6.4 – Costa Rica: E(CMCP) anual

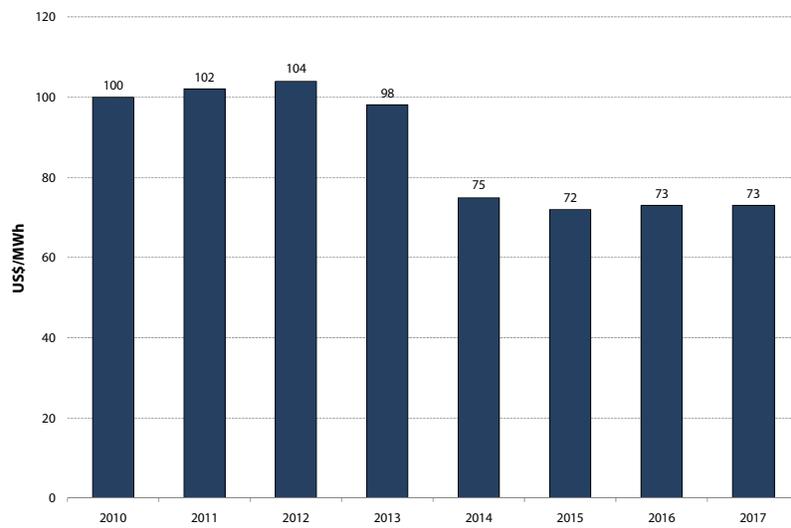
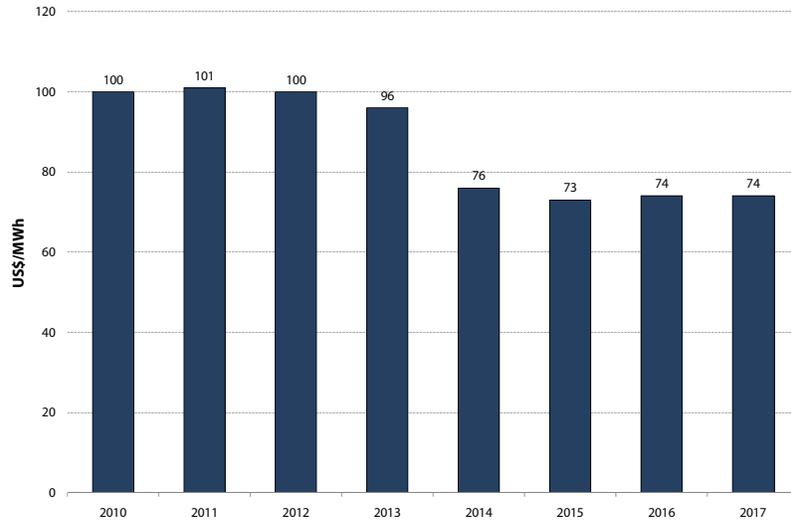
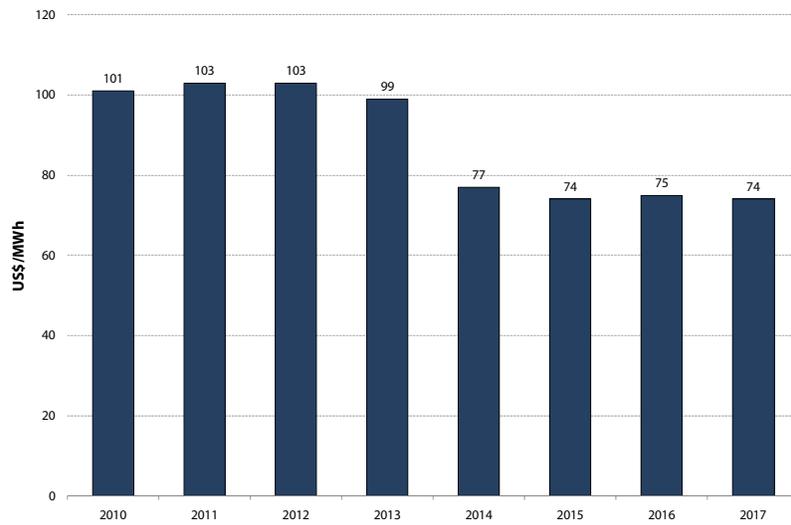


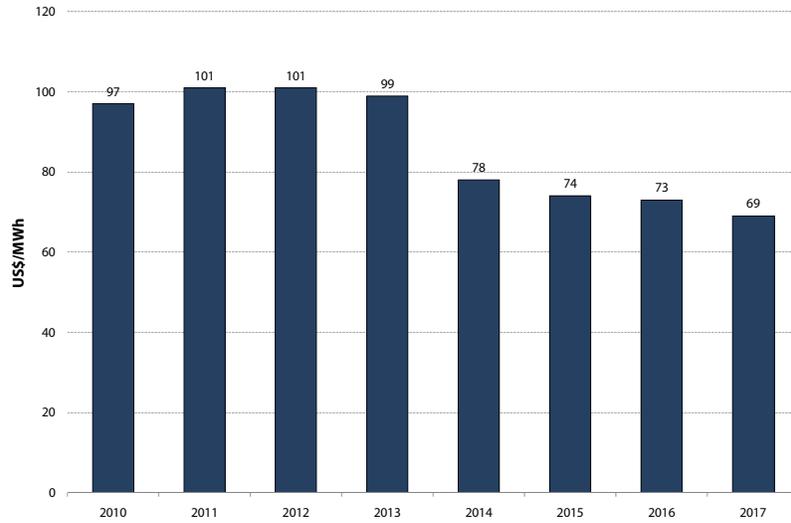
Figura 6.5 – El Salvador: E(CMCP) anual



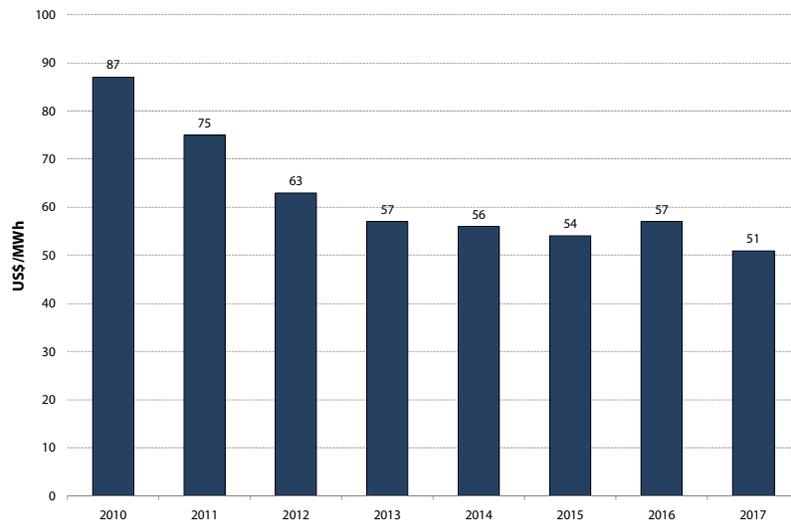
**Figura 6.6 – Guatemala: E(CMCP) anual**



**Figura 6.7 – Honduras: E(CMCP) anual**



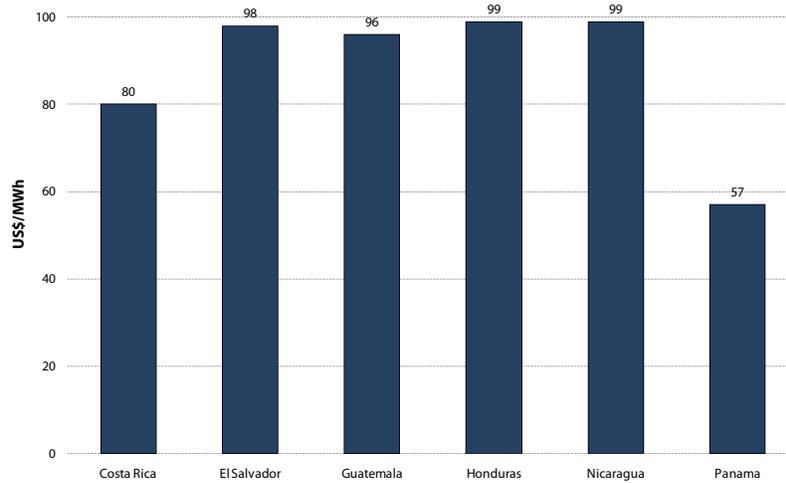
**Figura 6.8 – Nicaragua: E(CMCP) anual**



**Figura 6.9 – Panamá: E(CMCP) anual**

### 6.2.1.1 Conclusiones

Se observa en las figuras anteriores que hay una tendencia para la reducción de los CMCPs a lo largo del tiempo. Como comentado en el capítulo anterior, esto se debe a la construcción de plantas hidroeléctricas en la mayoría de estos países. La cuestión es, por lo tanto, si el E(CMCP) sería compatible con el costo de construcción de estas plantas (CME). La figura a continuación compara los E(CMPC) anuales de los países para el año 2013.

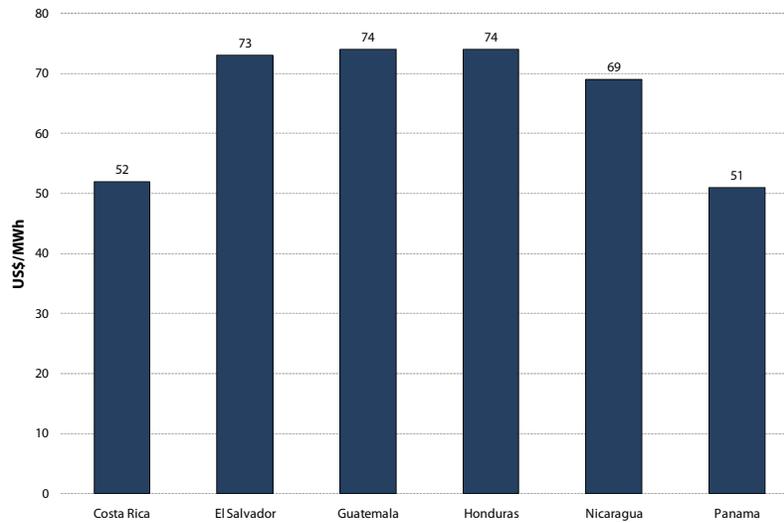


**Figura 6.10 – Centroamérica: CMCP promedio anual para 2013**

Se observa en la figura que el CMCP promedio de cuatro de los países está equilibrado alrededor de 100 US\$/MWh, lo cual es un valor relativamente alto, pero compatible con el hecho de que hay una fuerte generación térmica en estos países en el corto plazo. A su vez, Costa Rica presenta CMCPs alrededor de 80 US\$/MWh, lo que también parece razonable, pues el país tiene una proporción elevada de energía hidroeléctrica.

Finalmente, el CMCP de Panamá, 57 US\$/MWh, posiblemente sería inferior a la necesidad de remuneración de nuevas plantas hidroeléctricas.

Para el año 2017, la figura a continuación muestra una reducción en los CMCPs de todos los países, la cual se debe al aumento de la reserva de generación y a la entrada de plantas hidroeléctricas.



**Figura 6.11 – Centroamérica: CMCP promedio anual para 2017**

Estos CMCPs reducidos llevan a una inquietud sobre la remuneración de la nueva capacidad prevista. En los países de Centroamérica, esta remuneración resulta de los siguientes mecanismos:

- El llamado *pago por capacidad*, utilizado por Guatemala, El Salvador y Panamá, que es un pago fijo que los generadores reciben, relacionado con la potencia firme de los mismos. El pago por capacidad está alrededor de 11 US\$/MWh<sup>31</sup>; y
- La *contratación centralizada de energía*, con los costos de la misma transferidos para los consumidores, utilizada por Honduras y Costa Rica. (Nicaragua utiliza un esquema híbrido donde las distribuidoras deben estar 80% contratadas.)

Una consecuencia de esquemas como el pago por capacidad y la contratación centralizada es que el CMCP promedio puede no reflejar el costo de la energía para el país. Esto, a su vez, afecta los análisis de la viabilidad económica de las interconexiones pues, como discutido anteriormente, los intercambios se hacen con base a la diferencia de los CMCPs en cada etapa, escalón de demanda y escenario hidrológico. Este tema se discute en los estudios de caso.

### 6.2.2 CMCP promedio anual: Comunidad Andina

Las figuras a continuación presentan el E(CMCP) anual para los países de la región.

<sup>31</sup> Más precisamente, el pago por capacidad es 5.2 US\$/kW.mes, y se calcula a partir de la necesidad de remuneración de un generador ciclo abierto a gas natural, que representaría la “tecnología marginal”.

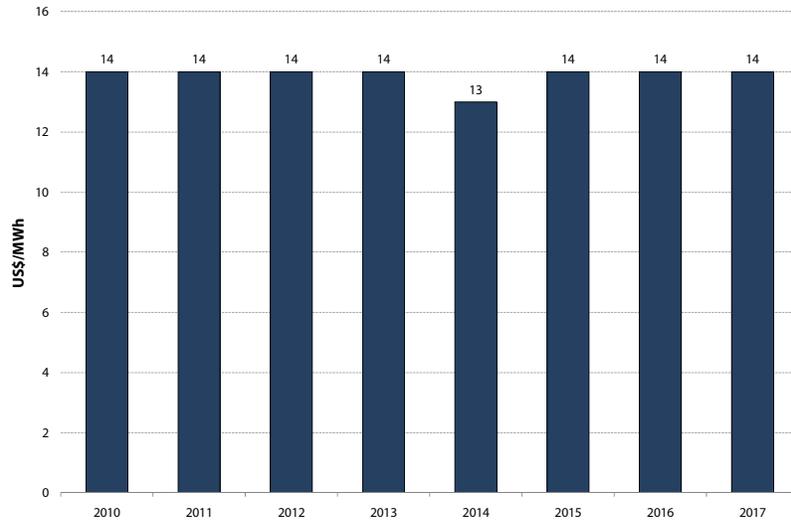


Figura 6.12 – Bolivia: E(CMCP) anual

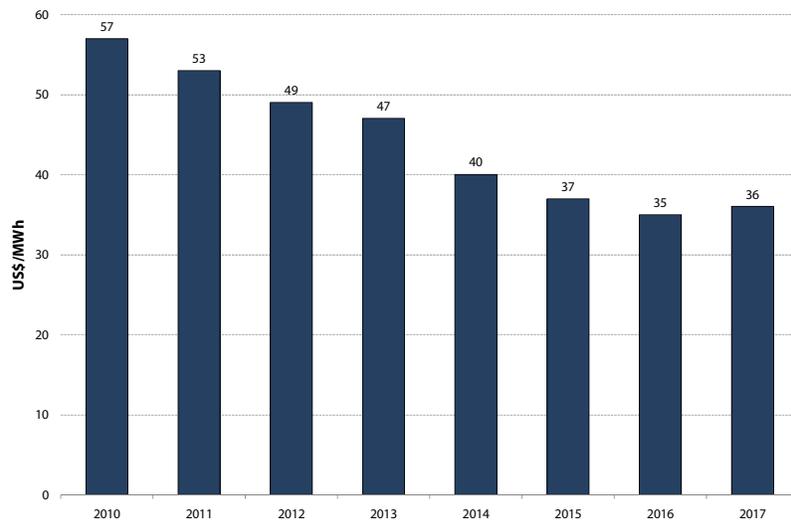
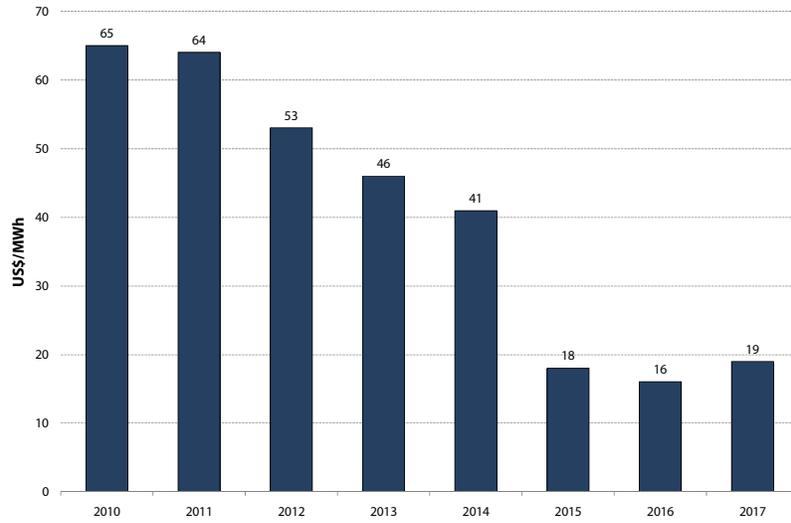
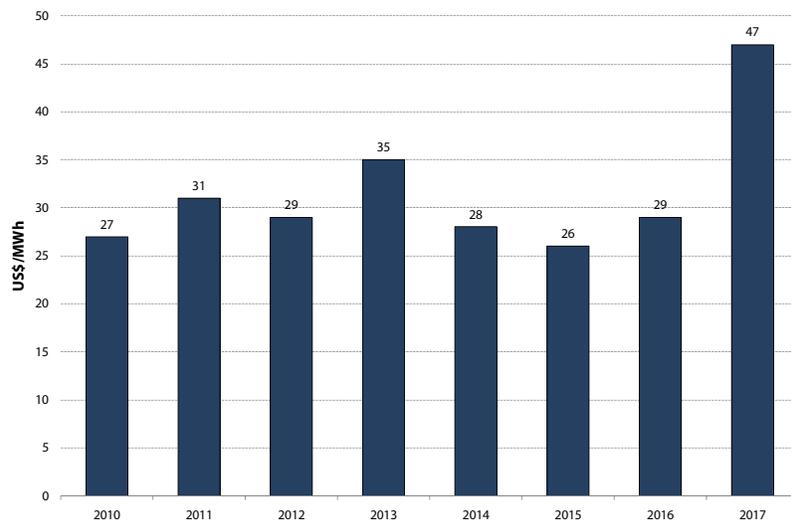


Figura 6.13 – Colombia: E(CMCP) anual



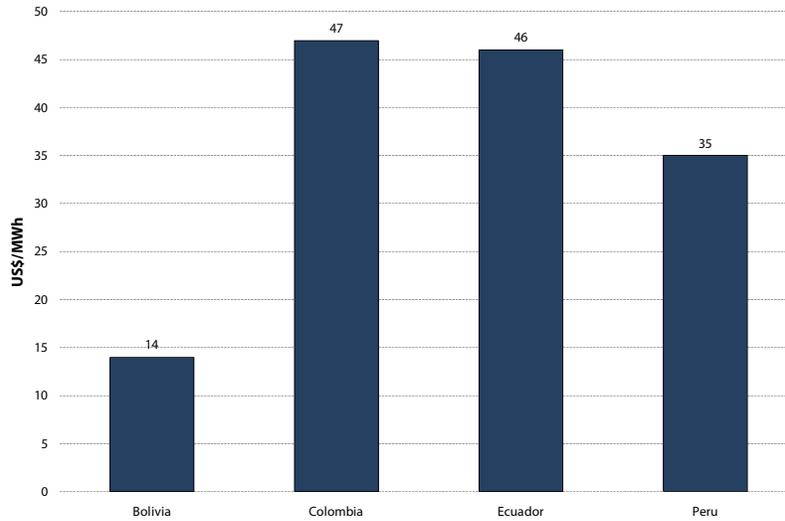
**Figura 6.14 – Ecuador: E(CMCP) anual**



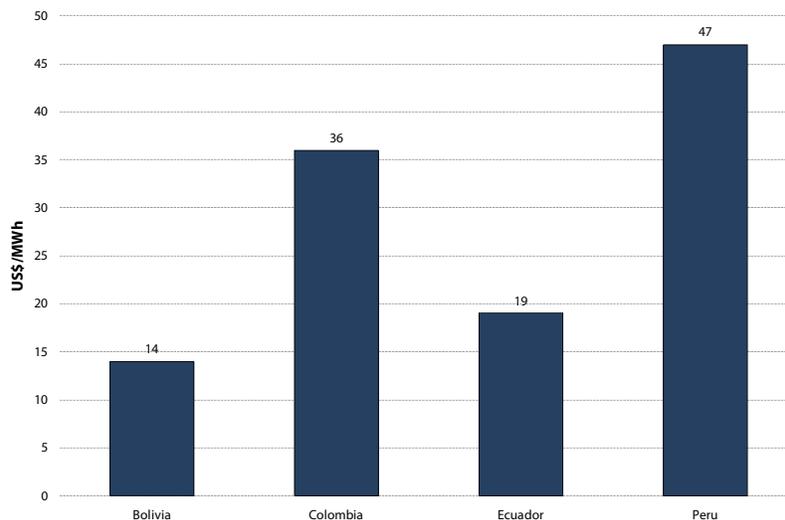
**Figura 6.15 – Perú: E(CMCP) anual**

### 6.2.2.1 Conclusiones

La figuras a continuación comparan los E(CMPC) anuales de los países en 2013 y 2017.



**Figura 6.16 – Comunidad Andina: CMCP promedio anual para 2013**



**Figura 6.17 – Comunidad Andina: CMCP promedio anual para 2017**

Se observa que los CMCPs promedio de la Comunidad Andina son más bajos que los de Centroamérica. Por lo tanto, existiría la misma inquietud con respecto a los mecanismos de remuneración de las nuevas inversiones.

De inicio, se observa que Bolivia, Colombia<sup>32</sup> y Perú utilizan esquemas de pago por capacidad, que corresponden a un ingreso adicional para el generador alrededor de 11 US\$/MWh<sup>33</sup>.

<sup>32</sup> Colombia ha recientemente adoptado las llamadas subastas de “call option” con el objetivo de utilizar un proceso competitivo para establecer el precio del mismo, en remplazo al uso del concepto de tecnología marginal.

En el caso de Bolivia, esto significa que el ingreso total del generador sería 14 (CMCP) + 11 (carga por capacidad) = 25 US\$/MWh, lo que todavía parece aún insuficiente para remunerar una planta termoeléctrica a gas. La explicación es Bolivia adopta un precio de gas regulado de cerca de 1 US\$/MMBTU (cuando el precio internacional es de cerca de 5 US\$/MMBTU), lo que resulta en un precio de energía compatible con los 25 US\$/MWh.

A su vez, la explicación en el caso de Ecuador está en el cambio regulatorio del país para un modelo con inversión estatal y planificación centralizada. En este caso, el uso del E(CMCP) como un “proxy” del CMLP ya no es directamente aplicable.

Así como en el caso de Centroamérica, la existencia de pagos por capacidad y precios locales para los combustibles afecta el análisis de los proyectos de intercambio. Este tema se discute en los estudios de caso.

### 6.2.3 CMCP promedio anual: Mercosur

Las figuras a continuación presentan el E(CMCP) anual para los países de la región.

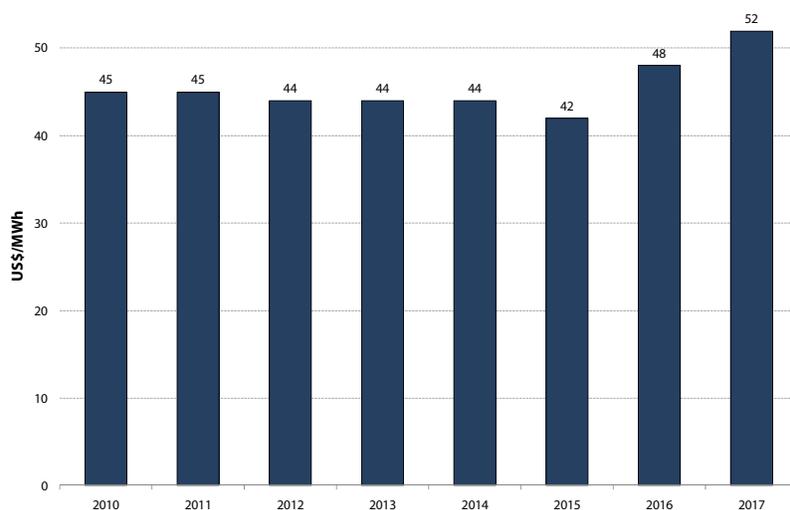


Figura 6.18 – Argentina: E(CMCP) anual

<sup>33</sup> Este pago por capacidad es semejante al utilizado en Centroamérica. La razón es que todos los países adoptan el mismo concepto de usar una planta ciclo abierto a gas natural como “tecnología de referencia” (ver footnote 21).

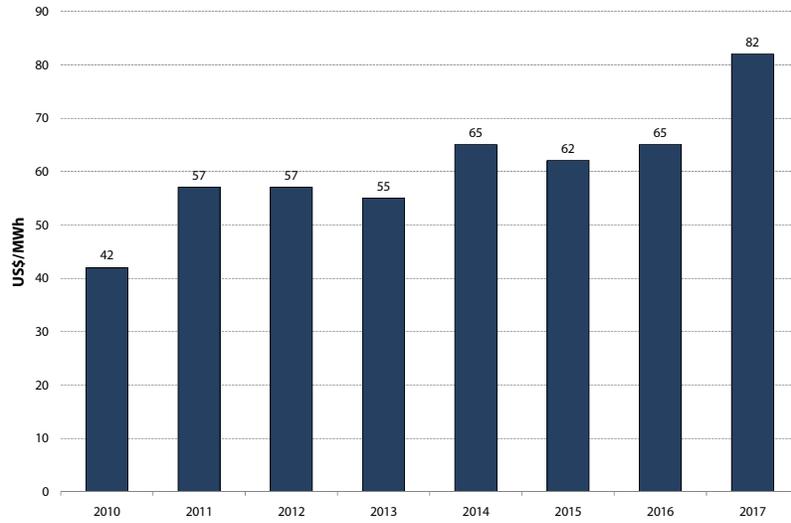


Figura 6.19 – Brasil (región Sureste): E(CMCP) anual

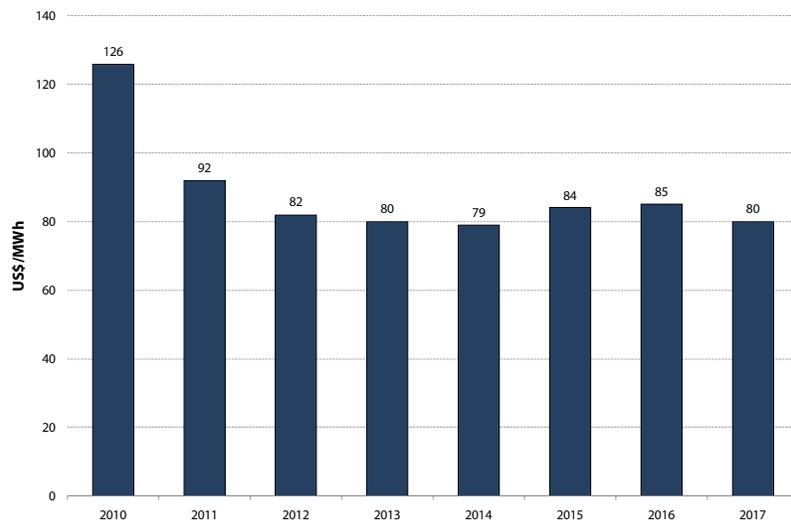
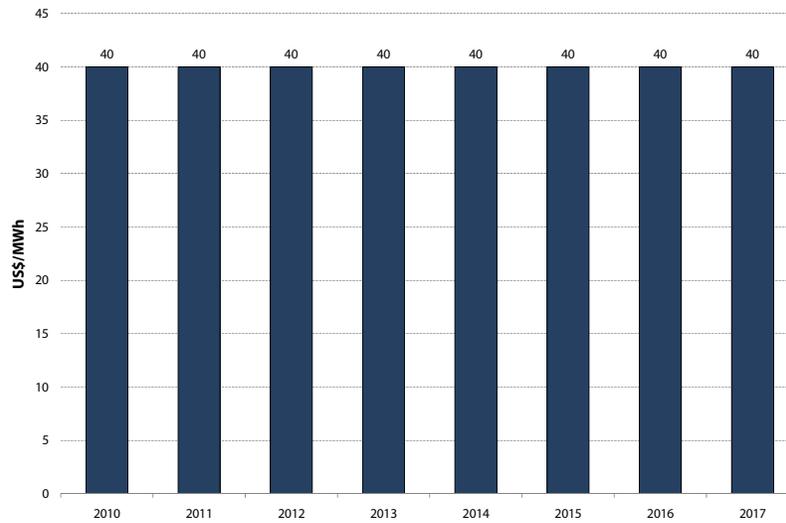
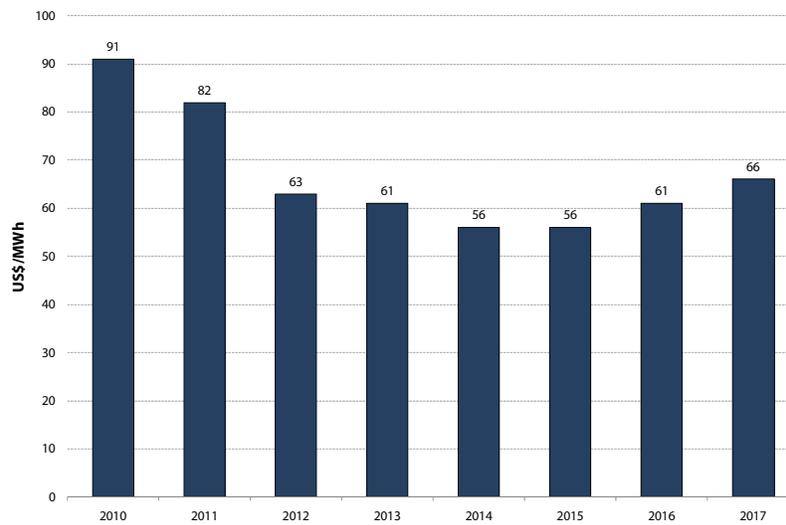


Figura 6.20 – Chile (región SIC): E(CMCP) anual



**Figura 6.21 – Paraguay<sup>34</sup>: E(CMCP) anual**

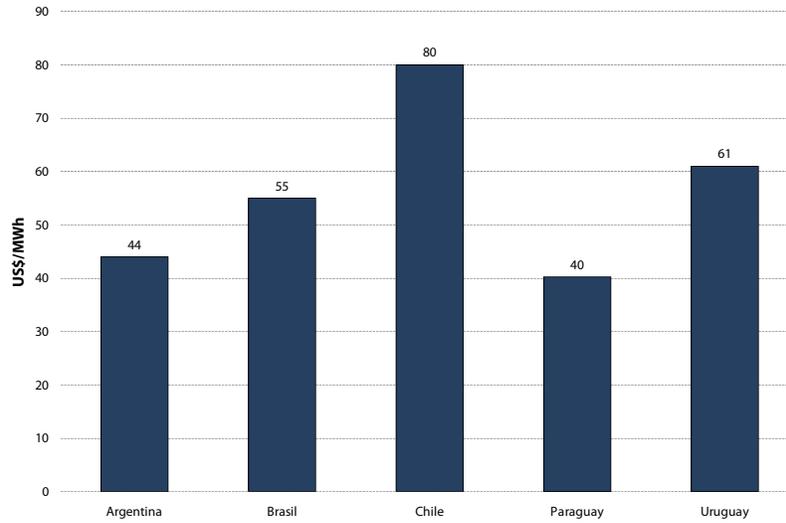


**Figura 6.22 – Uruguay: E(CMCP) anual**

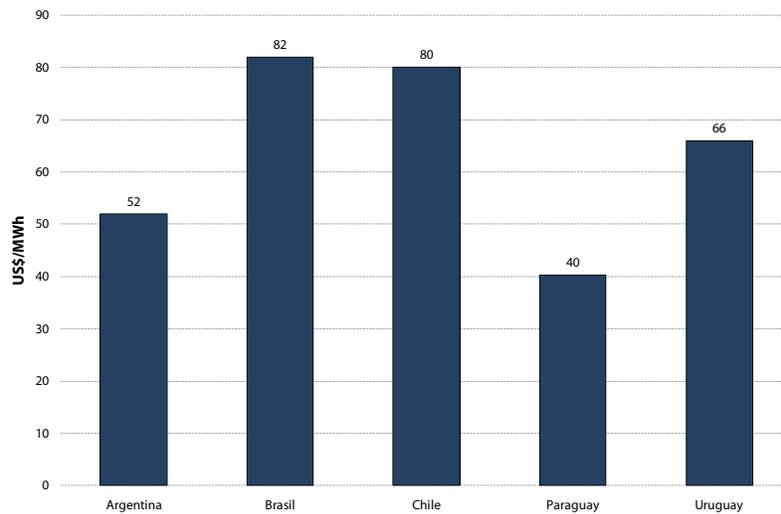
### 6.2.3.1 Conclusiones

La figuras a continuación comparan los E(CMPC) anuales de los países en 2013 y 2017.

<sup>34</sup> En el caso de Paraguay, un aumento de la demanda sería compensado por una reducción en el monto de energía exportado para Argentina (planta binacional Yacretá) y Brasil (planta binacional Itaipú). Por lo tanto, se consideró como CMCP un promedio ponderado de los costos de estos contratos (costo de oportunidad).



**Figura 6.23 – Mercosur: CMCP promedio anual para 2013**



**Figura 6.24 – Mercosur: CMCP promedio anual para 2017**

De inicio, se observa que, a diferencia de las regiones anteriores, los CMCPs del Mercosur aumentan del 2013 para el 2017. Se observa además que los valores de estos CMCPs son más altos que los de las demás regiones, y más compatibles con los requerimientos de remuneración de las inversiones en generación. (En el caso de Paraguay, como mencionado, el suministro de la nueva demanda estaría asociado a una reducción de la exportación para los vecinos y, por lo tanto, al costo de oportunidad de los contratos de suministro.)

### 6.3 Confiabilidad de suministro

Los índices de confiabilidad de suministro son: (i) el riesgo anual de déficit (%); y (ii) el promedio de la energía no suministrada (EENS). El riesgo de déficit anual se estima con el porcentaje de las secuencias hidrológicas simuladas en las cuales se observó por lo menos un evento de energía no suministrada a lo largo de las etapas y de los escalones de demanda. A su vez, la EENS se calcula como el promedio para todas las secuencias hidrológicas simuladas de los totales acumulados de energía no suministrada a cada año para cada secuencia.

La siguiente tabla indica la relación de riesgo de déficit (R) y el promedio de energía no suministrada (E especificado en GWh y E (%) en porcentaje de la demanda) por configuración, a lo largo del horizonte del estudio. Los países y años omitidos indican ausencia de déficit.

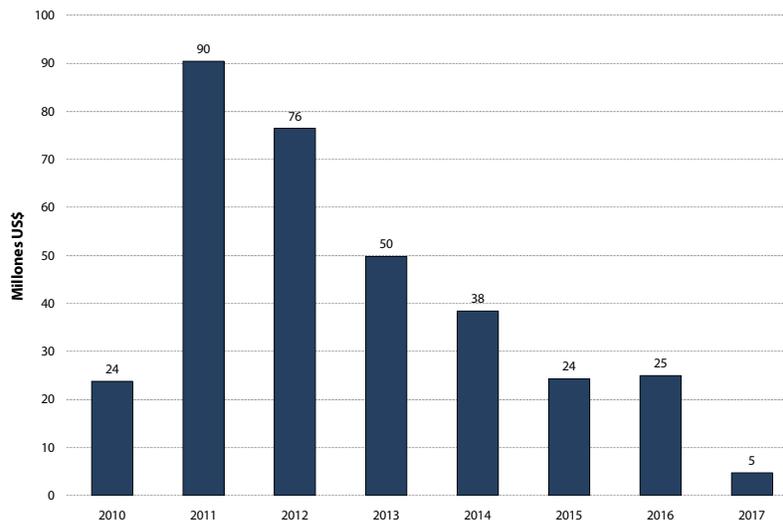
**Cuadro 6.1 – Confiabilidad de suministro: escenario de referencia**

Año	Ar			Br			Pe			Ur		
	R	E	E (%)	R	E	E (%)	R	E	E (%)	R	E	E (%)
2010	10	13	0.01	1	536	0.11	0	0	0.00	1	34	0.36
2011	3	4	0.00	4	5515	1.07	0	0	0.00	0	0	0.00
2012	0	0	0.00	4	3960	0.72	0	0	0.00	3	2	0.02
2013	0	0	0.00	1	5565	0.97	2	72	0.17	0	0	0.00
2014	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00
2015	0	0	0.00	1	229	0.04	0	0	0.00	0	0	0.00
2016	0	0	0.00	1	23761	3.65	1	23	0.04	0	0	0.00
2017	0	0	0.00	0	0	0.00	2	246	0.40	1	4	0.03

### 6.4 Costo operativo térmico

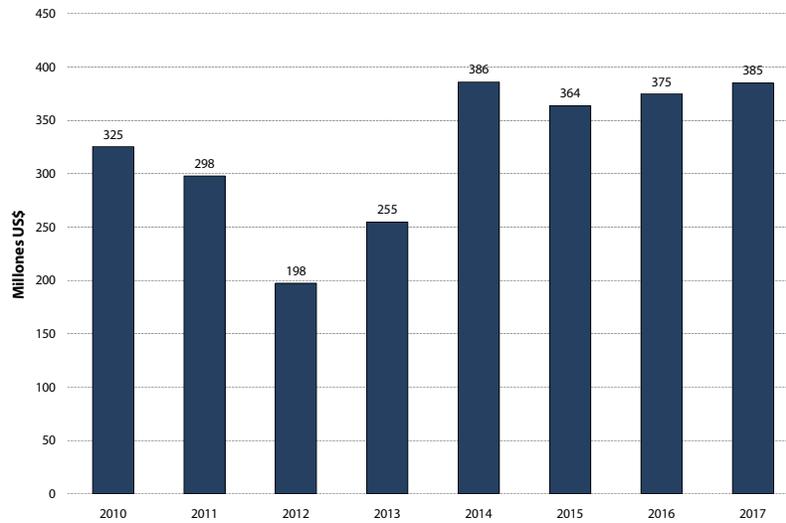
#### 6.4.1 Costo operativo térmico: Centroamérica

##### 6.4.1.1 Costa Rica



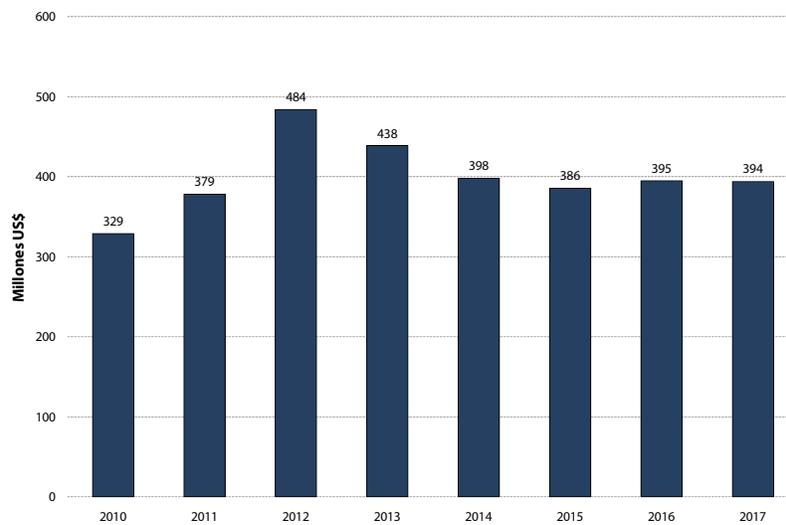
**Figura 6.25 – Costa Rica: costo operativo térmico**

6.4.1.2 El Salvador



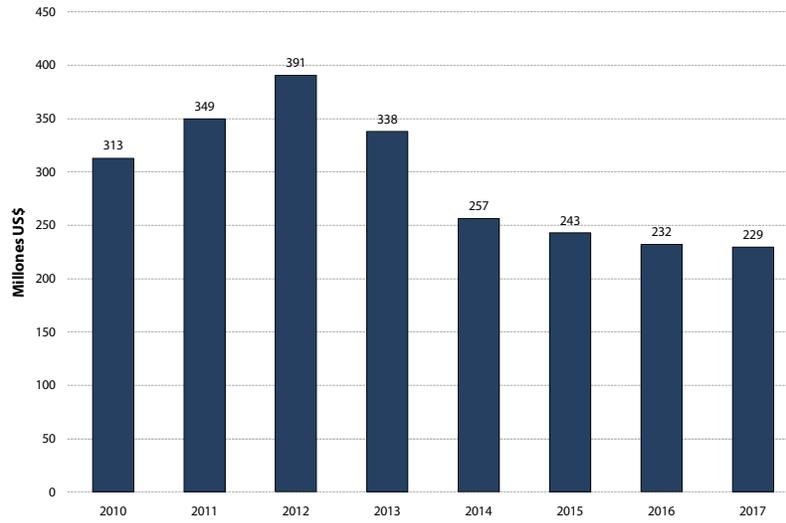
**Figura 6.26 – El Salvador: costo operativo térmico**

6.4.1.3 Guatemala



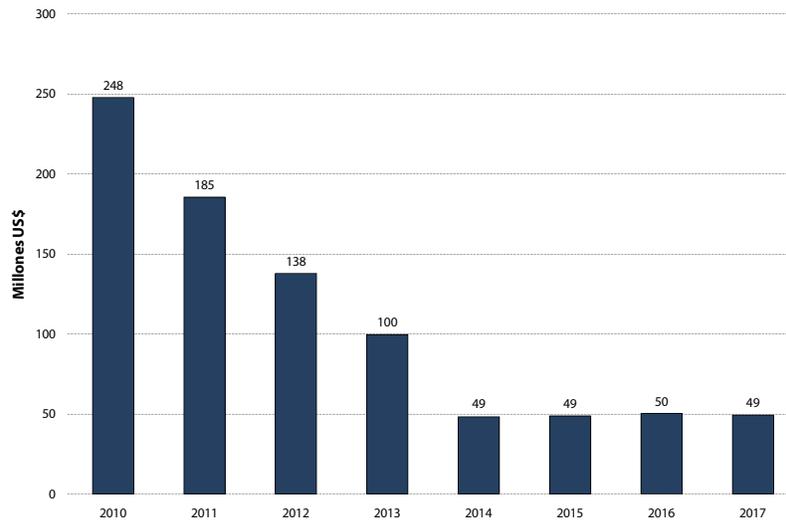
**Figura 6.27 – Guatemala: costo operativo térmico**

#### 6.4.1.4 Honduras



**Figura 6.28 – Honduras: costo operativo térmico**

#### 6.4.1.5 Nicaragua



**Figura 6.29 – Nicaragua: costo operativo térmico**

### 6.4.1.6 Panamá

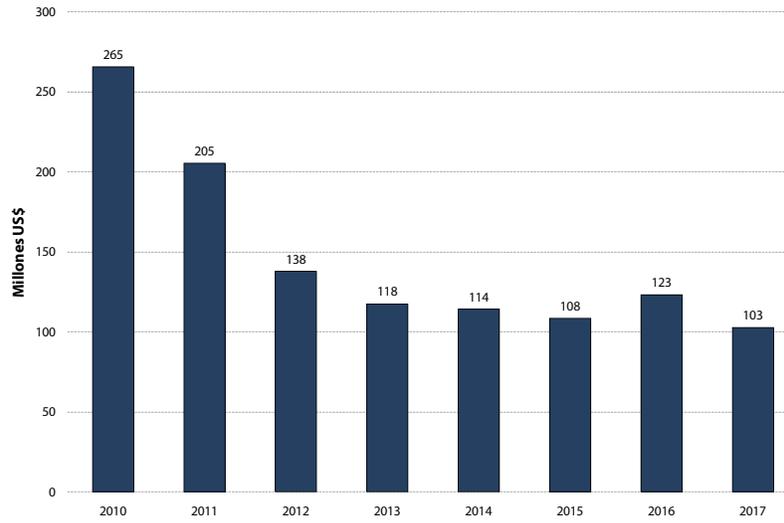


Figura 6.30 – Panamá: costo operativo térmico

### 6.4.1.7 Centroamérica

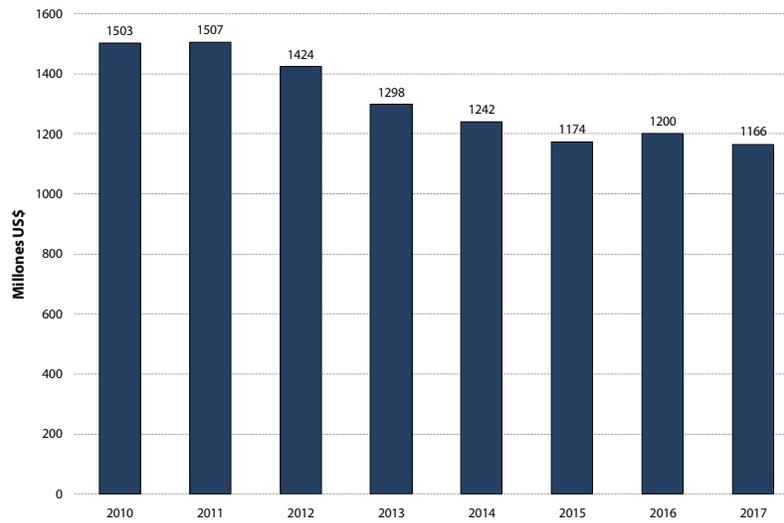
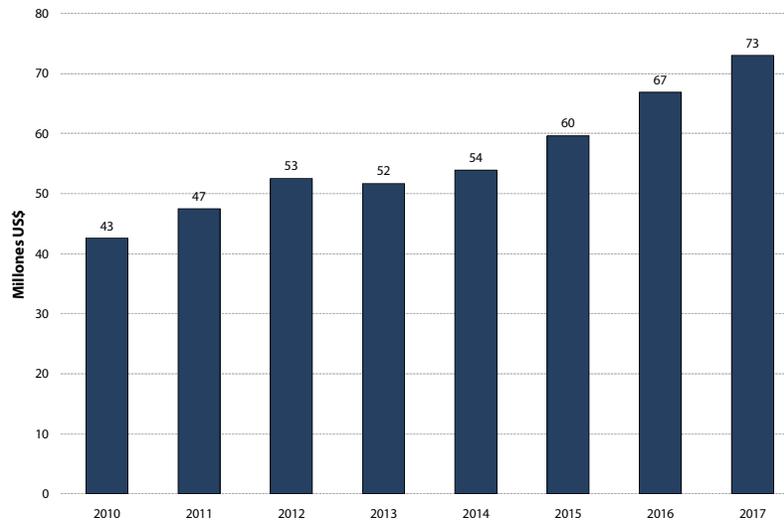


Figura 6.31 – Centroamérica: costo operativo térmico

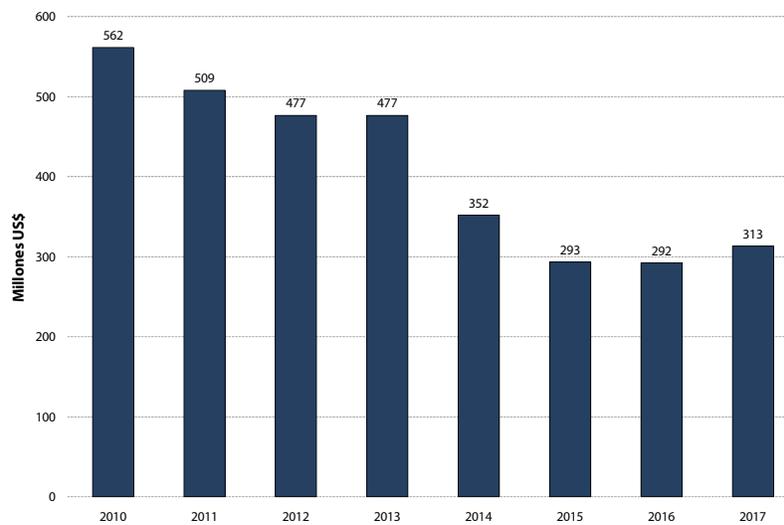
## 6.4.2 Costo Operativo: Comunidad Andina

### 6.4.2.1 Bolivia



**Figura 6.32 – Bolivia: costo operativo técnico**

### 6.4.2.2 Colombia



**Figura 6.33 – Colombia: costo operativo técnico**

### 6.4.2.3 Ecuador

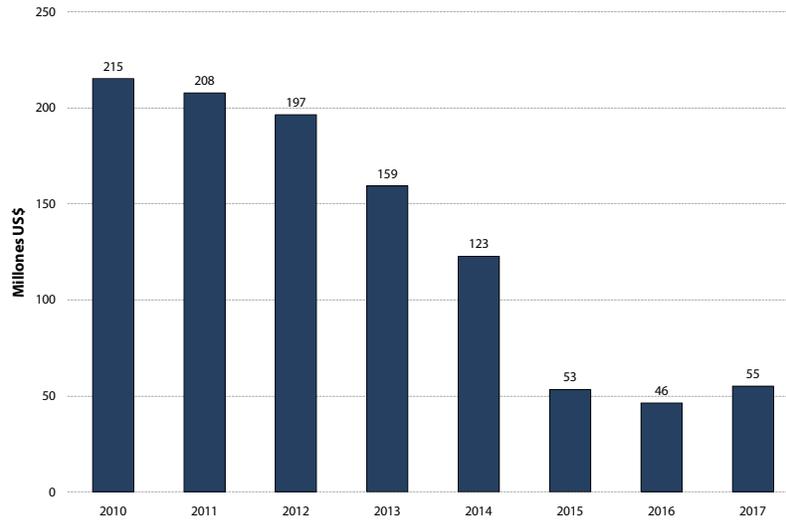


Figura 6.34 – Ecuador: costo operativo técnico

### 6.4.2.4 Perú

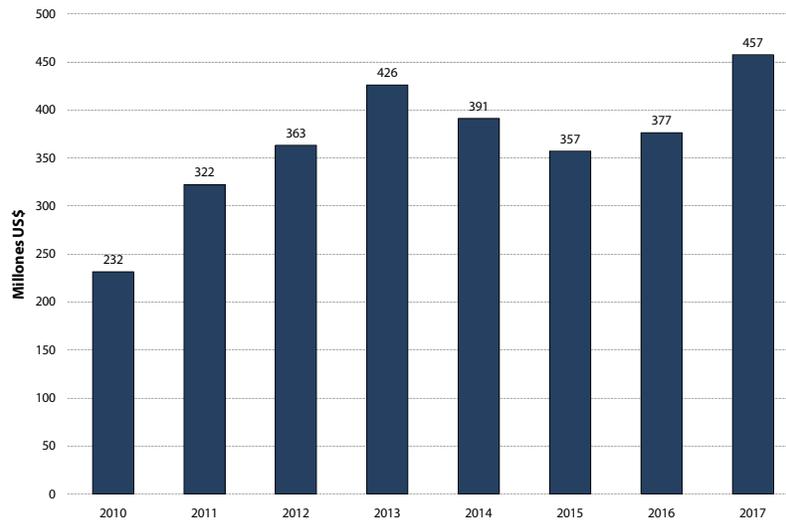


Figura 6.35 – Perú: costo operativo técnico

### 6.4.3 Costo Operativo: Mercosur

#### 6.4.3.1 Argentina

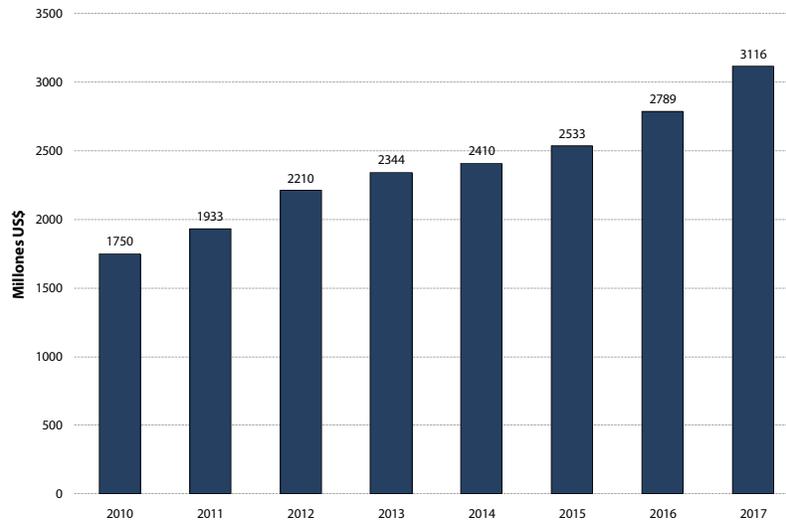


Figura 6.36 – Argentina: costo operativo técnico

#### 6.4.3.2 Brasil

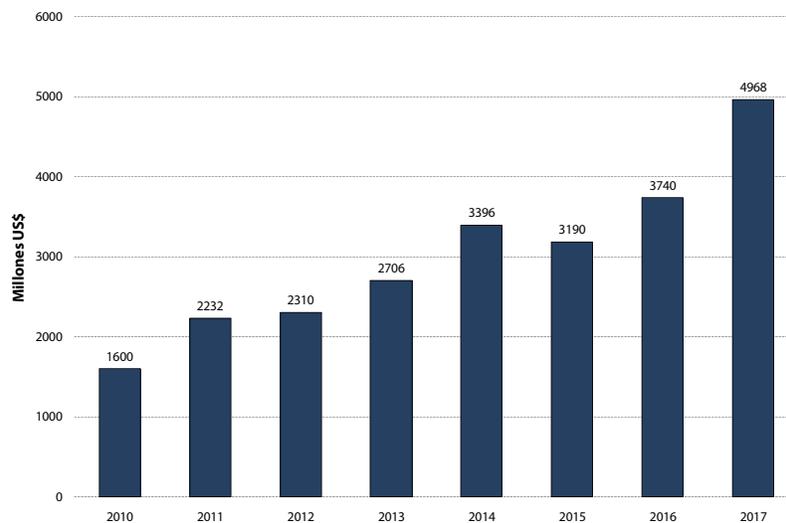


Figura 6.37 – Brasil: costo operativo técnico

### 6.4.3.3 Chile

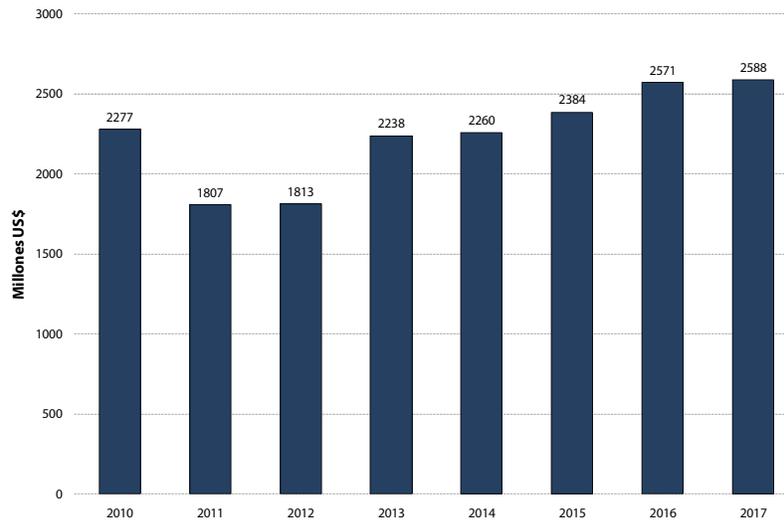


Figura 6.38 – Chile: costo operativo térmico

### 6.4.3.4 Uruguay

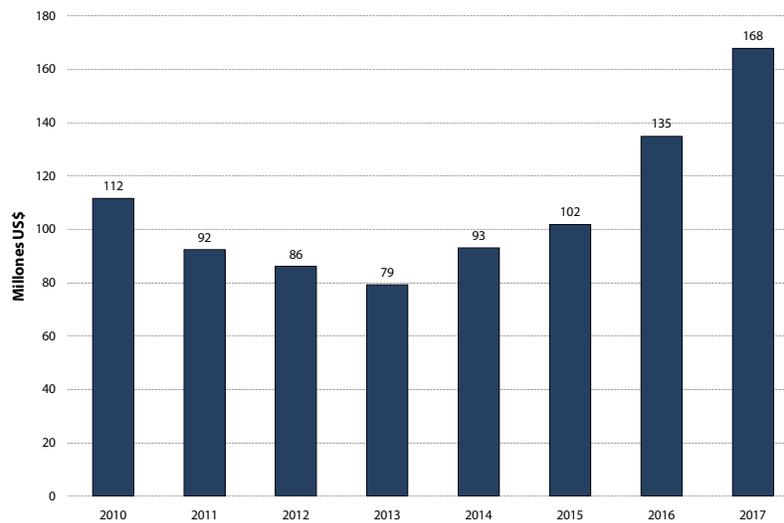


Figura 6.39 – Uruguay: costo operativo térmico

## 6.5 Emisión de gases de efecto invernadero

Uno de los subproductos de las simulaciones operativas del capítulo anterior es la energía producida por cada planta termoeléctrica a combustibles fósiles para cada etapa, escalón de demanda y escenario hidrológico. El monto de CO<sub>2</sub> emitido por cada planta se calcula como:

$$\begin{aligned} & \text{Factor de emisión del combustible}^{35} \text{ (toneladas de CO}_2\text{ (tCO}_2\text{) /unidad del combustible)} \\ & \quad \times \\ & \quad \text{Consumo específico de la planta}^{36} \text{ (unidad del combustible/MWh)} \\ & \quad \quad \times \\ & \quad \quad \text{Energía producida por la planta (MWh)} \end{aligned}$$

La emisión promedio anual de cada país (millones de tCO<sub>2</sub> por año, MtCO<sub>2</sub>) se calcula como el promedio, para cada secuencia hidrológica simulada, de la suma de las emisiones a lo largo de las etapas y escalones de demanda en el año.

### 6.5.1 Emisiones de CO<sub>2</sub>: Centroamérica

Las figuras a continuación muestran las emisiones de cada país en valores absolutos (MtCO<sub>2</sub>/año).

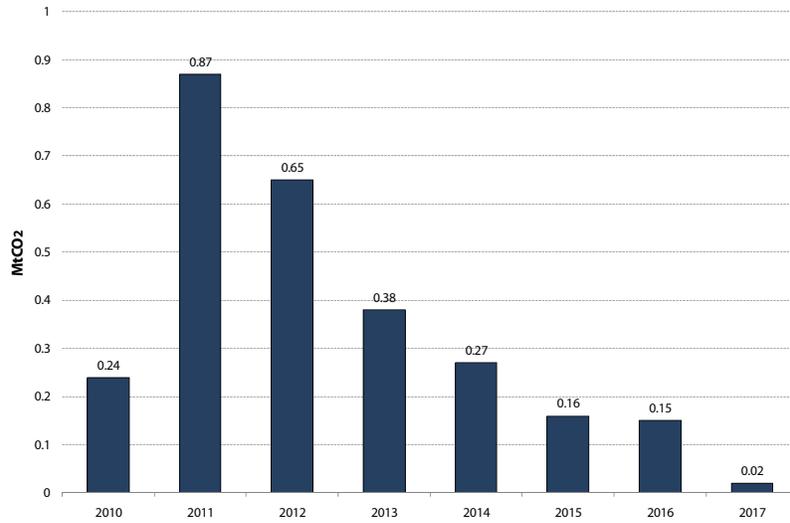
Se observa que en la mayoría de los países hay una reducción del monto de emisiones a lo largo del tiempo, debido a la construcción de plantas hidroeléctricas. La principal excepción es Brasil, donde se observa un aumento expresivo en las emisiones, debido a la entrada en operación de plantas térmicas (gas natural, carbón y oleo combustible).

#### 6.5.1.1 Costa Rica

La figura a continuación muestra las emisiones para Costa Rica. Se observa una reducción en los totales a lo largo del tiempo, resultado de inversiones en plantas hidroeléctricas y eólicas.

<sup>35</sup> Se utilizaron referencias internaciones para el factor de emisión de cada combustible.

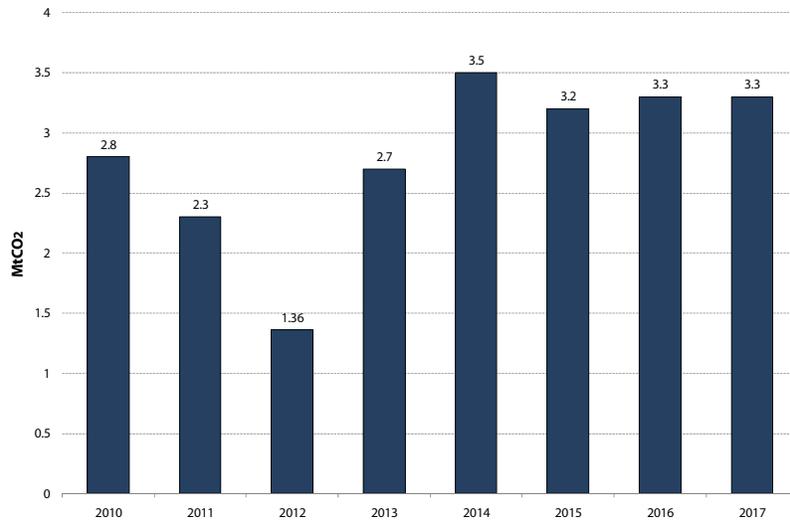
<sup>36</sup> Se utilizaron los valores de consumo específico informados por países.



**Figura 6.40 – Costa Rica: emisiones de CO<sub>2</sub> (promedio anual)**

### 6.5.1.2 El Salvador

La figura a continuación muestra las emisiones para El Salvador. El aumento observado se debe a la entrada de dos plantas termoeléctricas para exportación de energía: la planta carbón AES (200 MW) y la planta gas Cutuco (500 MW).

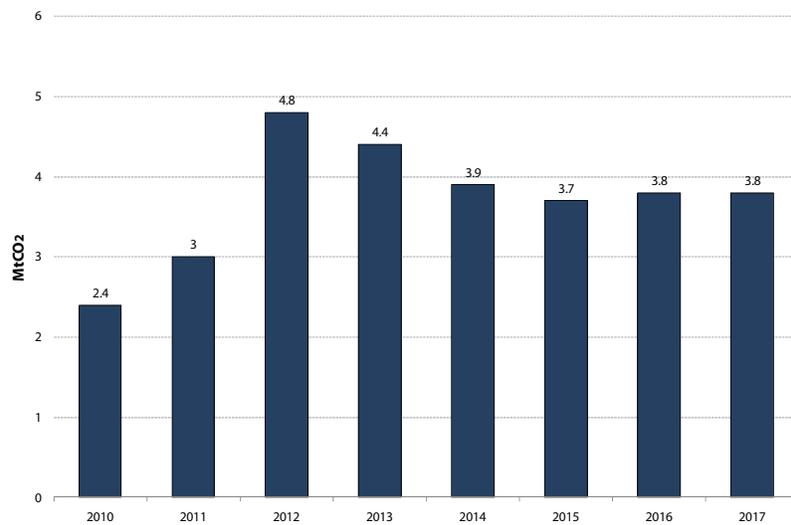


**Figura 6.41 – El Salvador: emisiones de CO<sub>2</sub> (promedio anual)**

### 6.5.1.3 Guatemala

La figura a continuación muestra las emisiones para Guatemala. La reducción observada se debe a las térmicas instaladas en El Salvador, mencionadas arriba, que desplazarán generación

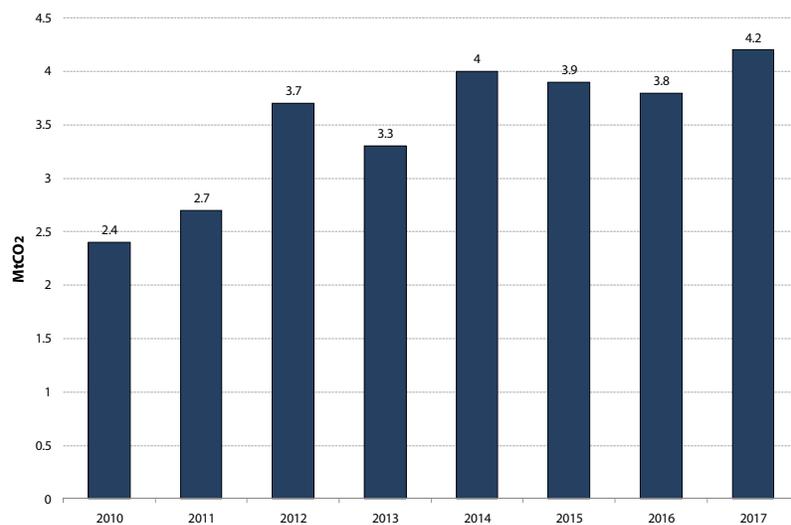
más “sucia” en el país. Este caso muestra que un aumento en las emisiones de un país puede resultar en una reducción regional en el nivel de emisiones.



**Figura 6.42 – Guatemala: emisiones de CO<sub>2</sub> (promedio anual)**

#### 6.5.1.4 Honduras

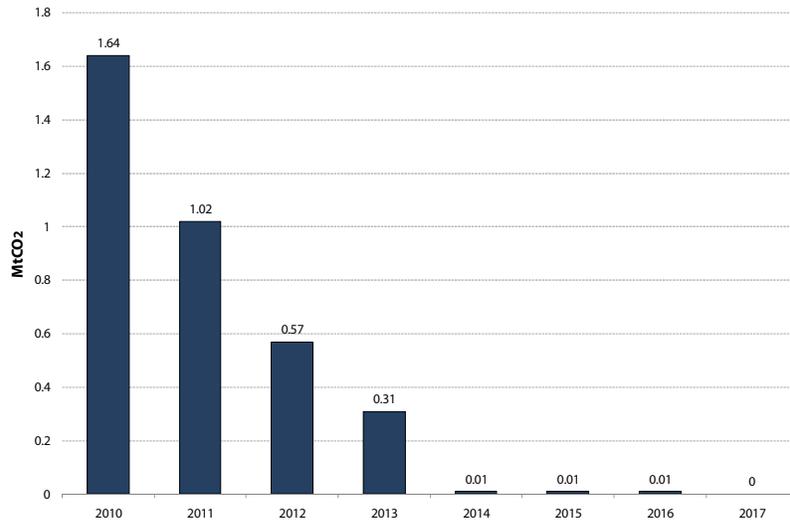
La figura a continuación muestra las emisiones para Honduras. Se observa que el nivel de emisiones es relativamente estable.



**Figura 6.43 – Honduras: emisiones de CO<sub>2</sub> (promedio anual)**

### 6.5.1.5 Nicaragua

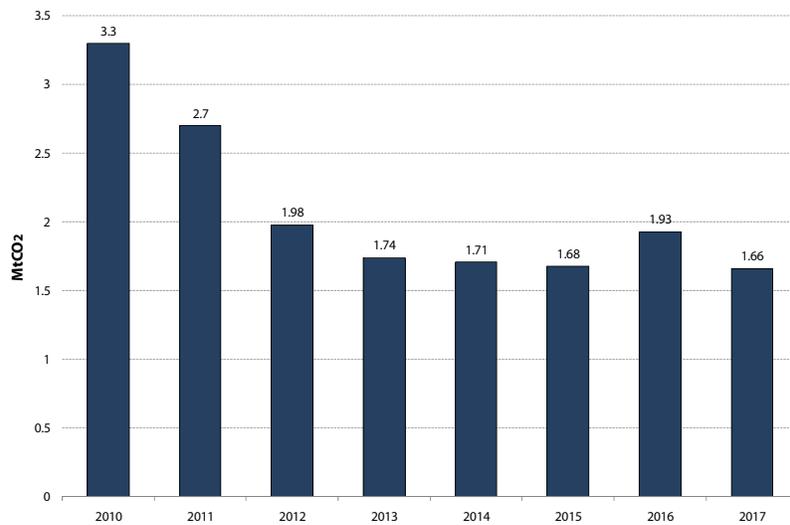
La figura a continuación muestra las emisiones para Nicaragua. Se observa una fuerte reducción en las emisiones, resultado de la entrada de plantas geotérmicas y eólicas, que desplazan la generación térmica existente.



**Figura 6.44 – Nicaragua: emisiones de CO<sub>2</sub> (promedio anual)**

### 6.5.1.6 Panamá

La figura a continuación muestra las emisiones para Panamá. Así como en el caso de Nicaragua, se observa una fuerte reducción en las emisiones, resultado en este caso de la entrada de plantas hidroeléctricas.

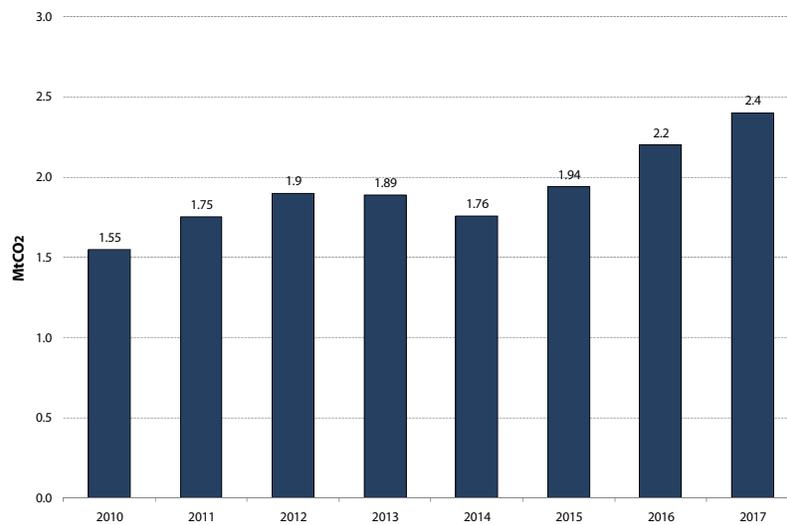


**Figura 6.45 – Panamá: emisiones de CO<sub>2</sub> (promedio anual)**

## 6.5.2 Emisiones de CO<sub>2</sub>: Comunidad Andina

### 6.5.2.1 Bolivia

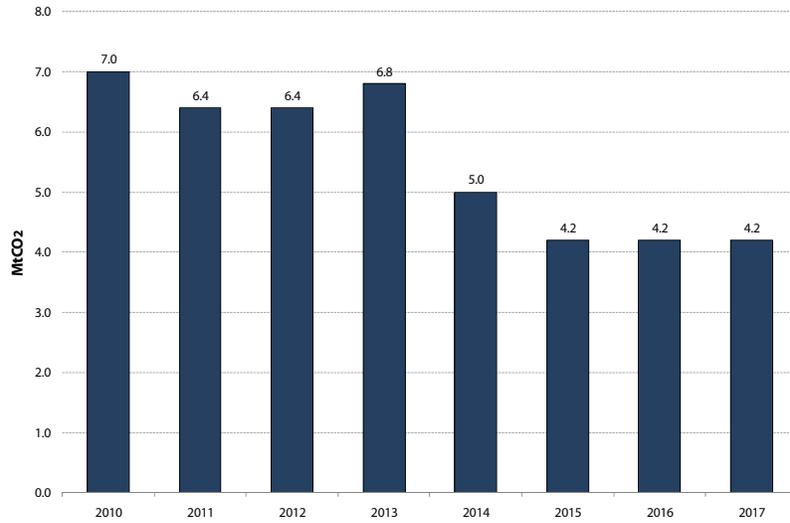
La figura a continuación muestra las emisiones para el sistema Boliviano. El crecimiento de las mismas se debe a la entrada de plantas a gas natural, que es la principal opción de expansión del país.



**Figura 6.46 – Bolivia: emisiones de CO<sub>2</sub> (promedio anual)**

### 6.5.2.2 Colombia

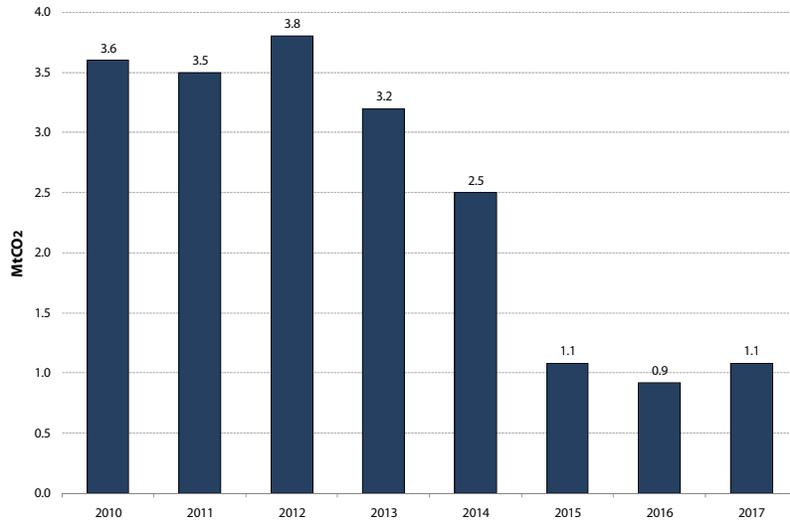
La figura a continuación muestra las emisiones para Colombia. Se observa una reducción en las emisiones, resultado de la entrada de nuevas plantas hidroeléctricas.



**Figura 6.47 – Colombia: emisiones de CO<sub>2</sub> (promedio anual)**

### 6.5.2.3 Ecuador

La figura a continuación muestra las emisiones para Ecuador. De manera análoga a Colombia, se observa una reducción en las emisiones, resultado de la entrada de nuevas plantas hidroeléctricas en el país.



**Figura 6.48 – Ecuador: emisiones de CO<sub>2</sub> (promedio anual)**

### 6.5.2.4 Perú

La figura a continuación muestra las emisiones para Perú. El aumento de las emisiones en los primeros años resulta de entrada de plantas a gas, asociadas al campo de Camisea. A mediano plazo, las emisiones se estabilizan debido al desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas.

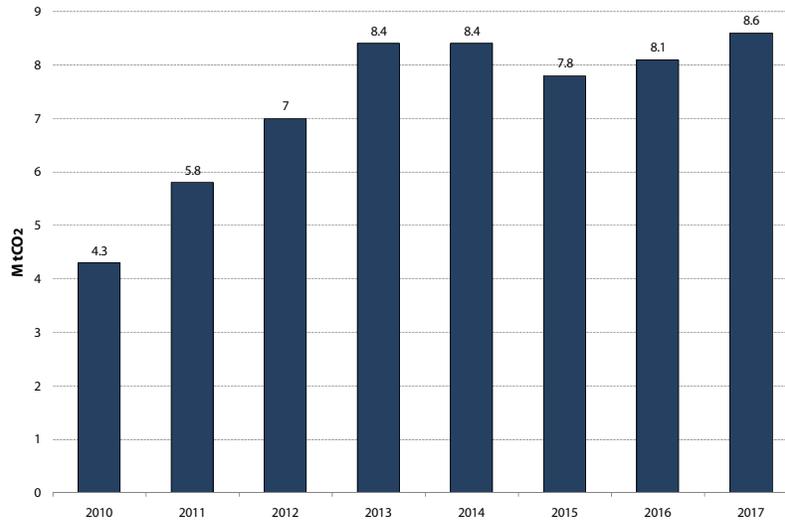


Figura 6.49 – Perú: emisiones de CO<sub>2</sub> (promedio anual)

### 6.5.3 Emisiones de CO<sub>2</sub>: Mercosur

#### 6.5.3.1 Argentina

La figura a continuación muestra las emisiones para Argentina. El aumento observado resulta de la expansión con base en plantas termoeléctricas a gas y oleo, que además son accionadas con más frecuencia al final del periodo debido a la reducción de la reserva de potencia (ver figura 4.27).

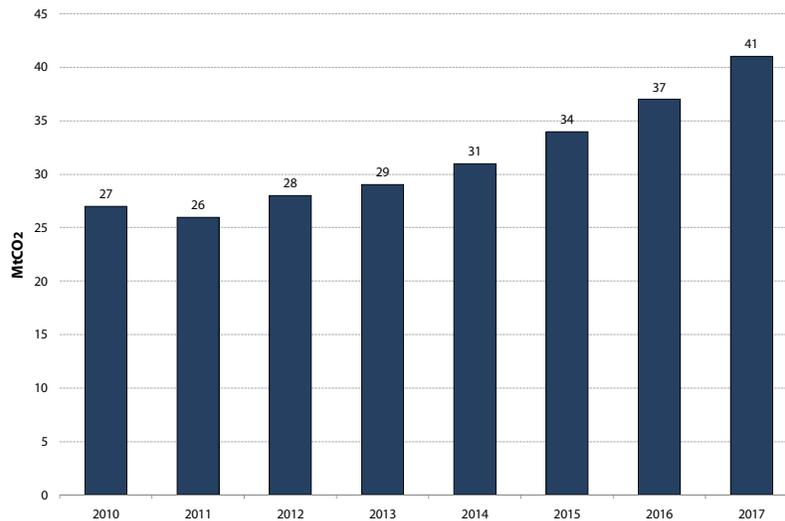
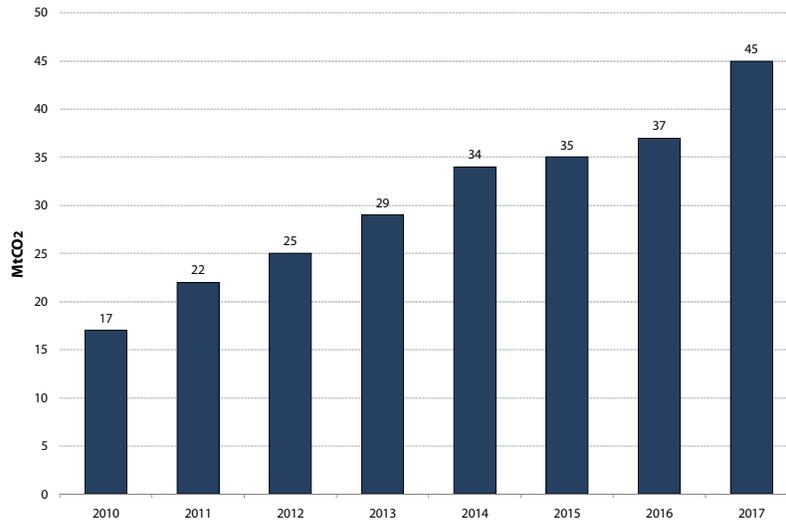


Figura 6.50 – Argentina: emisiones de CO<sub>2</sub> (promedio anual)

### 6.5.3.2 Brasil

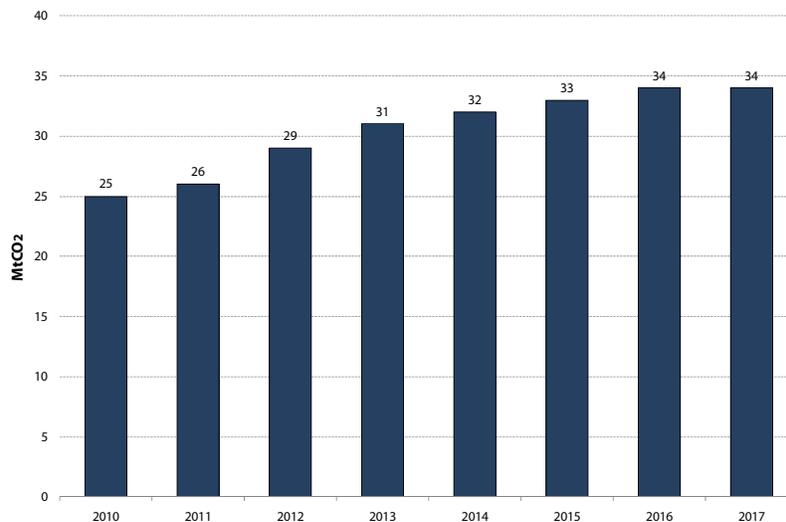
La figura a continuación muestra las emisiones para Brasil. El aumento expresivo observado resulta de la entrada en operación de una gran cantidad de plantas termoeléctricas a carbón, oleo y gas natural.



**Figura 6.51 – Brasil: emisiones de CO<sub>2</sub> (promedio anual)**

### 6.5.3.3 Chile

La figura a continuación muestra las emisiones para Brasil. Así como Brasil, el país presenta un aumento de las emisiones, resultado de la entrada en operación de plantas a carbón y otras termoeléctricas.



**Figura 6.52 – Chile: emisiones de CO<sub>2</sub> (promedio anual)**

### 6.5.3.4 Paraguay

El sistema Paraguayo no presenta emisiones, pues es suministrado por plantas hidroeléctricas.

### 6.5.3.5 Uruguay

Como muestra la figura a continuación, el sistema Uruguayo presenta niveles de emisión relativamente bajos en términos absolutos, pero crecientes a lo largo del tiempo. Así como en los casos anteriores, esto se debe a construcción de plantas termoeléctricas.

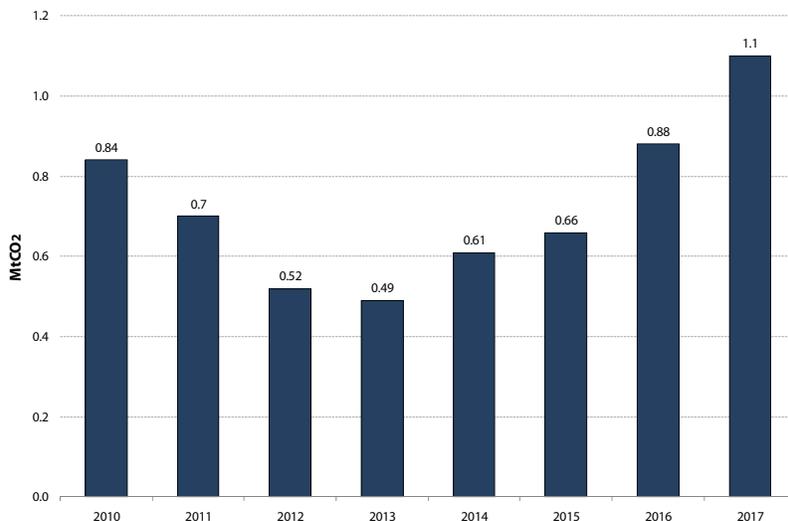


Figura 6.53 – Uruguay: emisiones de CO<sub>2</sub> (promedio anual)

### 6.5.4 Emisiones de CO<sub>2</sub> por GWh de consumo

La diversidad del monto de consumo en cada país dificulta la evaluación del grado de “limpieza” de su matriz de energía eléctrica cuando se calculan los montos absolutos de emisión, como en la sección anterior. Por esta razón, se decidió calcular un índice de *emisiones relativas*, dividiendo el monto absoluto de emisiones (tCO<sub>2</sub>) por el consumo de energía (GWh).

Una ventaja de este índice es que permite definir el grado de “limpieza” en términos de las emisiones que resultarían del suministro de 100% de la demanda por una termoeléctrica a ciclo combinado a gas natural, cuyo nivel de emisión está alrededor de 400 tCO<sub>2</sub>/GWh. En otras palabras, un país con un nivel de emisiones de, por ejemplo, 100 tCO<sub>2</sub>/GWh equivale a un sistema donde 75% del consumo se suministra por fuentes 100% limpias (sin emisiones) y los demás 25%, por térmicas ciclo combinado gas (400 tCO<sub>2</sub>/GWh).

#### 6.5.4.1 Resultados para 2013

Las figuras a continuación presentan las emisiones relativas de los países para el año 2013.

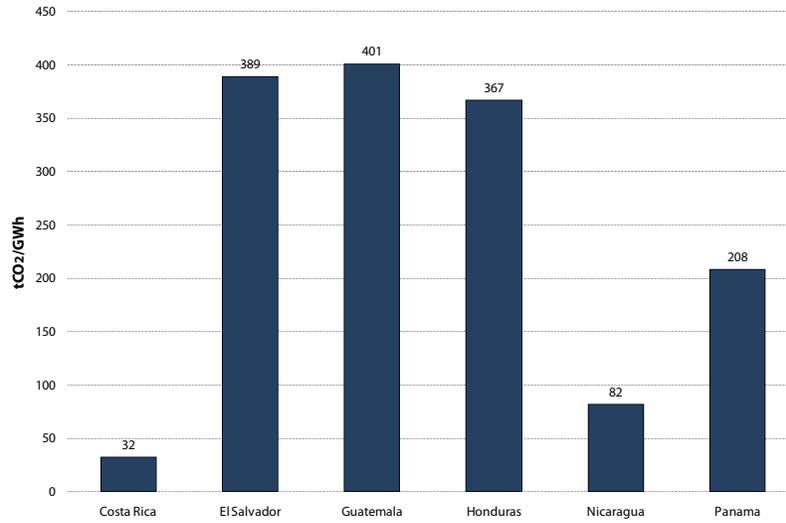


Figura 6.54 – Centroamérica: emisiones por GWh – año 2013

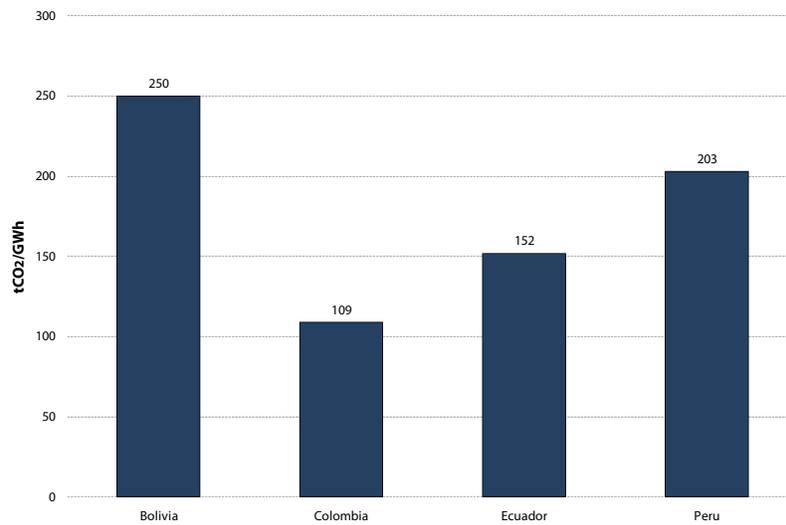
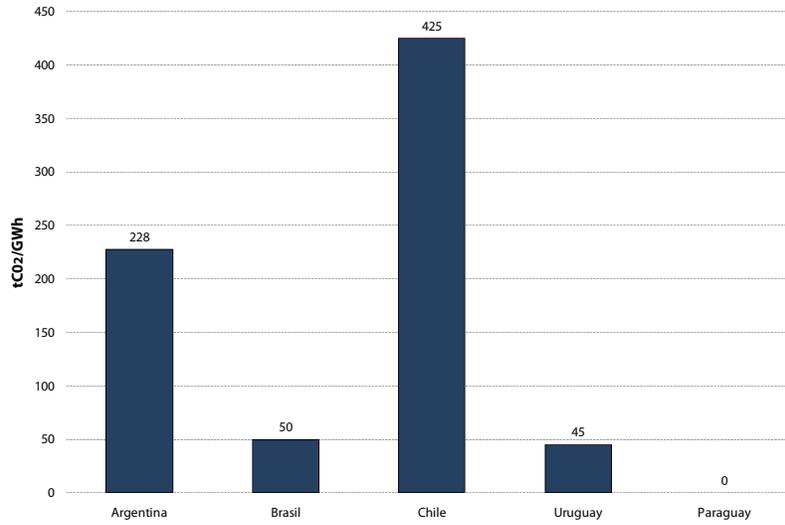


Figura 6.55 – Comunidad Andina: emisiones por GWh – año 2013

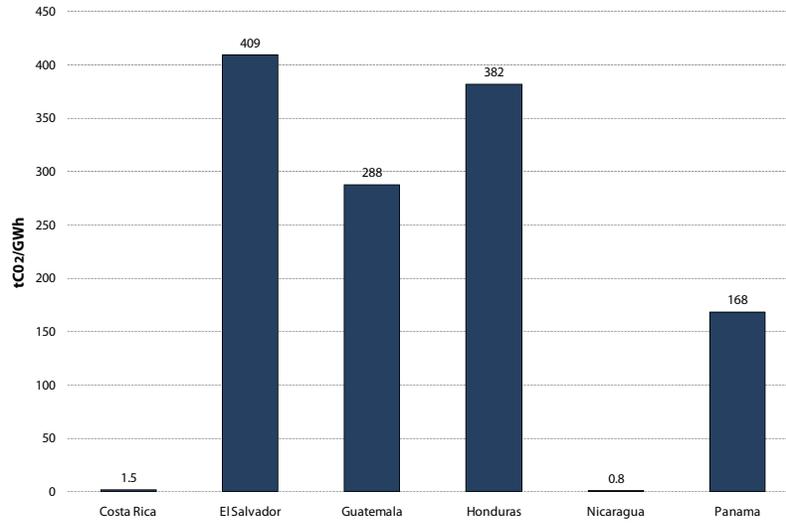


**Figura 6.56 – Mercosur: emisiones por GWh – año 2013**

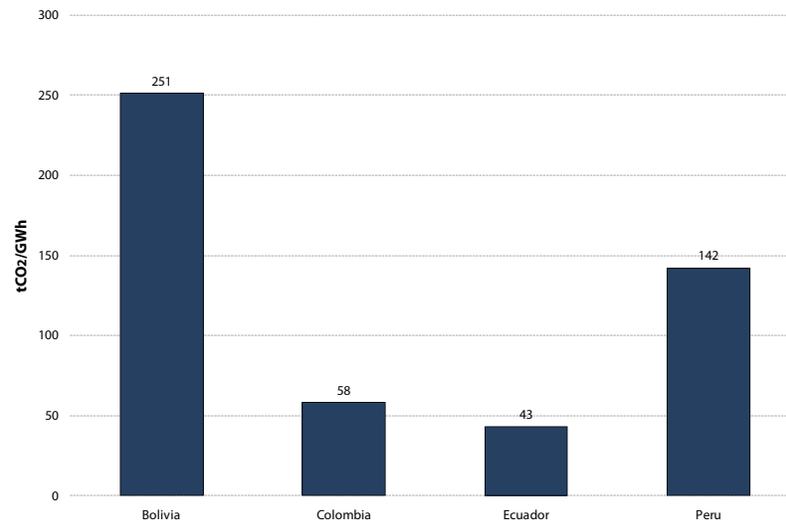
Se observa que la matriz eléctrica de la región es bastante “limpia”. Varios de los países tienen niveles de emisión que son una fracción de un sistema a gas natural (el sistema brasileño, por ejemplo, equivale a 88% de una fuente 100% limpia y 12% de una planta ciclo combinado gas). Además, los países con mayor emisión relativa, que son Chile y Guatemala, equivalen a un sistema suministrado por plantas gas natural.

### 6.5.5 Resultados para 2017

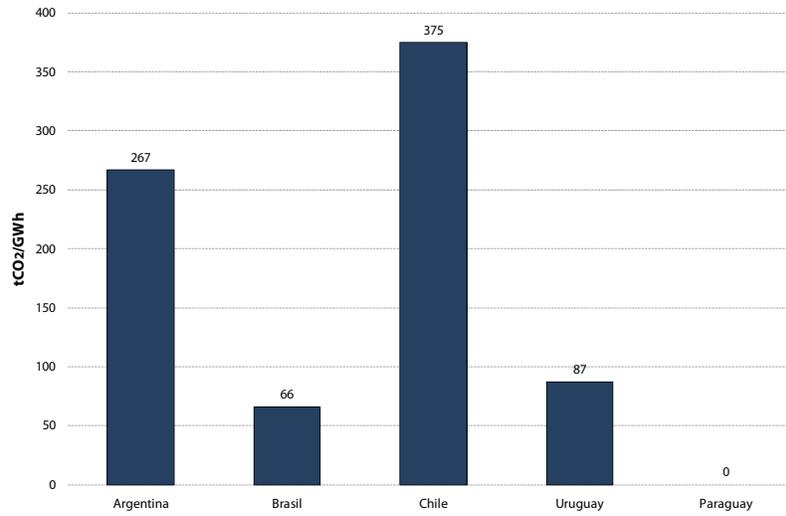
Las figuras a continuación muestran las emisiones relativas de los países para el año 2017. Se observa que hay una reducción en la emisión relativa de todos los países, a la excepción de Brasil. Como comentado anteriormente, esto se debe a la entrada prevista de un fuerte componente de generación hidroeléctrica y de otras fuentes renovables tales como biomasa y energía eólica en los próximos años.



**Figura 6.57 – Centroamérica: emisiones por GWh – año 2017**



**Figura 6.58 – Comunidad Andina: emisiones por GWh – año 2017**



**Figura 6.59 – Mercosur: emisiones por GWh – año 2017**

## 7 ESTUDIOS DE CASO

En este capítulo, se presentan los resultados de los análisis de oportunidad para 12 proyectos de interconexión. Los criterios para selección de estos proyectos fueron: (i) ilustrar los diferentes tipos de oportunidad de interconexión; (ii) mostrar los beneficios potenciales de las interconexiones en las tres regiones, Centroamérica, Comunidad Andina y Mercosur; y (iii) analizar proyectos “reales”, esto es, para los cuales existen propuestas concretas y un interés declarado de por lo menos uno de los representantes de los países involucrados.

Se presenta a continuación una muy breve descripción de las características de los proyectos, agregados por tipo de interconexión:

- **Economía de escala para proyectos hidroeléctricos:** envío de parte de la energía de las plantas hidroeléctricas Inambari (2200 MW, Perú) y Cachuela Esperanza (800 MW, Bolivia) para Brasil. Un aspecto interesante de estos proyectos es que estas plantas están aguas arriba de las plantas de Jirau y Santo Antonio (3500 MW cada) en Brasil. Por lo tanto, hay la oportunidad para un aumento de eficiencia a través de la operación coordinada del sistema hidroeléctrico
- **Seguridad operativa e intercambios de oportunidad:** fueron evaluados proyectos de interconexión entre Perú y Ecuador; Bolivia y Perú, Centroamérica (SIEPAC II) y Argentina-Paraguay-Brasil (interconexión de las plantas hidroeléctricas binacionales Yacyretá e Itaipú)
- **Optimización del uso de la infraestructura existente** – incluye los siguientes proyectos: (i) Conexión de nuevos proyectos hidroeléctricos en el Sur de Chile hasta el centro de carga del país a través del sistema de transmisión argentino; (ii) Envío de energía hidroeléctrica de Paraguay hasta el sistema SING de Chile, donde predomina la generación termoeléctrica. Dado que Paraguay y Chile no están conectados, este envío se hace a través de un esquema de *swap* con Argentina: Paraguay inyecta energía en Argentina y Argentina envía el mismo monto a través de su conexión con el SING; y (iii) Swap de energía estacional entre Argentina y Brasil: Brasil envía energía para Argentina en los meses de invierno, cuando la demanda en Argentina es más alta (calefacción), y Argentina devuelve la misma cantidad a Brasil en los meses de verano, cuando la demanda es más alta en este país (aire acondicionado).
- **Seguridad operativa y exportación de energía:** incluye proyectos de interconexión donde uno de los países es un exportador neto: (i) Colombia→Panamá; (ii) Bolivia→Chile; y (iii) Brasil→Uruguay.

## 7.1 Hidroeléctrica Inambari (Perú→Brasil)

### 7.1.1 Antecedentes

El noviembre del 2007, un documento elaborado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) de Perú (MEM) identificó un potencial hidroeléctrico de 20 mil MW ubicado en la vertiente oriental de la cordillera de los Andes. De este potencial, cinco plantas con capacidades instaladas entre 800 y 2.200 MW, totalizando 6.300 MW, fueron identificadas como siendo las más competitivas.



**Figura 7.1 – Potencial hidroeléctrico en la región Oriental de Perú**

La posibilidad de exportación de parte de este potencial hidroeléctrico peruano para Brasil ha despertado interés en ambos países. Por el lado de Brasil, se observa de inicio que la planta Inambari, con 2200 MW, está a apenas 260 km de la frontera<sup>37</sup>. Además, y igualmente importante, esta planta tiene un embalse con capacidad de regularización multianual<sup>38</sup> que está aguas arriba de las plantas brasileñas Santo Antônio y Jirau, con 3500 MW cada, y que están en construcción. Debido a restricciones ambientales, estas plantas son centrales de pasada, y no utilizan plenamente los caudales que llegan en la estación húmeda. Como consecuencia, su energía firme es inferior a lo que podría producir. Como se muestra más adelante, la regulari-

<sup>37</sup> La proximidad de Inambari a ciudades brasileñas tales como Rio Branco y Porto Velho no significa necesariamente que los costos de interconexión con Brasil son reducidos. La razón es que el consumo de estas ciudades no es suficiente para absorber la energía inyectada de Perú, y sería necesario transportar la diferencia hasta región Sureste de Brasil, donde se ubican los grandes centros de carga. Una posibilidad será aprovechar la infraestructura de transmisión (líneas HVDC con 2500 km) que se está construyendo para evacuar la energía producida por Santo Antonio y Jirau hasta el Sureste. Otra posibilidad sería construir un sistema de transmisión en separado que pasa por Rio Branco.

<sup>38</sup> Volumen útil de 12 mil millones de metros cúbicos.

zación aguas abajo que sería brindada por el embalse de Inambari permitiría aumentar en 90 MW promedio la energía firme del sistema hidroeléctrico brasileño<sup>39</sup>.

Del lado peruano, un beneficio importante es la factibilidad de plantas cuyo tamaño haría más difícil su absorción por el mercado local. En otras palabras, por cuestiones de economía de escala una hidroeléctrica de gran tamaño tiende a ser más barata para el consumidor (en términos de \$/MWh producido) que una planta de menor porte. Sin embargo, si el aumento anual del consumo local es inferior a la capacidad de la planta, su construcción resultaría temporalmente en capacidad ociosa. Dado que las plantas hidroeléctricas son intensivas en capital, la pérdida financiera resultante de esta ociosidad reduce o puede hasta eliminar las ventajas de la economía de escala. Si Brasil absorbe parte de la energía de la planta, la ociosidad desaparece, y los beneficios de la economía de escala pueden ser compartidos por ambos países.

Esta posibilidad de beneficios mutuos ha llevado los presidentes de Brasil y Perú a reunirse dos veces en los últimos meses para tratar de este tema, además de varias reuniones realizados con los equipos técnicos de los países.

En este estudio de caso, se analizan las oportunidades y desafíos asociados al desarrollo de la generación hidroeléctrica en el Perú. En particular, se discuten los siguientes temas: (i) cálculo del beneficio de la interconexión; (ii) contratación de la energía por parte de Perú y de Brasil; (iii) operación de la planta; (iv) remuneración de la interconexión; y (v) aspectos institucionales.

### 7.1.2 Beneficio energético de la interconexión

La planta Inambari, que es una central con embalse, está ubicada aguas arriba de las plantas Jirau y Santo Antonio, que son centrales de filo de agua (por restricciones ambientales). Por lo tanto, es posible que la integración de Inambari con el sistema brasileño contribuya para aumentar la energía firme de dos maneras:

- Sinergia hidrológica
- Regulación de los embalses aguas abajo

Se presenta a continuación una estimativa preliminar del beneficio energético de la integración.

#### 7.1.2.1 Procedimiento y resultados

Como discutido en la sección 4.2.1, la energía firme de un sistema de generación hidroeléctrico es la máxima demanda constante (en MW promedio) que se puede suministrar si ocurre la sequía más severa registrada en el histórico de caudales. El cálculo de la energía firme total se plantea como un problema de optimización, el cual se resuelve por el modelo MonaLisa, desarrollado por PSR (ver Anexo B). Una vez calculada la energía firme total del sistema, la energía

---

<sup>39</sup> Observa-se que el beneficio de energía firme es *sistémico*. La cuestión de como repartir el mismo es compleja.

de cada planta hidroeléctrica se calcula como su producción de energía promedio a lo largo del llamado “periodo crítico”, que corresponde al intervalo inicial y final de la sequía más severa.

Si incluimos Inambari en el sistema brasileño y calculamos la energía firme de la planta de acuerdo con el procedimiento descrito arriba, resulta una energía firme de 1467 MW promedio. Sin embargo, si calculamos la contribución de Inambari como la diferencia de la energía firme total del sistema brasileño con y sin Inambari, resulta un valor mayor, 1560 MW promedio. La razón para esta diferencia de  $1560 - 1467 = 93$  MW promedio es que la operación del embalse de Inambari resulta en beneficios para la producción de las plantas hidroeléctricas brasileñas aguas abajo, Santo Antonio y Jirau.

Dado que estas plantas ya tienen su remuneración asegurada a través de contratos de largo plazo, sería posible argumentar que este incremento de energía firme se debería asignar a la planta Inambari, lo que aumentaría su competitividad económica para el país. Como ilustración, el valor de un incremento de 93 MW promedio de energía firme para Brasil se puede estimar multiplicando el mismo ( $93 \times 8760$  horas/año = 814 GWh/año) por el costo marginal de largo plazo del país, 81 US\$/MWh de energía firme<sup>40</sup> = US\$ 66 millones/año.

Es importante observar que el incremento de energía firme calculado arriba supone que la planta se opera con el objetivo de maximizar el beneficio energético para Brasil. Esto puede no ser realista, pues los intereses de suministro del sistema Peruano obviamente son prioritarios. Se discute a continuación la relación entre el esquema de comercialización de la energía de la planta y el cálculo de su energía firme.

### 7.1.3 Comercialización de la energía de Inambari en Brasil

En el marco regulatorio brasileño, 100% de la demanda (libre y regulada) debe estar cubierta por contratos. Aún que los contratos sean instrumentos financieros (*forward* y *call options*), se requiere que los mismos estén respaldados por “certificados de energía firme” (CEF), esto es, un generador o un comercializador sólo puede firmar un contrato de suministro de, por ejemplo, 100 MW promedio con un consumidor si posee CEFs que suman por lo menos los mismos 100 MW promedio. Los CEFs son asignados por el Ministerio de Minas y Energía de Brasil para todos los generadores, existentes y proyectos, y para todas las tecnologías (hidroeléctricas, termoeléctricas, biomasa, eólicas etc.).

Un aspecto interesante de la reglamentación brasileña es que, aunque los CEFs en general estén asociados a proyectos de generación, también pueden ser asignados a proyectos de interconexión. Un ejemplo es la interconexión Argentina-Brasil, CIEN, que tenía un CEF de 2000 MW promedio (ver sección 5.5 para más detalles sobre el proyecto CIEN). Una vez asignado el CEF de Inambari, el proyecto podría, por ejemplo, participar de las subastas de contratación de nueva capacidad de Brasil.

---

<sup>40</sup> Brasil tiene un costo marginal de largo plazo “oficial”, que se utiliza en los estudios de planificación. El valor más reciente para este costo es 146 R\$/MWh. Suponiendo una tasa de cambio de 1.8 R\$ por US\$, resulta 81 US\$/MWh.

Sin embargo, el proceso de cálculo del CEF de un proyecto de generación en la reglamentación brasileña requiere una *simulación de la operación* del mismo. Por ejemplo, la interconexión CIEN, entre Argentina y Brasil, se representó como un generador termoeléctrico virtual en Brasil (ver sección 6.4). Por lo tanto, la operación de la interconexión fue simulada a través del siguiente procedimiento: si el precio de corto plazo de Brasil (R\$/MWh) excede el “costo variable de operación” del “generador” CIEN, el Operador Nacional del Sistema (ONS) de Brasil “acciona” el mismo<sup>41</sup>; en caso contrario, la CIEN suministra su contrato comprando energía en el mercado de corto plazo de Brasil.

En el caso de Inambari, la simulación operativa para cálculo del CEF es más compleja, pues requiere una definición de la *política operativa* de la misma en el sistema peruano. Este tema se discute a continuación.

### 7.1.4 Operación de Inambari

#### 7.1.4.1 Contratos con monto fijado

Si la venta de energía de Inambari para Brasil se hace a través de un contrato de suministro con precio y monto de energía fijados, esto significa que el Operador del sistema peruano, COES, haría la operación del país con una demanda adicional que corresponde al contrato de suministro con el país vecino. En este caso, el CEF del proyecto bajo el punto de vista del marco regulatorio brasileño coincide con el monto contratado con Brasil, pues es una inyección constante de energía en el país. Aunque este esquema de comercialización sea el más sencillo, posiblemente es el más costoso, pues los riesgos de cantidad y precio se quedan con Inambari.

#### 7.1.4.2 Producción de energía compartida

Una segunda opción sería definir que un porcentaje fijo de la producción de energía de Inambari (por ejemplo, 50%) sería enviado a Brasil, esto es, es como 50% de Inambari fuese un generador hidroeléctrico virtual ubicado en Brasil, de manera análoga a la interconexión CIEN.

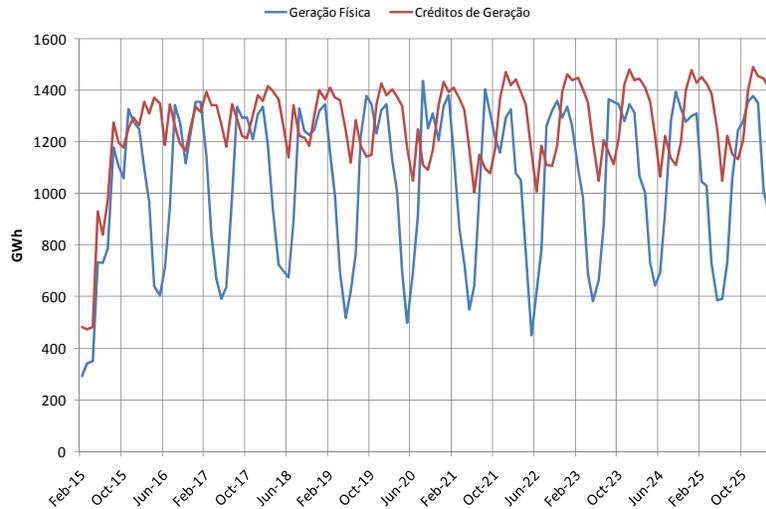
Este esquema tendría menos riesgos para el inversionista, pues la hidroeléctrica virtual podría participar del llamado *Mecanismo de Reubicación de Energía* (MRE), donde el suministro de cada planta, para efectos comerciales, no corresponde a la producción física de la misma, pero un *porcentaje* de la producción hidroeléctrica total, conocidos como “créditos de generación”<sup>42</sup>. Dado que esta producción total es mucho más estable que la producción individual de cada planta, el MRE tiene como efecto disminuir el riesgo hidrológico de las mismas.

---

<sup>41</sup> En la práctica, el costo variable de operación es el “strike price” del contrato de suministro, y el accionamiento por parte del ONS significa que la empresa CIEN se encarga de importar energía de Argentina. En otras palabras, el proceso de compra de energía en Argentina por parte de la CIEN era “invisible” para sus compromisos contractuales en Brasil. Como se discute en la sección 5.5, la crisis del proyecto CIEN fue causada por el aumento del precio de la energía eléctrica en Argentina debido a las dificultades de suministro del gas natural, que inviabilizó el envío de energía para Brasil en cumplimiento a los contratos.

<sup>42</sup> Este porcentaje es proporcional al CEF de la planta.

La figura a continuación ilustra el efecto del MRE para una simulación operativa de Inambari. Se observa que la producción física (línea en azul) es mucho más variable que el crédito de energía (línea en rojo).



**Figura 7.2 – Producción física y créditos de generación (esquema MRE) de Inambari**

Como se muestra en la sección 5.2.6, la inclusión de la planta en el MRE tiene un impacto sustancial en el costo de la energía de la misma.

La principal dificultad con el esquema operativo de compartir la producción de la planta es que el cálculo del CEF de Inambari (y la inclusión de la misma en el MRE) serían complejos, pues la “lógica” de la operación de la hidroeléctrica virtual sería la del COES, mientras la operación de las demás plantas hidroeléctricas sería determinada por el ONS de Brasil.

#### 7.1.4.3 El esquema de “slicing”

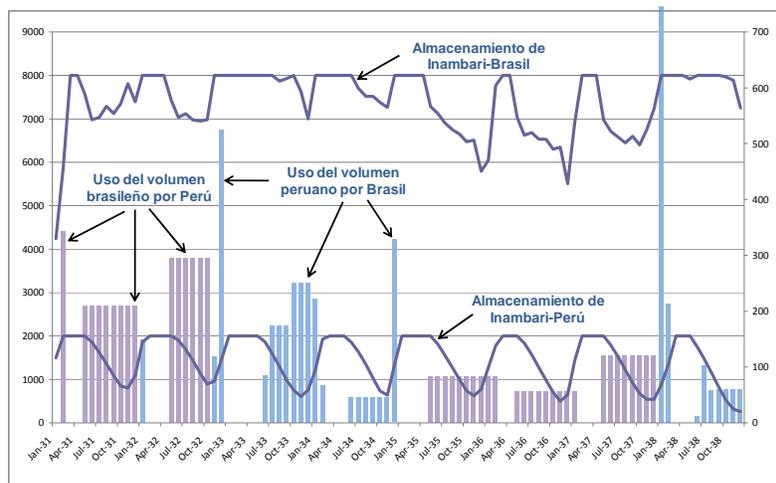
Una tercera alternativa, que podría maximizar los beneficios para ambos países, sería utilizar el llamado esquema de “slicing”, donde la planta “física” se divide en dos plantas virtuales “operadas” en separado por cada país.

Este esquema de “slicing” es adoptado en la planta binacional Salto Grande (1.9 GW), operada conjuntamente por Argentina y Uruguay; en la operación del sistema da Bonneville Power Administration (BPA), en los Estados Unidos, con 22 GW; y fue recientemente propuesto en Canadá para conciliar la operación de la hidroeléctrica Upper Churchill Falls (5 GW), controlada por la provincia de Québec, con la de Lower Churchill Falls (3 GW), que está aguas abajo y pertenece a la provincia de Newfoundland. El procedimiento del “slicing” se presenta a continuación.

1. Se define una planta virtual y una “cuenta de energía disponible” para cada país
2. En el inicio de cada etapa, se calcula la energía afluyente a la planta, tomando en cuenta el nivel de almacenamiento real

3. Se desglosa la energía afluyente calculada en el paso 2 en “depósitos” en las cuentas de energía mencionadas en el paso 1. El desglose toma en cuenta el nivel de almacenamiento de la planta virtual, esto es, se reduce el aporte de energía si el embalse virtual está más vacío que el real, y viceversa
4. El Operador del Sistema de cada país decide el monto de energía que será producido por la respectiva planta virtual. Este monto está limitado a la energía en la “cuenta” y, además, a la potencia de la planta virtual. (La potencia ociosa de la otra planta puede ser utilizada, si disponible.)
5. A partir de estos montos, se define el volumen turbinado de la planta física y se hace el balance del agua

La figura a continuación ilustra el balance de los embalses virtuales de Inambari, suponiendo que 20% de la planta está contratada con Brasil. Se observa que el vertimiento en un embalse virtual se puede almacenar en el otro embalse; sin embargo, esta agua tiene prioridad de vertimiento si hay vertimiento en el embalse físico.



**Figura 7.3 – Ejemplo del esquema de “slicing”**

Aunque el esquema de “slicing” sea un poco más complejo en términos de la coordinación de la operación entre el COES peruano y el ONS brasileño, tiene como ventajas una mayor facilidad para la determinación del CEF de la planta (pues la operación de la “parcela Brasil” de la misma sigue la “lógica” del ONS) y, por lo tanto, de su participación en el MRE. Como se muestra a continuación, esto puede tener un impacto significativo en los beneficios de la interconexión.

### 7.1.5 Índice beneficio costo: Brasil

Suponiendo que la planta está en el MRE, su energía firme sería 1560 MW promedio. El costo de la misma *sin incluir los costos de la interconexión* sería 52 US\$/MWh de energía firme. Suponiendo que el costo marginal de largo plazo (CMLP) *de generación* en Brasil es 77

US\$/MWh<sup>43</sup>, el beneficio económico anual se puede calcular como [energía firme (MW promedio)] × [número de horas en el año] × [CMLP – costo de la planta (US\$/MWh)] = 1560 × 8760 × [77 – 52] = US\$ 342 millones.

Aunque no esté definido el diseño del sistema de transmisión que conectaría Inambari a la Red Básica de Brasil, una de las alternativas se compone de: (i) un sistema en 500 kV de Inambari hasta la frontera (144 km), donde se ubicaría una convertora HVDC “back to back”<sup>44</sup>; (ii) a continuación, una conexión (también de 144 km) hasta la subestación Assis (ver figura 7.1); y (iii) de esta subestación saldría la interconexión hasta la Red Básica, una distancia alrededor de 3180 km. El costo estimado de este sistema es US\$ 2.37 mil millones, y el costo anualizado es US\$ 210 millones<sup>45</sup>. El índice beneficio costo (IBC) es por lo tanto 342/210 = 1.6.

### 7.1.6 Índice beneficio costo: Perú

No fue posible calcular el IBC de Inambari por el lado peruano, pues no estaba claro cuál sería el CMLP del país. Además, todavía no está definido el sistema de transmisión. Como ilustración, la figura a continuación muestra un posible diseño de la red, incluyendo además de Inambari, las plantas Mainique y Paquitzpango. Se propone un esquema de “colectoras” en 500 kV de la generación de estas plantas en dos nuevas subestaciones, Mantaro y Cusco. A partir de estas subestaciones, salen sistemas en 500 kV hasta el Norte y el Sur de Lima (subestaciones de Independencia y Chilca, respectivamente).

---

<sup>43</sup> Como visto en la Nota anterior, el costo marginal de largo plazo de Brasil, incluyendo la transmisión, es 146 R\$/MWh. Substrayendo el costo de promedio de transmisión (alta voltaje) en el país, 7 R\$/MWh, se llega a un CMLP de generación de 139 R\$/MWh. Para una tasa de 1.8 R\$/US\$, resulta 77 US\$/MWh.

<sup>44</sup> Tanto Brasil como Perú tienen una frecuencia de 60 Hz. La convertora “back to back” se requiere por razones de estabilidad.

<sup>45</sup> El factor de recuperación de capital (FRC) utilizado para transformar la inversión total en remuneración anual es 0.08. Este FRC supone una vida útil de 30 años y tasa de retorno de 8%. Esta tasa de retorno es más reducida do que la utilizada para los estudios de proyectos de generación porque se supone que la remuneración de la interconexión está asegurada por encargos cargados a los agentes (generadores y/o consumidores, dependiendo del marco regulatorio de cada país).

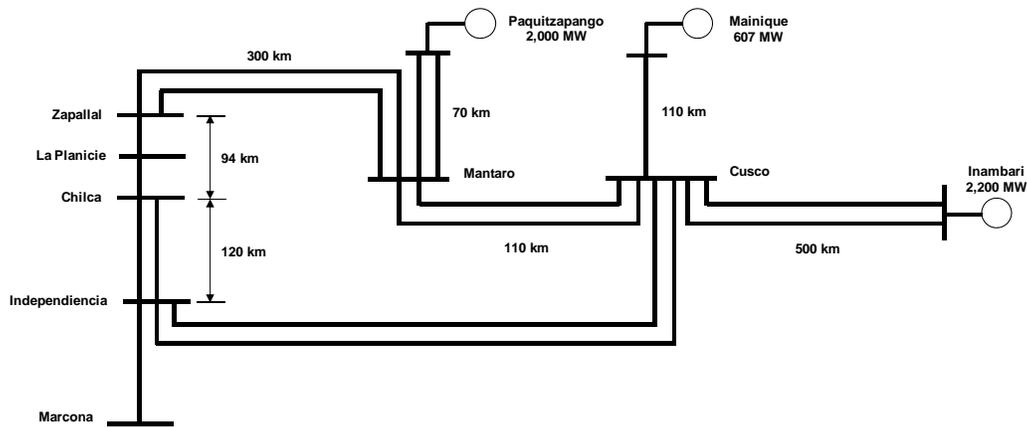


Figura 7.4 – Integración de Inambari al sistema peruano

### 7.1.7 Remuneración de la interconexión: Brasil

Como mencionado, la energía de Inambari sería remunerada a través de un contrato de largo plazo, posiblemente resultante de una subasta de contratación de “energía nueva”.

En lo que se refiere a la interconexión, la reglamentación brasileña<sup>46</sup> permite que las interconexiones internacionales sean incluidas en el sistema de alta voltaje del país (“Red Básica”), la cual es remunerada por todos los generadores y consumidores a través de pagos fijos anuales, conocidos como “tarifas por uso del sistema de transmisión” (TUST). Esto significa que el contrato de suministro de Inambari con Brasil debería tomar en cuenta la TUST que sería asignada a la planta.

### 7.1.8 Aspectos institucionales

La factibilidad de la interconexión Perú-Brasil requiere, además de los aspectos económicos y comerciales discutidos arriba, un Tratado entre ambos países que respalde los acuerdos; y un Acuerdo Operacional entre el COES y el ONS.

### 7.1.9 Conclusiones

La interconexión Perú-Brasil, si exitosa, sería un nuevo marco en la integración energética de la región, pues involucra el concepto de economía de escala, y requiere un acuerdo operativo en una cascada hidroeléctrica con plantas de ambos países.

<sup>46</sup> Ley n° 12.111, del 9 de diciembre de 2009.

## 7.2 Hidroeléctrica Cachuela Esperanza (Bolivia→Brasil)

Cachuela Esperanza es un proyecto hidroeléctrico de 800 MW ubicado en Bolivia. De manera análoga a de las plantas del Oriente de Perú, discutidas en la sección anterior, el gran tamaño de la planta con respecto al incremento de la demanda local dificulta su factibilidad económica. Por lo tanto, se investigó la posibilidad de exportación de la energía de la misma para Brasil.

Una característica interesante de este proyecto es que, como muestra la figura a continuación, la planta boliviana está aguas abajo de Inambari, en Perú, y aguas arriba de las plantas brasileñas Jirau y Santo Antonio. Como visto en la sección anterior, la regulación de los caudales aguas abajo debido a la operación del embalse de Inambari contribuye para el aumento de la energía firme del sistema brasileño. Esto significa que el beneficio económico de Cachuela Esperanza depende de la construcción de Inambari.

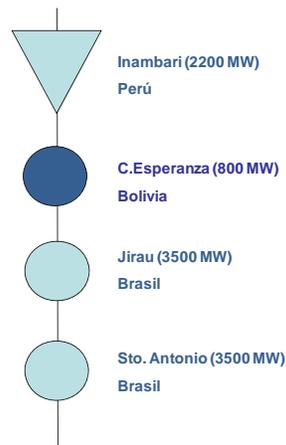


Figura 7.5 – Secuencia Inambari, Cachuela Esperanza, Jirau y Santo Antonio

### 7.2.1 Cálculo de la energía firme

La energía firme se calcula a través del mismo procedimiento (y del mismo modelo computacional) utilizado en el estudio de la sección anterior. La energía firme de Cachuela Esperanza, cuando simulada con el sistema brasileño, pero suponiendo que Inambari no está construida, es 553 MW promedio. Si se supone que Inambari está construida, esta energía firme aumenta para 614 MW promedio. Se concluye que la existencia de Inambari permite aumentar la energía firme de Cachuela Esperanza (y, por lo tanto, su competitividad económica, dado que el costo de construcción de la planta sigue el mismo) en  $614 - 553 = 61$  MW promedio. Utilizando el mismo procedimiento de la sección anterior, se concluye que el valor económico de este incremento es  $61$  (incremento)  $\times 8760$  (horas en el año)  $\times 81$  US\$/MWh (costo marginal de largo plazo de Brasil, ver sección anterior) = US\$ 43 millones por año.

### 7.2.2 Índice beneficio costo

Como visto en la sección anterior (interconexión Perú-Brasil), el beneficio económico anual se puede calcular como [energía firme (MW promedio)] × [número de horas en el año] × [CMLP – costo de la planta (US\$/MWh)]. Suponiendo que Inambari está construida, la energía firme de Cachuela Esperanza sería 614 MW promedio. El costo de su energía, sin incluir los costos de la interconexión, sería 58 US\$/MWh de energía firme. Finalmente, suponiendo que el CMLP *de generación* en Brasil es 77 US\$/MWh, resulta que el beneficio anual es  $614 \times 8760 \times [77 - 58] = \text{US\$ } 102 \text{ millones}$ .

A su vez, el costo estimado de la interconexión (circuito doble de 500 kV entre Cachuela Esperanza y Porto Velho, en Brasil) sería US\$ 792 millones, con un costo anual de US\$ 71 millones. El IBC es, por lo tanto,  $102/71 = 1.4$ .

### 7.2.3 Aspectos comerciales, regulatorios e institucionales

Los aspectos de contratación, remuneración de la interconexión, acuerdos entre países etc. son semejantes a los discutidos en el caso de la interconexión Perú-Brasil, en la sección anterior. Se observa solamente que, dado que la planta es filo de agua, ‘los acuerdos operativos entre el Operador de Bolivia, CNDC, y el ONS de Brasil serían más sencillos.

### 7.2.4 Conclusiones

Así como el caso de Inambari, la construcción de Cachuela Esperanza, si exitosa, representaría un marco en la integración energética de la región, no sólo por la economía de escala como también por la sinergia con la planta peruana Inambari, aguas arriba, y con las plantas brasileñas Jirau y Santo Antonio, aguas abajo.

### 7.3 Interconexión Colombia – Panamá

#### 7.3.1 Visión general del proyecto

El proyecto de interconexión Colombia-Panamá consiste en la construcción de una línea de transmisión en HVDC de aproximadamente 614 km de longitud entre las subestaciones Cerromatoso en Colombia y Panamá II en Panamá (340 km en territorio colombiano y los restantes 274 km en territorio panameño). El proyecto incluye un tramo submarino de 55 km (15 km en Colombia y 40 km en Panamá), a un voltaje de 400 kV. La capacidad de intercambio Colombia→Panamá se estima en cerca de 300 MW, y de 200 MW en sentido opuesto. El costo estimado del proyecto es US\$ 207 millones y la entrada en operación está prevista para 2014.



Figura 7.6 – Interconexión Colombia-Panamá

#### 7.3.2 Procedimiento de análisis

Fueron realizados los siguientes estudios: (i) análisis de los intercambios entre Colombia y Panamá; (ii) cálculo de los beneficios del proyecto (reducción de los costos operativos, mejora en la confiabilidad y reducción de las emisiones; (iii) cálculo del índice beneficio/costo (IBC); y (iv) estimativa de la renta por congestión.

#### 7.3.3 Análisis de los intercambios entre Colombia y Panamá

Los intercambios se calculan a través de simulaciones coordinadas de la operación de los países (presentadas en el capítulo 5), suponiendo que el proyecto entra en operación el 2014. Las figuras a continuación muestran el flujo promedio anual (2014 hasta 2017) y mensual (solamente 2014) en cada dirección.

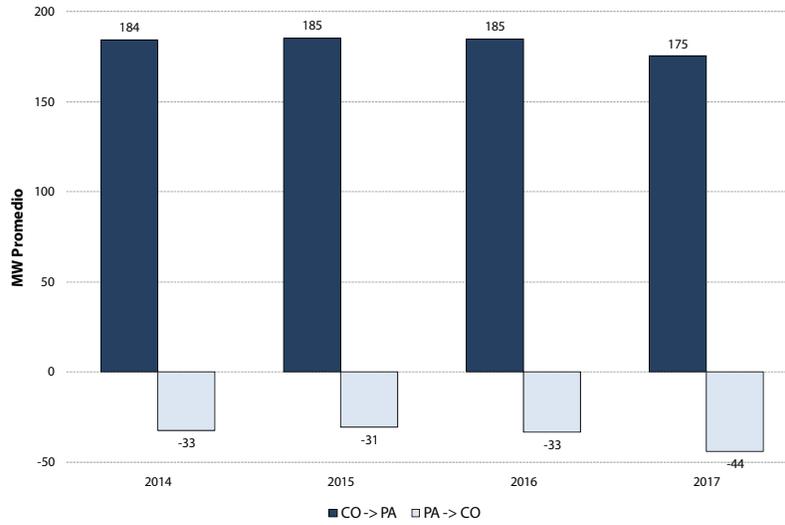
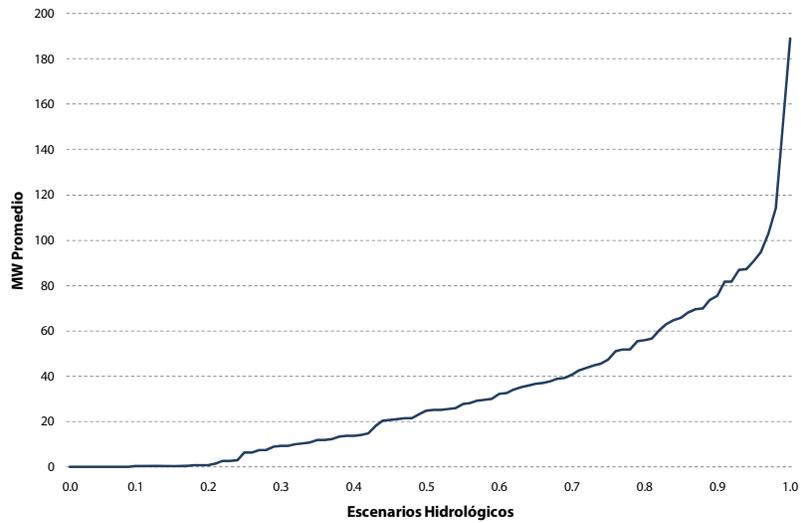


Figura 7.7 – Flujo promedio anual Panamá↔Colombia

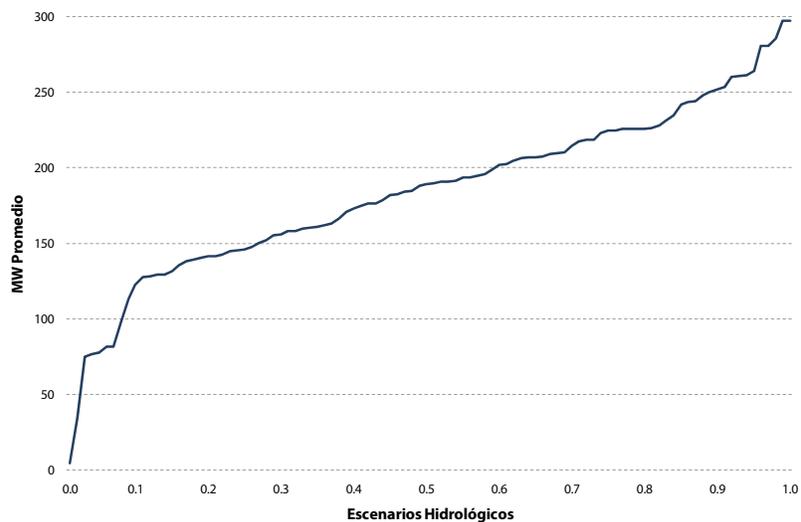


Figura 7.8 – Flujo promedio mensual Panamá↔Colombia (2014)

Como esperado, hay una predominancia de las exportaciones de Colombia hasta Panamá. Sin embargo, como se observa en la figura a continuación, hay escenarios hidrológicos donde Panamá está exportando para Colombia.



**Figura 7.9 – Distribución del flujo Panamá→Colombia (2014)**



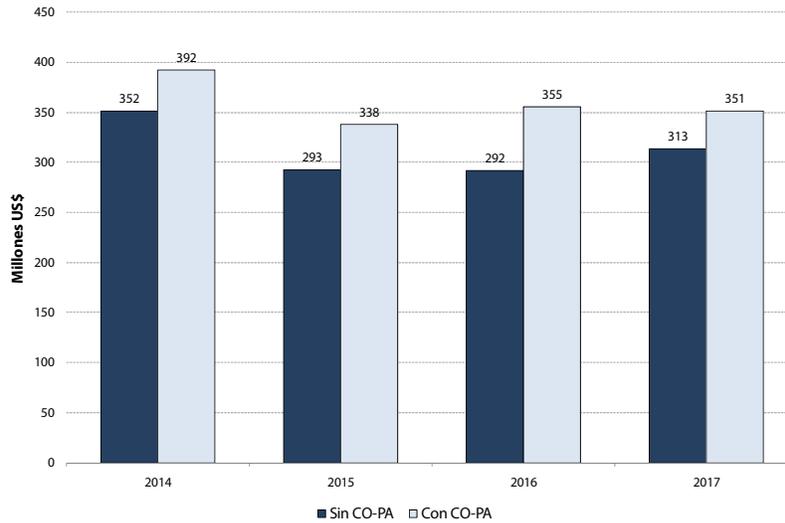
**Figura 7.10 – Distribución del flujo Colombia→Panamá (2014)**

### 7.3.4 Evaluación de los beneficios del proyecto

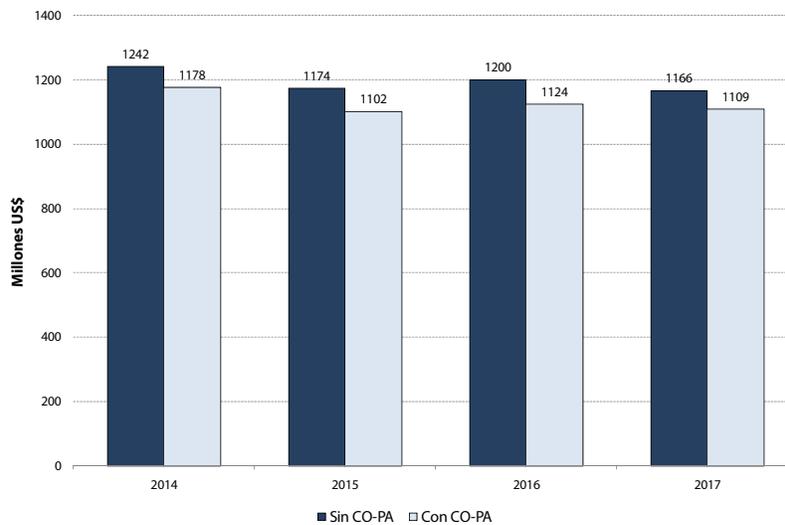
Como mencionado, fueron estimados los siguientes beneficios de la interconexión: (i) reducción de los costos operativos; (ii) mejora en la confiabilidad de suministro (reducción de la energía no suministrada); y (iii) reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Estos beneficios se calculan por la diferencia entre los respectivos valores sin la interconexión (calculados en los análisis del capítulo 5) y con la misma (simulaciones realizadas para el presente capítulo).

### 7.3.4.1 Costos operativos

Las figuras a continuación muestran los costos operativos promedio de: (i) Colombia; (ii) de los países de Centroamérica (debido a la interconexión de los países de esta región a través de la línea SIEPAC I - ver figura 7.13 - el impacto operativo de la interconexión va más allá de Panamá).

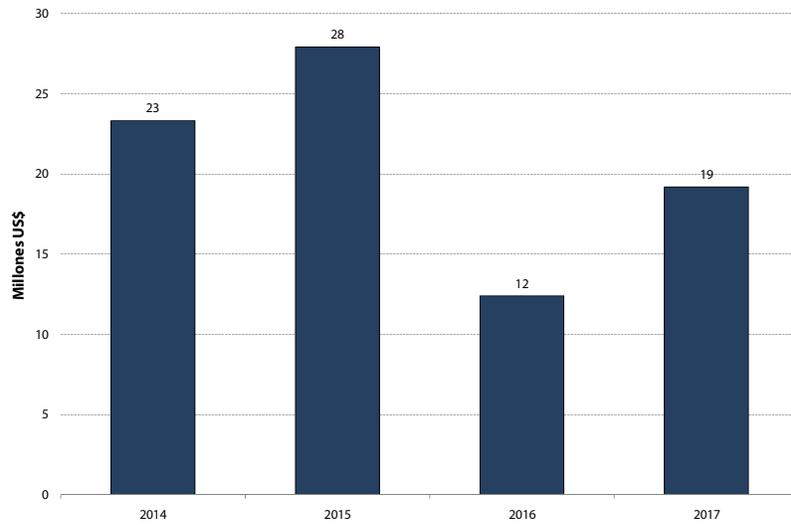


**Figura 7.11 – Colombia: costo operativo sin y con la interconexión**



**Figura 7.12 – Centroamérica: costo operativo sin y con la interconexión**

Se observa un aumento del costo de operativo de Colombia y una reducción del costo de Centroamérica, lo que es coherente con la expectativa de una exportación más frecuente en la dirección Colombia → Panamá. La figura a continuación muestra la reducción neta de los costos operativos totales (suma de Colombia con Centroamérica).



**Figura 7.13 – Reducción del costo operativo total (Centroamérica + Colombia) debido a la interconexión**

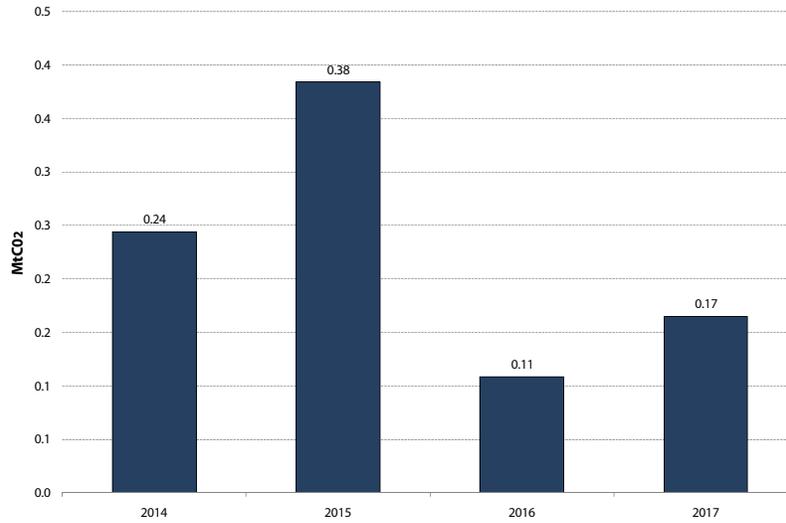
Se observa en la figura que el promedio de la reducción de los costos operativos en los 4 años simulados es US\$ 20.5 millones.

#### 7.3.4.2 Energía no suministrada

No se observaron déficits de energía ya en la situación sin la interconexión. Por lo tanto, la interconexión no aportaría un beneficio de confiabilidad.

#### 7.3.4.3 Emisiones de CO<sub>2</sub>

La figura a continuación muestra el promedio de la reducción de las emisiones (Centroamérica + Colombia) debido a la interconexión.



**Figura 7.14 – Reducción de las emisiones (Centroamérica + Colombia) debido a la interconexión**

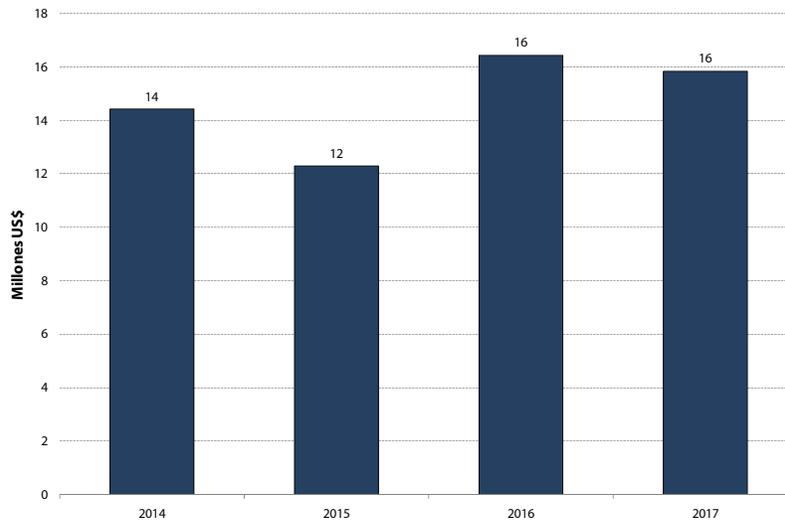
Se observa una reducción de 225 mil toneladas de CO<sub>2</sub> por año (promedio de los 4 años de simulación). Suponiendo un precio de 20 US\$/tCO<sub>2</sub>, el beneficio sería US\$ 4.5 millones por año.

### 7.3.5 Índice beneficio-costo

La remuneración anual correspondiente al costo de inversión estimado de US\$ 207 millones sería US\$ 18.4 millones. Este costo anual es inferior al beneficio operativo de US\$ 20.5 millones calculado arriba (índice costo beneficio (IBC) de  $20.5/18.4 = 1.1$ ). Se sumamos los beneficios ambientales, estimados arriba en US\$ 4.5 millones por año, el IBC pasa para  $25/18.4 = 1.4$ .

### 7.3.6 Ingresos por congestión

La figura a continuación muestra el promedio de los ingresos por congestión de la interconexión. Este ingreso se calcula para cada etapa, escalón de demanda y escenario hidrológico de la simulación multiplicando la diferencia entre los CMCPs de Panamá y Colombia por el flujo en la interconexión.



**Figura 7.15 – Renta por congestión de la interconexión**

Uno de los usos del ingreso por congestión es verificar si el dimensionamiento de la capacidad de la interconexión está adecuado. De una manera simplificada, si el ingreso excede sustancialmente la remuneración de la interconexión, esto significa que la ampliación de la capacidad resultaría en beneficios, y vice-versa: si el ingreso es muy inferior a la remuneración, esto sugiere que la capacidad podría ser reducida sin pérdidas económicas. En el caso de la interconexión Colombia-Panamá, el promedio anual del ingreso por congestión a lo largo de los 4 años es US\$ 14.5 millones, cerca de 80% de la remuneración de US\$ 18.4 millones requerida para el circuito, lo que es razonable e indica que la capacidad de intercambio está adecuada.

### **7.3.7 Aspectos comerciales, regulatorios e institucionales**

En la opinión de los Consultores, los costos de la interconexión deberían ser remunerados a través de encargos por transmisión fijos en cada país, esto es, no debería existir un riesgo comercial para la misma.

Así como en los casos anteriores, la interconexión requiere un respaldo por Tratado en ambos los países, además de acuerdos operativos y comerciales. Los borradores de estos acuerdos se están preparando en el momento.

### **7.3.8 Como compartir los beneficios**

Como discutido en el informe de la Fase I del CIER 15, la factibilidad de un proyecto de interconexión requiere que los beneficios del mismo sean compartidos de manera justa y transparente entre los países involucrados.

#### **7.3.8.1 Asignación de los ingresos por congestión**

Un primer tema sería la asignación de los ingresos por congestión. En la opinión de los consultores, los ingresos totales deben ser compartidos entre los países, en proporción a la parti-

cipación de cada uno en los costos de construcción de la interconexión. A su vez, el monto recibido por cada país debería utilizarse para reducir los costos de las tarifas de transmisión locales.

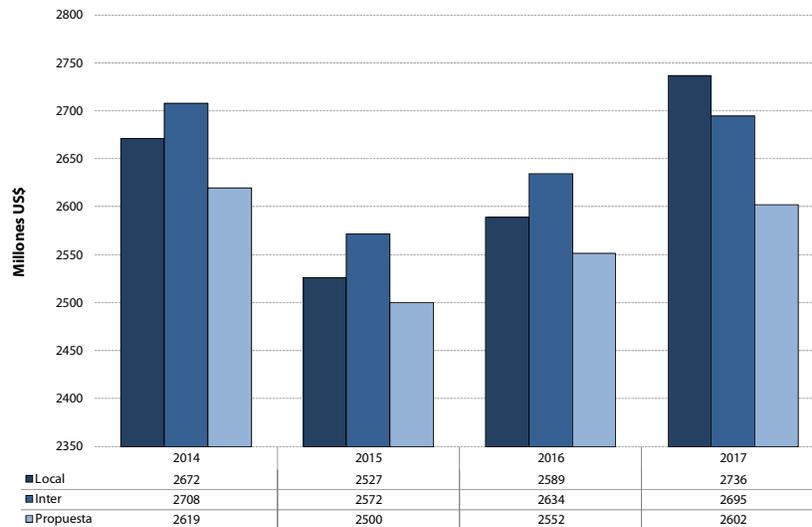
### 7.3.8.2 Aumento de los CMCPs del país exportador

Un segundo tema sería el manejo de los costos marginales de corto plazo. Como es del conocimiento de todos, los CMCP del país exportador aumentan. Por lo tanto, los consumidores de este país pueden sentirse perjudicados. En la opinión de los consultores, esto se puede manejar calculando el CMCP en dos pasos para el país que, en aquella etapa, está exportando (el país importador tendrá sus CMCPs reducidos y, por lo tanto, ya está beneficiado). En el primer paso, se hace un despacho sin la exportación, esto es, solamente suministrando la demanda local. Los CMCPs “locales” resultantes se usarían para hacer la contabilización en el mercado de corto plazo.

En el segundo paso, se hace un despacho para suministrar un *incremento* de la demanda correspondiente a la energía que se está exportando. Los CMCPs “de exportación” resultantes se usarían como precio para el país vecino.

En otras palabras, el CMCP utilizado en el mercado de corto plazo de cada país, en cada etapa y en cada escalón, sería el *mínimo* entre el CMCP “local”, esto es, suponiendo que no hay intercambio, y el CMCP “interc”, donde se supone que el intercambio fue realizado. Como consecuencia, cuando un país exporta, sus consumidores no son afectados; cuando importa, son beneficiados.

Los efectos del esquema propuesto se ilustran en la figura a continuación, que muestra el promedio de los pagos anuales de los consumidores de Colombia (US\$ millones), calculado como el producto del CMCP (US\$/MWh) de cada etapa y escalón por la respectiva demanda (MWh), para las tres situaciones: (i) “local”, esto es, sin utilizar la interconexión Colombia-Panamá; (ii) “interc”, donde se utiliza la interconexión; y (iii) propuesta, donde se utiliza el esquema arriba.



**Figura 7.16 – Propuesta para compartir los beneficios entre los consumidores**

Se observa en la figura que en los años 2014 hasta 2016, los gastos promedio de los consumidores de Colombia aumentarían con la interconexión (gastos con la alternativa “local” son menores que con la “interc”). En el 2017, hay una inversión, cuando la interconexión reduciría los gastos de la demanda. Ya en esquema propuesto, los gastos serían *menores* que los de ambos esquemas (con o sin la interconexión) en todos los años. (Los gastos con el esquema propuesto resultaron menores, y no iguales al menor de los anteriores, es porque, en cada año, hay situaciones donde Colombia exporta, pero también importa. Como consecuencia, los consumidores de cada país reciben los beneficios correspondientes.)

### 7.3.9 Conclusiones

- La interconexión Colombia-Panamá representa un marco en la integración energética regional, pues enlaza Centroamérica con la región Andina
- Los análisis realizados muestran que esta interconexión es atractiva tanto en términos puramente económicos como ambientales
- Fueron propuestos esquemas para compartir la renta por congestión y evitar el aumento de los costos marginales de corto plazo en el país exportador

## 7.4 Interconexión Argentina – Brasil

### 7.4.1 Concepción original del proyecto CIEN

El objetivo principal del proyecto CIEN era el suministro firme de energía, a través de contratos, de Argentina para Brasil. El CIEN se compone de dos líneas y un enlace HVDC “back to back”<sup>47</sup>, CIEN I y CIEN 2, con capacidad 2000 MW en la dirección Argentina→Brasil, y 800 MW en la dirección opuesta.

Como mencionado anteriormente, el esquema comercial del proyecto CIEN era innovador: bajo la reglamentación brasileña, cada tramo del CIEN era un generador térmico virtual ubicado en Brasil. El “costo variable de operación” del “generador” CIEN (\$/MWh) era un valor determinado en el contrato de suministro. Este generador virtual se incluía en el cálculo de la política operativa de Brasil, y era “accionado” (esto es, la CIEN exportaba energía de Argentina hasta Brasil) por el Operador Nacional del Sistema (ONS) siempre que el precio de corto plazo de Brasil excedía su costo variable de operación.

Finalmente, se observa que los ingresos del contrato de suministro de energía la CIEN en Brasil (1000 MW promedio contratados en la CIEN I y 700 MW promedio en la CIEN II) remuneraban tanto la interconexión como los gastos con la compra de energía en Argentina para envío a Brasil, esto es, tanto las gestiones comerciales en Argentina como el manejo de la interconexión eran “invisibles” en términos comerciales.

### 7.4.2 Dificultades con el proyecto CIEN

Debido a las restricciones de gas en Argentina, el suministro de energía para la CIEN fue restringido a partir de 2004 (ver el Informe Final de la Fase I del Proyecto CIER 15 para más detalles). En términos del marco regulatorio brasileño, es como si el “generador CIEN” hubiera fallado con frecuencia por falta de combustible cuando accionado por el ONS.

Debido a estas fallas, el regulador brasileño, ANEEL, rebajó el certificado de energía firme (CEF) de la CIEN de 2000 MW promedio para 400 MW promedio en Marzo de 2005. En Junio del 2006, el CEF fue rebajado para cero MW promedio. Como discutido en la sección 5.2, en el marco regulatorio brasileño, un generador sólo puede firmar contratos hasta el monto de su CEF. Por lo tanto, la reducción del CEF significó que los contratos de suministro serían anulados. Como consecuencia, la situación financiera de la CIEN se deterioró, y la interconexión dejó de ser utilizada.

### 7.4.3 Intercambio modulado de energía

Además del “writeoff” del proyecto CIEN, que correspondió a una reducción de 1700 MW promedio en la oferta de generación firme en Brasil, los problemas con el suministro de gas en

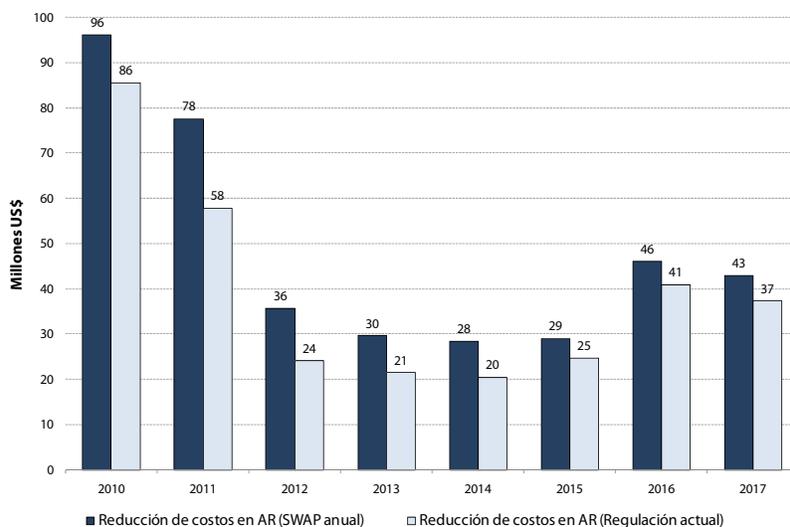
---

<sup>47</sup> El enlace HVDC es necesario porque Argentina y Brasil tienen frecuencias distintas (50 Hz y 60 Hz, respectivamente).

Argentina llevaran a la salida de Uruguiana, una planta termoeléctrica de 600 MW ubicada en Brasil pero con suministro de combustible de Argentina. En la misma ocasión, hubo problemas comerciales con el suministro de gas de Bolivia para una provincia de Brasil, Mato Grosso, y restricciones el suministro interno de gas de Brasil que llevaran a la salida de 4 mil MW promedio adicionales de generación firme. Esto llevó a un desequilibrio en el balance de oferta firme y demanda en Brasil y a una preocupación con la confiabilidad de suministro en el país. Como consecuencia, el país pasó a restringir la exportación de energía, sólo permitiendo generación hidroeléctrica que sería vertida o energía termoeléctrica no accionada en el despacho económico.

A pesar de estas restricciones severas, se ha vislumbrado una oportunidad de intercambio, basada en el hecho que las restricciones operativas de Argentina son estacionales (mayor consumo de gas en el invierno) y que los embalses de Brasil tienen capacidad de modulación anual (con alguna holgura). En el llamado *intercambio modulado*, Brasil envía energía para Argentina en el periodo de invierno, y Argentina “devuelve” la misma cantidad de energía en los demás periodos.

El esquema de operación modulada ha sido utilizado desde el año 2007. En el esquema actual, el envío de energía para Argentina está restringido a los meses de Mayo hasta Septiembre, y Argentina debe devolver la energía hasta fines de Noviembre. Aunque este esquema resulte en beneficios para Argentina, se ha investigado un esquema alternativo donde se hace el “cierre” del envío de energía al final de cada año, esto es, sin restringir a priori la época de envío de Brasil para Argentina, y vice-versa. Con esto, se preserva la confiabilidad de suministro en Brasil pero con mayores beneficios operativos para Argentina. La figura a continuación muestra la reducción esperada de los costos operativos de Argentina con el esquema de operación modulada vigente y con la extensión propuesta. El ahorro esperado anual (promedio de los 8 años simulados) es US\$ 39 millones.



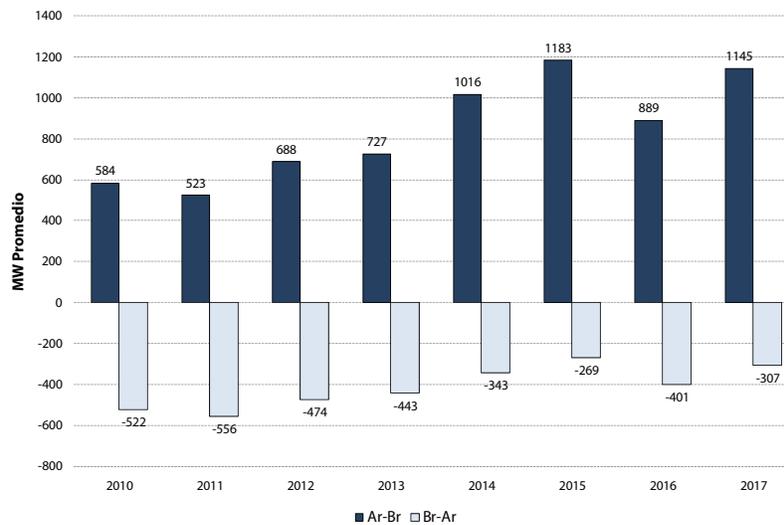
**Figura 7.17 – Reducción de los costos operativos de Argentina debido a la operación modulada**

### 7.4.4 Beneficio de la CIEN sin las restricciones de operación modulada

Como visto arriba, la principal razón para la preocupación brasileña con la seguridad de suministro resultante de exportaciones de energía fue el desequilibrio entre oferta y demanda causado por las dificultades con el suministro de gas en Argentina, Bolivia y Brasil. Dado que este desequilibrio ya se solucionó, valdría la pena analizar el beneficio potencial de utilizar la CIEN para intercambios de oportunidad, sin las restricciones de operación modulada discutidas en la sección anterior.

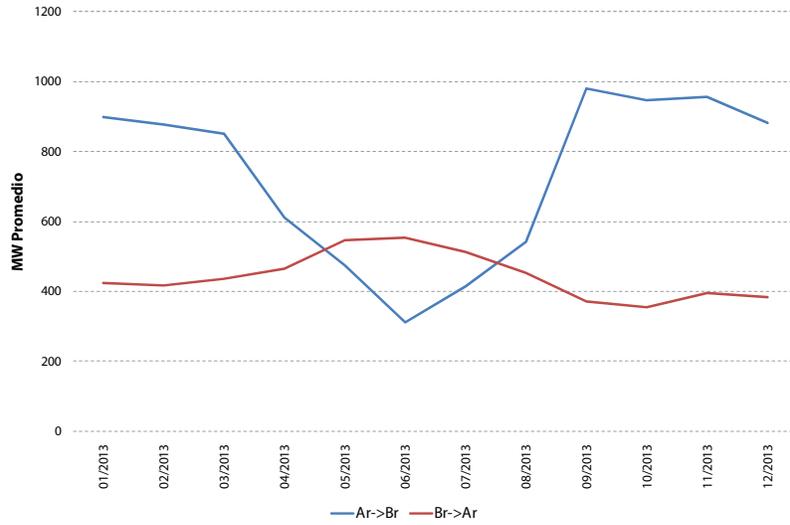
#### 7.4.4.1 Distribución de los intercambios

La figura a continuación muestra el promedio de los intercambios anuales en las direcciones Brasil→Argentina y vice-versa. Se observa que, aunque la dirección predominante sea la de Brasil para Argentina, hay flujos significativos en la dirección opuesta.



**Figura 7.18 – Flujo promedio anual entre Argentina y Brasil**

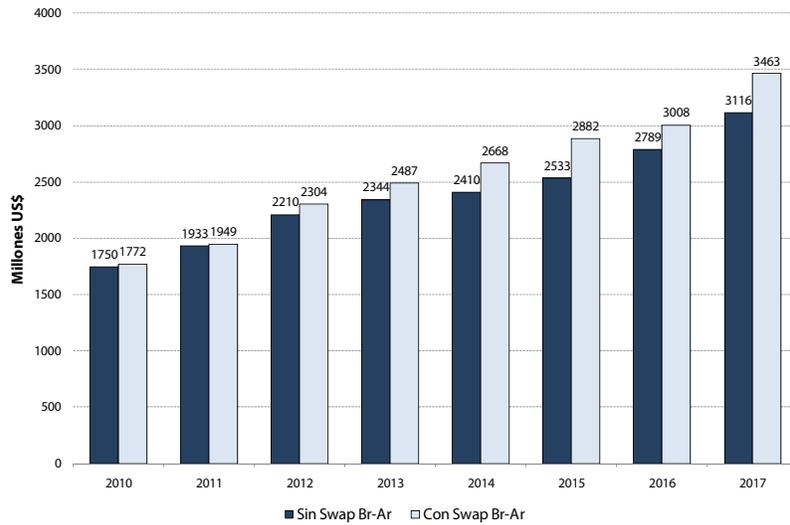
La figura a continuación muestra el promedio de los flujos mensuales en el año 2013. Se observa que los envíos de energía de Argentina para Brasil se reducen (y los de Brasil aumentan) en los meses de invierno, lo que es coherente con el padrón de consumo en Argentina, comentado anteriormente.



**Figura 7.19 – Flujo promedio mensual entre Argentina y Brasil (2013)**

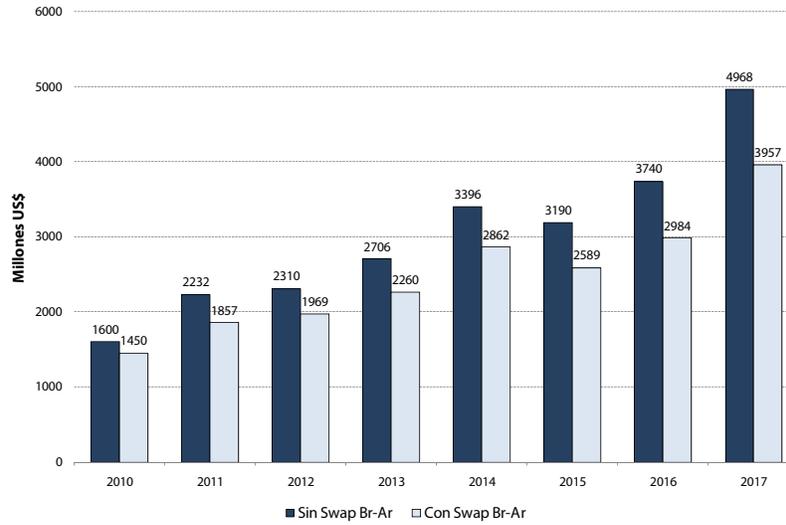
7.4.4.2 Evaluación de los beneficios: costos operativos

Las figuras a continuación muestran la variación de los costos operativos totales de Brasil y Argentina<sup>48</sup>, sin y con el intercambio de oportunidad.



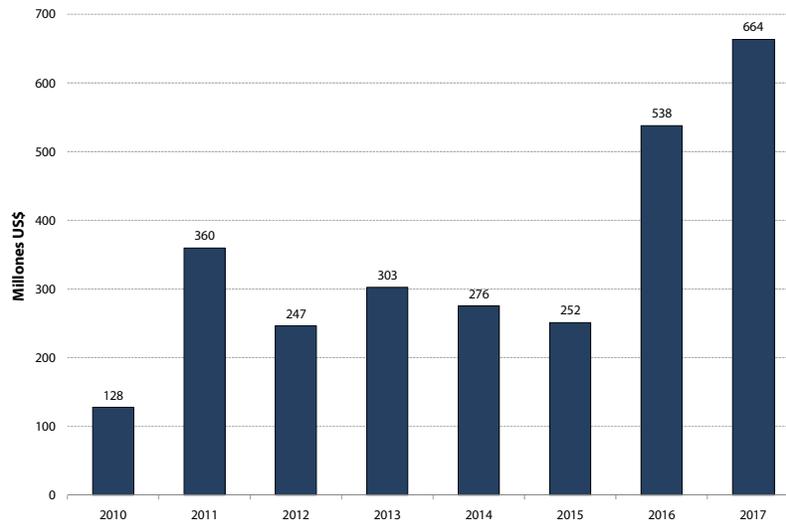
**Figura 7.20 – Argentina: promedio del costo operativo anual sin y con la CIEN**

<sup>48</sup> Debido a interconexión entre Argentina y Uruguay (planta hidroeléctrica binacional Salto Grande), los estudios de simulación incluyeron este país.



**Figura 7.21 –Brasil: promedio del costo operativo anual sin y con la CIEN**

Se observa que hay una reducción en el costo operativo promedio de Brasil y un aumento en los costos operativos de Argentina. La figura a continuación muestra que hay una reducción neta significativa en los costos totales, del orden de US\$ 340 millones por año (promedio a lo largo de los 8 años de la simulación).



**Figura 7.22 – Reducción de los costos operativos totales (Argentina + Brasil) debido a la CIEN**

#### 7.4.4.3 Evaluación de los beneficios: reducción de la energía no suministrada

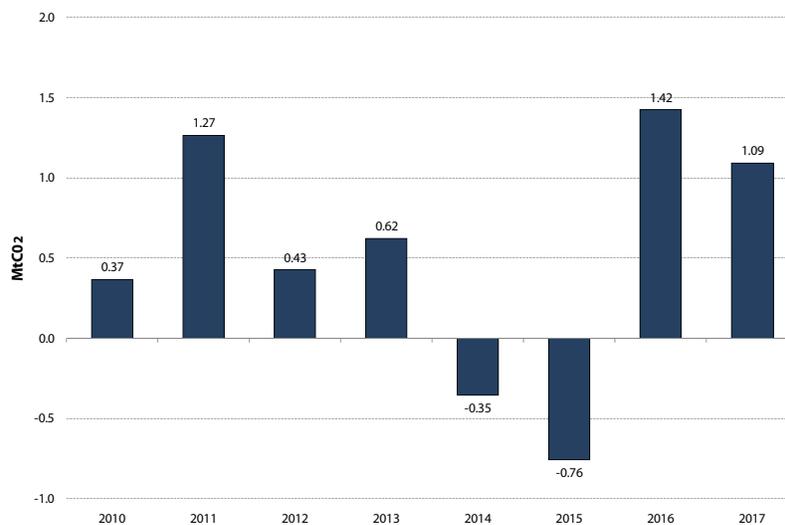
Además de la reducción de los costos operativos, los estudios de simulación muestran que el uso de la interconexión permitiría la eliminación de todos los déficits de suministro (energía no suministrada) tanto en Brasil como en Argentina y la disminución de los déficits en Uruguay.

**Cuadro 7.1 – Confiabilidad de suministro – Interconexión Argentina-Brasil**

Año	Ar sin swap			Ar con swap			Br sin swap			Br con swap			Ur sin swap			Ur con swap		
	R	E	E (%)	R	E	E (%)	R	E	E (%)	R	E	E (%)	R	E	E (%)	R	E	E (%)
2010	10	13	0.01	0	0	0.00	1	536	0.11	0	0	0.00	1	34	0.36	0	0	0.00
2011	3	4	0.00	0	0	0.00	4	5515	1.07	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00
2012	0	0	0.00	0	0	0.00	4	3960	0.72	0	0	0.00	3	2	0.02	0	0	0.00
2013	0	0	0.00	0	0	0.00	1	5565	0.97	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00
2014	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00
2015	0	0	0.00	0	0	0.00	1	229	0.04	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00
2016	0	0	0.00	0	0	0.00	1	23761	3.65	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00
2017	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00	1	4	0.03	1	2	0.01

7.4.4.4 Evaluación de los beneficios: reducción de las emisiones

La figura a continuación muestra el promedio de la reducción de las emisiones (Argentina + Brasil) debido a la interconexión.



**Figura 7.23 – Reducción de las emisiones debido a la CIEN**

Se observa una reducción de 511 mil toneladas de CO<sub>2</sub> por año (promedio de los 8 años de simulación). Suponiendo un precio de 20 US\$/tonelada de CO<sub>2</sub>, el beneficio sería US\$ 10.2 millones por año.

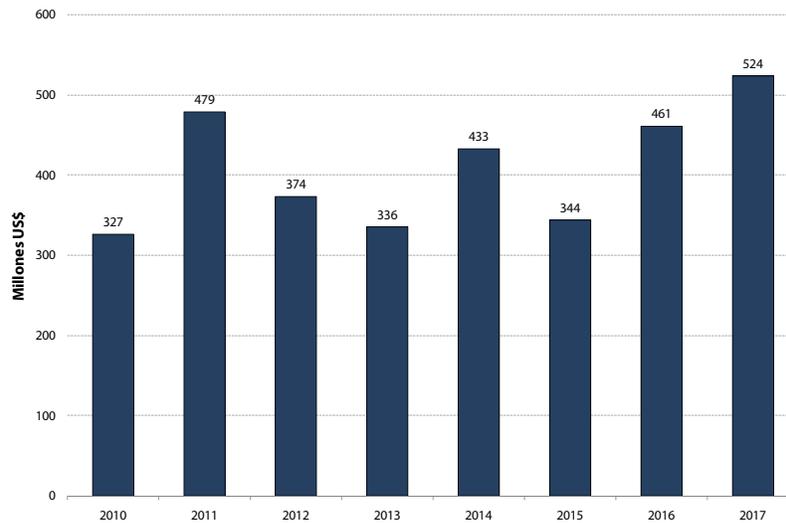
7.4.4.5 Índice beneficio-costo

Dado que el proyecto CIEN ya está construido, se utilizó la remuneración anual informada por los inversionistas, que es US\$ 220 millones<sup>49</sup>. Dado el beneficio operativo de US\$ 340 millones calculado arriba, el IBC sería  $340/220 = 1.5$ . Se sumamos los beneficios ambientales, estimados arriba en US\$ 17 millones por año, el IBC pasaría para  $350/220 = 1.6$ .

<sup>49</sup> Propuesta preliminar de la CIEN para el ingreso de la interconexión en caso de su integración a la Red Básica de Brasil. Este valor está pendiente de una decisión final del regulador brasileño, ANEEL.

#### 7.4.4.6 Ingresos por congestión

La figura a continuación muestra el promedio de los ingresos por congestión de la interconexión (valor absoluto de la diferencia entre los CMCPs de Argentina y Brasil, multiplicado por el flujo máximo).



**Figura 7.24 – Ingreso por congestión de la interconexión**

Como discutido en el estudio anterior, se puede utilizar el ingreso por congestión para verificar la adecuación de la capacidad de la interconexión. En el caso de la CIEN, el promedio anual del ingreso por congestión a lo largo de los 8 años es US\$ 410 millones, casi el doble de la remuneración anual de US\$ 220 millones requerida para el circuito. Esto indica que puede valer la pena aumentar la capacidad de intercambio entre los países. De hecho, el beneficio potencial de este aumento se confirma en el estudio de caso 7.9, donde se aumenta en 2 mil MW la capacidad de intercambio entre Argentina y Brasil, a través de un sistema de transmisión que pasa por Paraguay.

#### 7.4.5 Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales

Como mencionado, la reglamentación brasileña permite que las interconexiones internacionales sean remuneradas por los generadores y consumidores, a través del mismo esquema de la llamada Red Básica, que corresponde a la red de alta voltaje. Como parte del proceso de reestructuración de la CIEN, se propuso la incorporación de la línea de esta manera. Con respecto a los intercambios de energía, que como visto resultarían benéficos, se sugiere respaldar los acuerdos operativos por un Tratado entre los países, para evitar los problemas mencionados con el proyecto original de la CIEN.

#### 7.4.6 Repartición de los beneficios

Se sugiere implementar los mismos esquemas propuestos para el caso de la interconexión Colombia-Panamá, esto es, compartir los ingresos por congestión e utilizar el esquema de mínimo entre los CMCP “locales” y de “interconexión”.

#### 7.4.7 Conclusiones

- El diseño original de la interconexión Argentina-Brasil (CIEN) era muy innovador, pues involucraba la interconexión y los contratos de suministro en un mismo esquema comercial, que correspondía a una planta termoelectrica virtual en Brasil
- Sin embargo, las restricciones de suministro de gas en Argentina y la imposibilidad de ajustar los precios de los contratos en Brasil a los nuevos precios de energía en Argentina han inviabilizado comercialmente el proyecto
- Actualmente, la interconexión se usa de una manera restringida, a través de un esquema de intercambio modulado, donde el monto de energía que Brasil envía para Argentina durante el invierno (estación de demanda máxima en este país) se compensa por un envío en la dirección opuesta en las demás estaciones (intercambio neto anual nulo). Esta operación restringida se debió a la preocupación con la confiabilidad de suministro en Brasil, pues en la época de las dificultades con la CIEN hubo una reducción sustancial adicional de la capacidad firme de generación en Brasil debido a problemas de suministro de gas locales y en Bolivia
- Dado que la mayor parte de los problemas con el suministro de gas ya están superados, se recomienda “rescatar” la CIEN como un proyecto de intercambio por oportunidad, pues los beneficios operativos y ambientales exceden sustancialmente la necesidad de remuneración de la interconexión

## 7.5 “Swap” de Energía Paraguay – Argentina – Chile

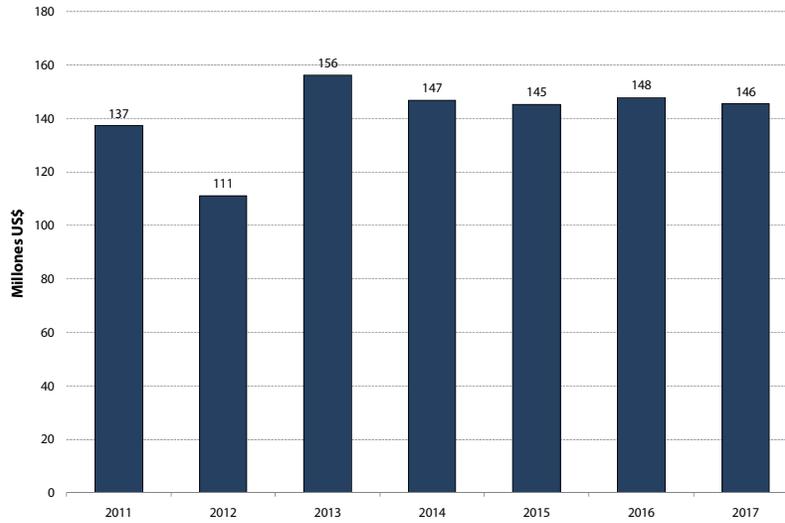
El objetivo de este estudio es enviar energía hidroeléctrica de Paraguay hasta la región SING de Chile, donde hay predominancia termoelectrica. Dado que Paraguay y Chile no tienen fronteras, la idea es que Paraguay aumentaría en 200 MW su envío de energía para Argentina, a través de la planta binacional Yacypetá, y Argentina a su vez enviaría los mismos 200 MW para Chile, como muestra la figura a continuación.



Figura 7.25 – Swap de energía entre Paraguay y Argentina para suministro a Chile

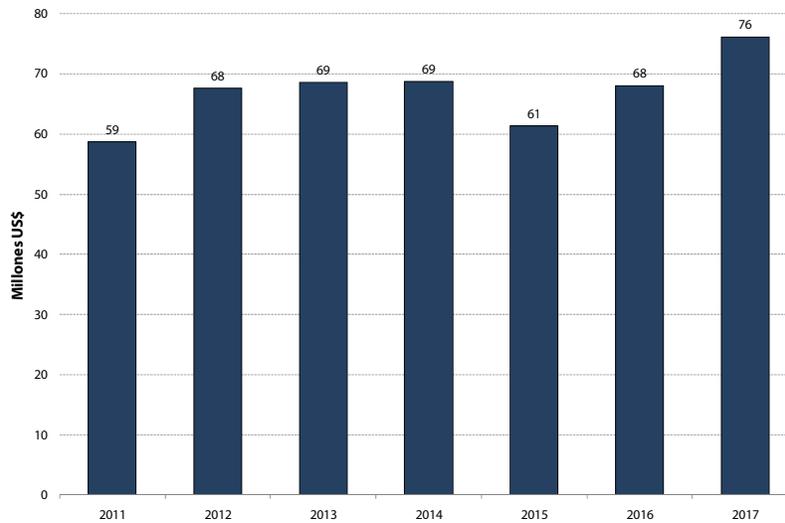
### 7.5.1 Cálculo de los beneficios

El principal beneficio esperado es la reducción de los costos operativos en el SING. Como muestra la figura a continuación, este beneficio es sustancial, US\$ 141 millones por año (promedio de los 7 años simulados).



**Figura 7.26 – Reducción del costo operativo en Chile**

Un beneficio adicional - e inesperado - es que el costo operativo de Argentina también ha disminuido, esto es, la pareja {inyección de 200 MW en Yacyretá y retirada de 200 MW en Salta ha contribuido para reducir la congestión en el sistema argentino, evitando el accionamiento no-económico de algunos equipos. Como muestra la figura a continuación, el beneficio operativo para Argentina sería US\$ 67 millones por año (promedio de los 7 años simulados).



**Figura 7.27 – Reducción del costo operativo en Argentina**

El beneficio operativo total (Chile + Argentina) es por lo tanto  $141 + 67 = \text{US\$ } 208$  millones por año.

Otro beneficio adicional fue la reducción de emisiones de  $\text{CO}_2$ . Como mencionado, la generación en el SING proviene de plantas termoeléctricas a carbón y otros combustibles fósiles, que

fueron desplazados por una energía más “limpia”. Como muestra la figura a continuación, la reducción de las emisiones en Chile y Argentina fue cerca de 1.5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> por año (promedio de los 7 años simulados). Suponiendo un precio de US\$ 20 por tonelada de CO<sub>2</sub>, el beneficio ambiental sería US\$ 30 millones por año.

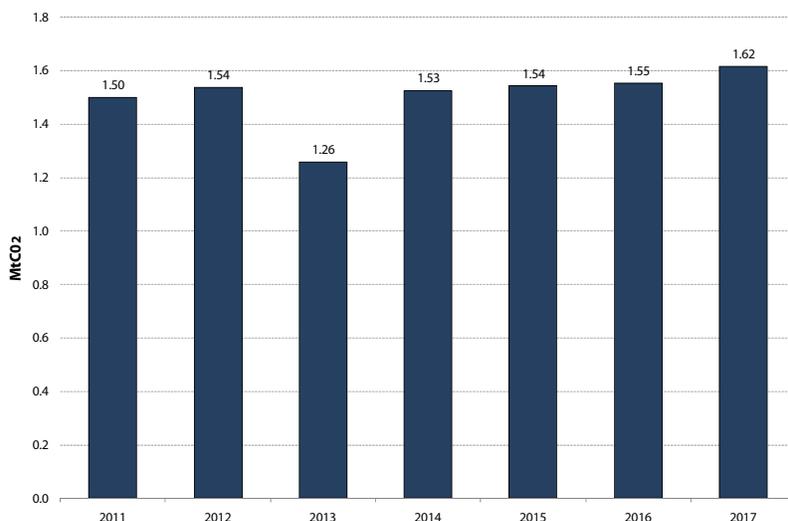


Figura 7.28 – Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> en Chile y Argentina

### 7.5.2 Evaluación de los beneficios: reducción de la energía no suministrada

En el estudio de swap de energía entre Paraguay, Argentina y Chile no solamente observamos beneficios en la disminución de costos operativos y emisiones de carbono como también una reducción del déficit de energía en Argentina y una eliminación del déficit de energía en Uruguay, observando que siempre estamos simulando Argentina y Uruguay de forma conjunta. En Chile ya no se observaron déficit de energía en el escenario de referencia.

Cuadro 7.2 – Confiabilidad de suministro – Swap Py-Ar-CI

Año	Ar sin swap			Ar con swap			Ur sin swap			Ur con swap		
	R	E	E (%)									
2011	3	4	0.00	3	3	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00
2012	0	0	0.00	0	0	0.00	3	2	0.02	0	0	0.00
2017	0	0	0.00	0	0	0.00	1	4	0.03	0	0	0.00

### 7.5.3 Índice beneficio costo

Dado que el “swap” no requiere inversiones en nueva capacidad de transporte, el índice beneficio costo, a la primera vista, sería infinito. Sin embargo, se debe tomar en cuenta el costo de inversión (o de oportunidad) para los 200 MW inyectados por Paraguay en el sistema Argentino. Este costo de oportunidad fue estimado por los Consultores en 40 US\$/MWh, que es el

costo marginal de largo plazo del país<sup>50</sup>. En este caso, el costo de la inyección de 200 MW sería  $40 \times 200 \times 8760 = \text{US\$ } 70$  millones por año.

El índice beneficio costo es por lo tanto  $208$  (beneficio operativo) /  $70 = 3.0$ . Si incluimos en los beneficios el valor de  $\text{US\$ } 30$  millones por la reducción de las emisiones, el IBC pasa para  $238/70 = 3.4$ .

#### **7.5.4 Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales**

Dado que el “swap” es relativamente sencillo de implementar, el tema clave para la implementación de este proyecto sería un Tratado entre Paraguay, Argentina y Chile que respaldaría los acuerdos comerciales y operativos.

#### **7.5.5 Repartición de los beneficios**

Como visto arriba, tanto Chile como Argentina reciben beneficios por el “swap” de energía. El beneficio de Paraguay resultará de la negociación de las condiciones económicas del contrato de “swap” con Chile.

#### **7.5.6 Conclusiones**

El proyecto de “swap” entre Paraguay, Argentina y Chile resultó uno de los más atractivos del estudio, y es un buen ejemplo del uso innovador de la optimización del uso de la infraestructura existente.

---

<sup>50</sup> Más precisamente,  $40 \text{ US\$/MWh}$  es el promedio de los costos marginales de corto plazo del país. Como se discute en el capítulo 4, este promedio es un “proxy” del costo marginal de largo plazo.

## 7.6 Ampliación de la Interconexión de Centroamérica (SIEPAC II)

El proyecto SIEPAC II es un sistema de transmisión en 230 kV con 1800 km de longitud, que refuerza la interconexión regional SIEPAC I. Su costo estimado es US\$ 500 millones, con entrada en operación prevista para 2016.

### 7.6.1 Procedimiento de análisis

Los estudios realizados incluyen: (i) análisis de los flujos en la interconexión; (ii) cálculo de los beneficios del proyecto (reducción de los costos operativos, mejora en la confiabilidad y reducción de las emisiones; (iii) cálculo del índice beneficio/costo (IBC).

### 7.6.2 Flujos en la interconexión

De inicio, se observa que las simulaciones operativas sin y con el SIEPAC II tomaron en cuenta la entrada de la interconexión Panamá-Colombia en el año 2014 (ver sección 7.3). Las figuras a continuación muestran el promedio de los flujos en las interconexiones después de la entrada del SIEPAC II.

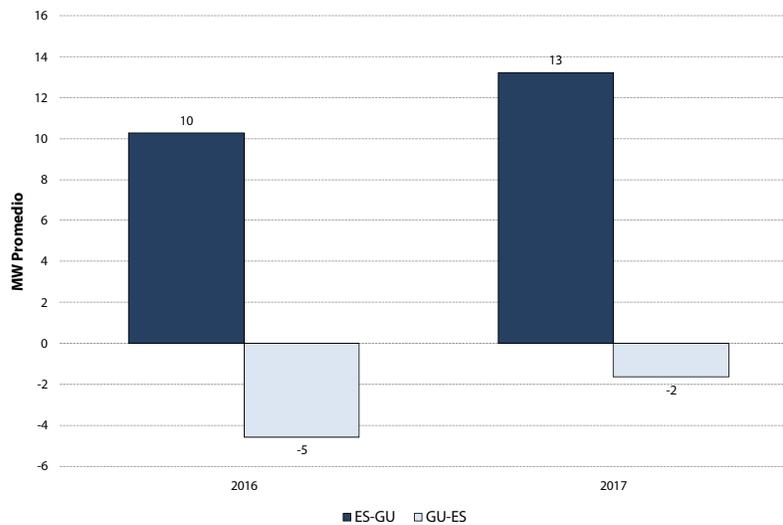


Figura 7.29 – Flujo promedio anual El Salvador-Guatemala

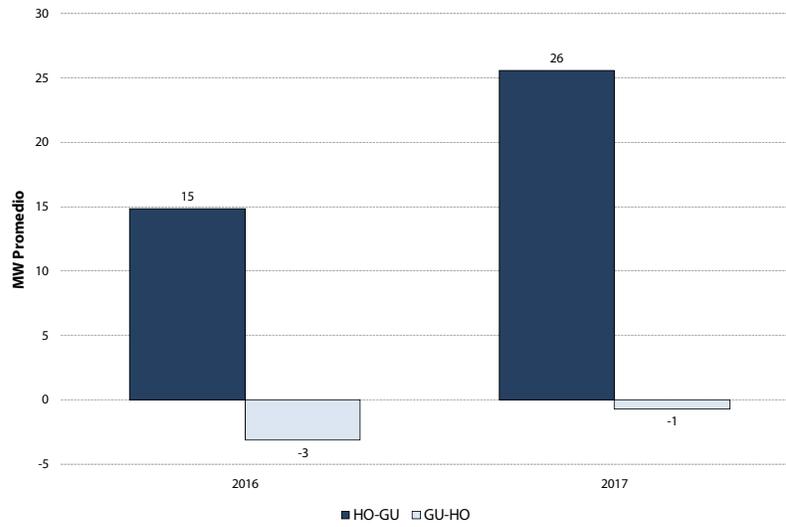


Figura 7.30 – Flujo promedio anual Guatemala-Honduras

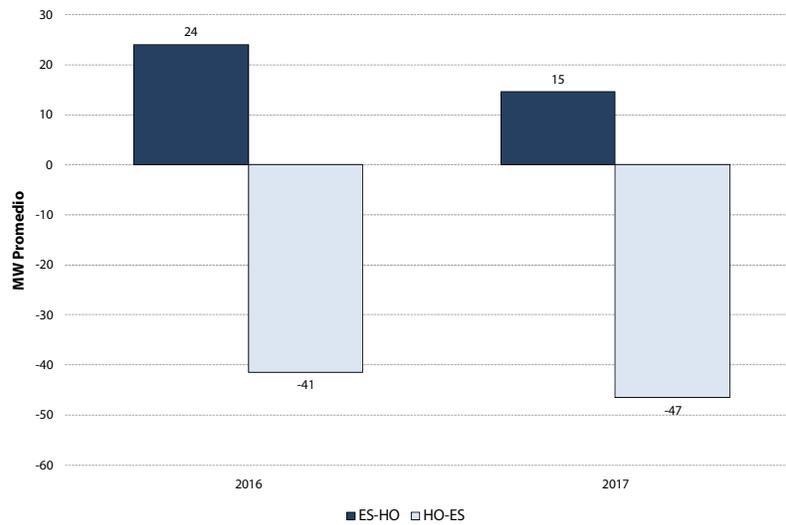
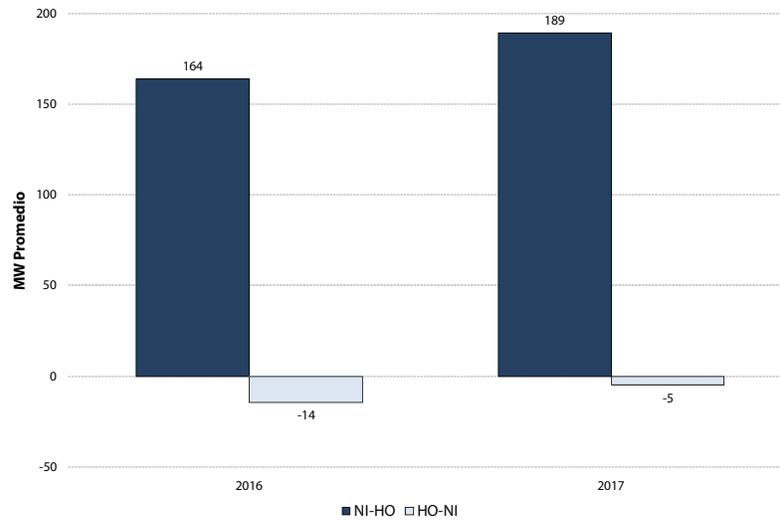
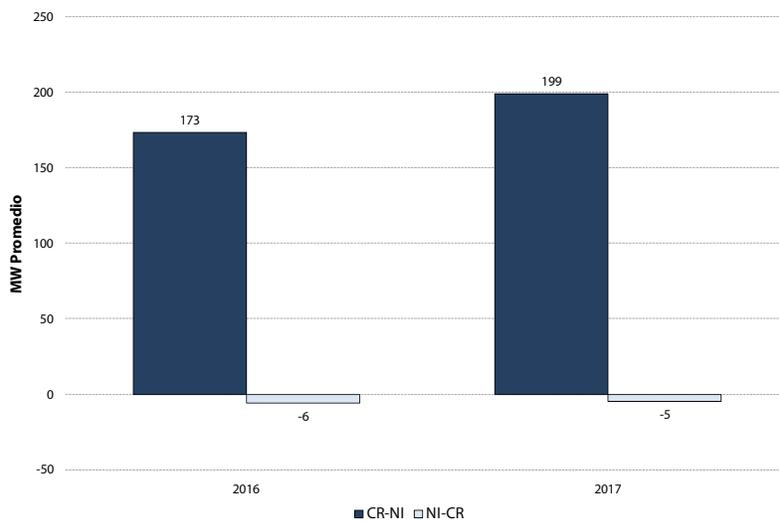


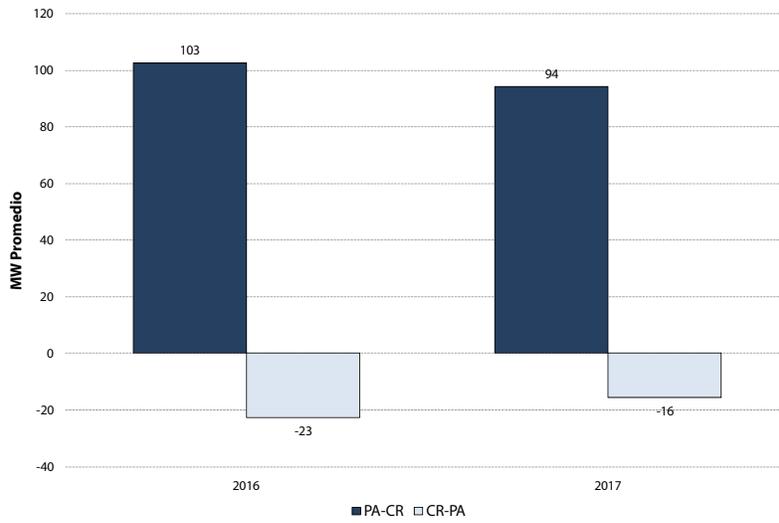
Figura 7.31 – Flujo promedio anual El Salvador-Honduras



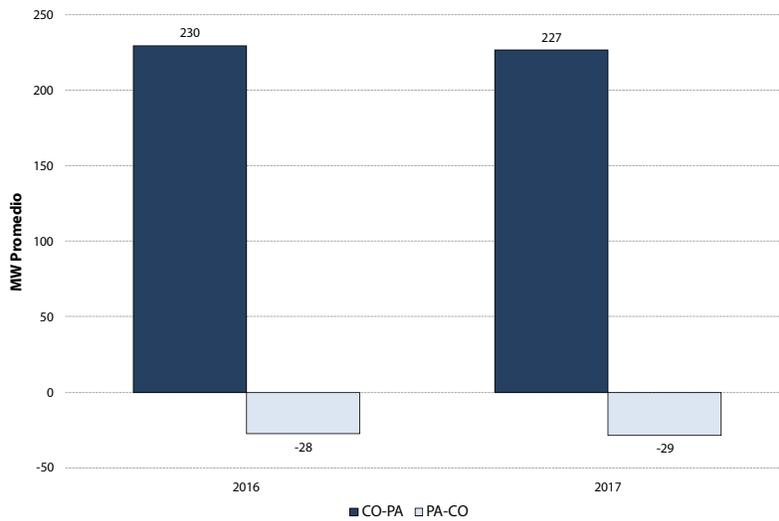
**Figura 7.32 – Flujo promedio anual Nicaragua-Honduras**



**Figura 7.33 – Flujo promedio anual Costa Rica-Nicaragua**



**Figura 7.34 – Flujo promedio anual Panamá-Costa Rica**

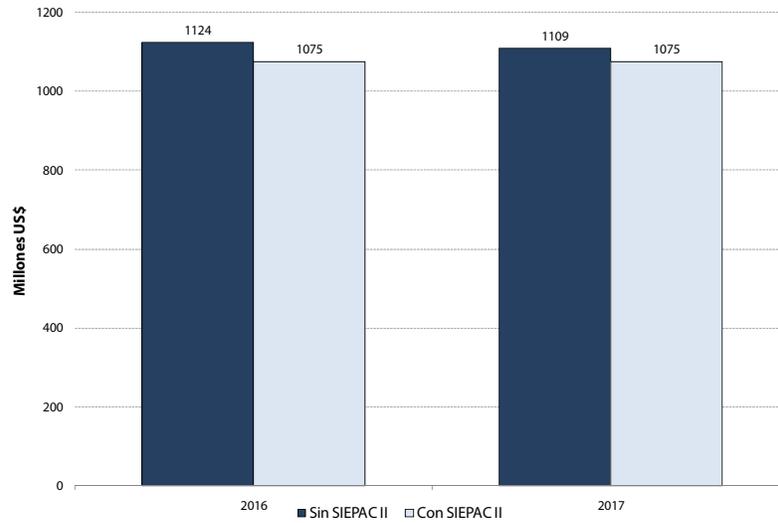


**Figura 7.35 – Flujo promedio anual Panamá-Colombia**

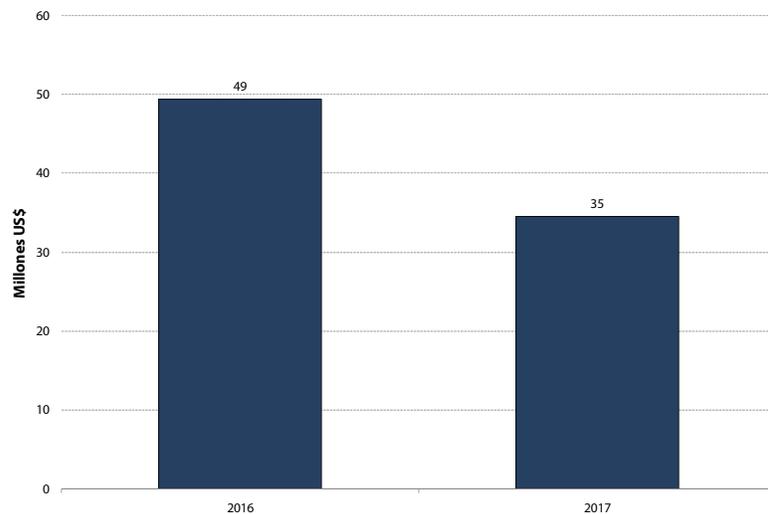
### 7.6.3 Evaluación de los beneficios

#### 7.6.3.1 Costos operativos

Las figuras a continuación muestran los costos operativos promedio de los países de Centroamérica sin y con el SIEPAC II y el promedio de la reducción de los costos. Se observa una reducción anual de US\$ 42 millones (promedio del 2016 y 2017).



**Figura 7.36 – Centroamérica: variación del costo operativo sin y con el SIEPAC II**



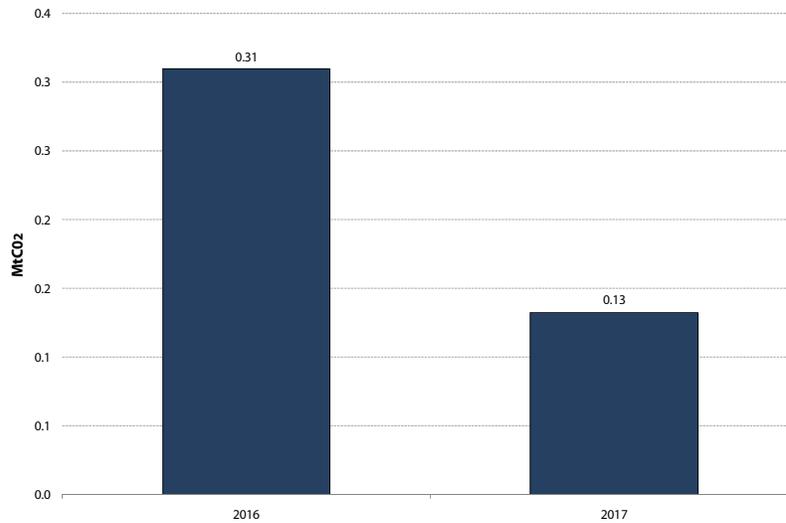
**Figura 7.37 – Centroamérica: reducción del costo operativo con el SIEPAC II**

### 7.6.3.2 Energía no suministrada

No se observaran déficits de energía.

### 7.6.3.3 Emisiones de CO<sub>2</sub>

Como muestra la figura a continuación, la interconexión proporcionó una reducción de 220 mil toneladas de CO<sub>2</sub> (promedio de los 2 años simulados). Suponiendo un precio de US\$ 20 por tonelada, se tendría un beneficio de US\$ 4.4 millones por año.



**Figura 7.38 – Centroamérica: reducción del costo operativo con el SIEPAC II**

#### 7.6.4 Índice beneficio-costo

Suponiendo un costo de inversión estimado de US\$ 500 millones, la necesidad de remuneración del proyecto sería US\$ 44.4 millones por año. El IBC resultante,  $42/44.4 = 0.95$ , indicaría que el proyecto sería marginalmente atractivo. Si sumamos los beneficios ambientales, estimados arriba en US\$ 4.4 millones por año, el IBC ajustado,  $46.4/44.4 = 1.05$ , excede el valor unitario.

#### 7.6.5 Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales

El esquema regulatorio e institucional de Centroamérica es una referencia para las demás regiones, y no requiere cambios adicionales.

#### 7.6.6 Repartición de los beneficios

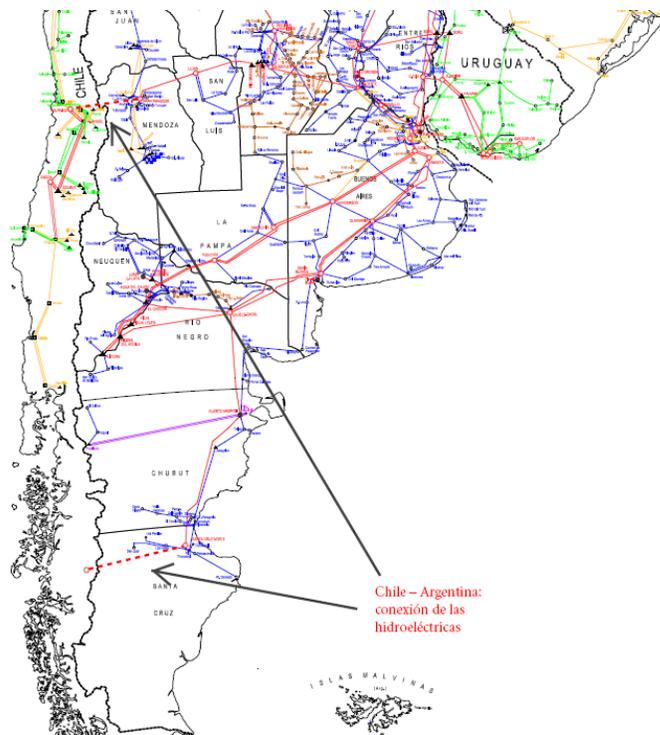
Se sugiere analizar la posibilidad de implementación de un esquema de ajustes de los costos marginales de los países exportadores, como presentado en la sección de la interconexión Panamá-Colombia.

#### 7.6.7 Conclusiones

El proyecto SIEPAC II tiene un índice beneficio costo unitario, esto es, su beneficio económico es marginal. En la opinión de los Consultores, esto se debe a la fuerte entrada de nueva capacidad en cada país en los últimos años del periodo de estudio, además del efecto de la importación de energía de Colombia a través de Panamá. Como discutido en el capítulo 4, los planes informados por los representantes de los países parece reflejar una orientación para la autosuficiencia energética por parte de los países. Cuando se hacen estudios integrados de planificación para la región, la configuración de oferta resultante tiene menos capacidad, lo que resulta en un uso más intenso de las líneas de interconexión.

### 7.7 “Wheeling” de Energía de Chile por Argentina

La motivación para este proyecto tiene origen en el desarrollo del potencial hidroeléctrico en el Sur de Chile. Debido a la topografía del país, el costo de las líneas de transmisión que conectarían estas hidroeléctricas al SIC sería elevado y, además, habría dificultades ambientales. Una alternativa de conexión para estos proyectos hidroeléctricos, que se podría considerar, es la construcción de una línea de transmisión del sur del Chile, donde estarán ubicados los proyectos hidroeléctricos, hasta la región sur de Argentina (barra en 500 kV Santa Cruz del Norte). La conexión al sistema interconectado central (SIC) del Chile se plantea a través de una línea entre Mendoza y la región de Santiago. La figura a continuación ilustra esta posibilidad de conexión.



**Figura 7.39 – Interconexión del Sur de Chile hasta el SIC a través de Argentina**

Esta posibilidad fue evaluada a través del siguiente procedimiento:

1. Cálculo de la política y simulación del sistema Chileno con la interconexión Sur de Chile-SIC
2. Cálculo de la política y simulación del sistema Chile-Argentina con una interconexión Sur de Chile-Argentina y otra Argentina-SIC. En esta simulación, se incluye la restricción de que los flujos en ambas interconexiones son siempre los mismos, pero en direcciones opuestas, esto es, no hay inyección neta de energía en Argentina.

3. Cálculo de la diferencia de los costos operativos en Argentina (que deberían ser compensados por Chile) comparado con los costos de inversión en la interconexión Sur de Chile-SIC

Sin embargo, las simulaciones operativas indicaron que las restricciones de transmisión en el sistema argentino impiden el “wheeling” de la generación de las plantas hidroeléctricas propuesto en el paso 2. Como muestra la figura a continuación, estas restricciones reducen la producción hidroeléctrica, comparado con la producción en el paso 1 (interconexión local en Chile).

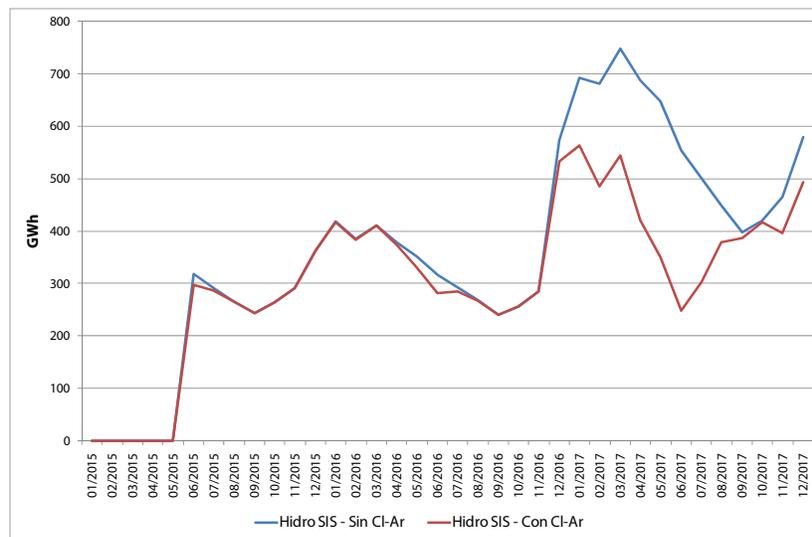
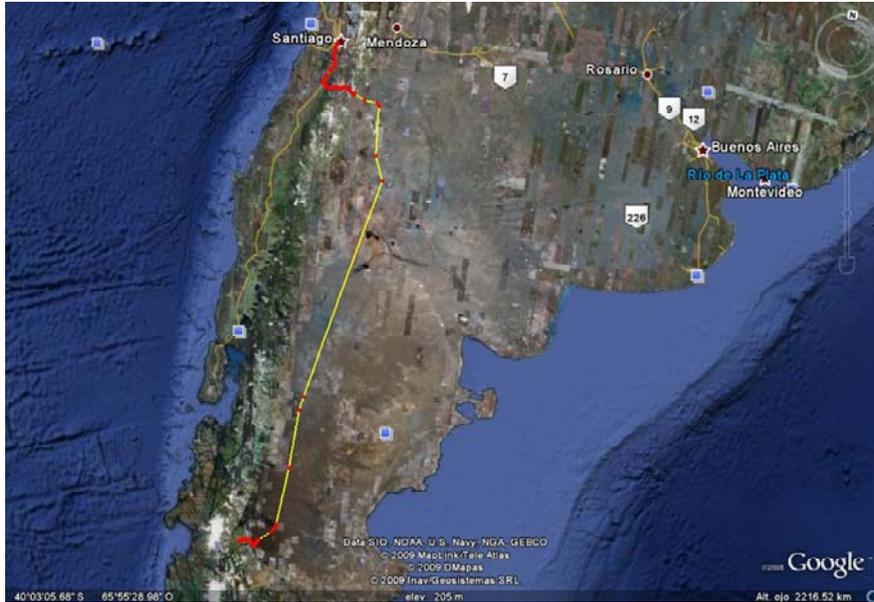


Figura 7.40 – Generación hidroeléctrica en el Sur de Chile

### 7.7.1 Conclusiones

El esquema de “wheeling” propuesto no es factible debido a las restricciones de transmisión en el sistema argentino. Para solucionar los problemas de congestión en el sistema interconectado de Argentina (SADI) existen dos posibilidades:

1. Refuerzo de circuitos en el SADI para permitir la transferencia de la potencia de las hidroeléctricas hasta el sistema central chileno;
2. Construcción de una línea exclusiva para la conexión de las líneas por Argentina. La figura a continuación ilustra una posibilidad de ruta para permitir tal conexión.
  - a. La distancia para esta línea de conexión serían aproximadamente 2000 km y, a un primer análisis, lo que parece ser más atractivo es una línea en corriente continua (DC).



**Figura 7.41 – Interconexión exclusiva del Sur de Chile hasta el SIC a través de Argentina**

Sin embargo, para cualquier conclusión respecto a la línea que se necesita para la conexión de las hidroeléctricas en el sur del Chile son necesarios estudios adicionales, tanto para el refuerzo del sistema SADI como también para la elección de la mejor alternativa de conexión exclusiva y tales estudios están fuera del alcance del presente proyecto CIER 15 Fase II.

## 7.8 Interconexión Brasil – Uruguay

Este proyecto se compone de líneas de 500 kV y de una estación convertora “back to back” HVDC, debido a la diferencia de frecuencia entre los países. La longitud total es 420 km (300 km en Uruguay y 120 km en Brasil), con capacidad de 500 MW. El costo estimado de la interconexión es US\$ 150 millones, y su entrada en operación estaría prevista para 2013.

### 7.8.1 Procedimiento del estudio

La operación del sistema Argentina-Uruguay y Brasil fue simulada sin y con la interconexión. Se calcularon: (i) la distribución de los flujos en la misma; (ii) la variación de los costos operativos; (iii) la variación de la energía no suministrada; (iv) la variación de las emisiones de CO<sub>2</sub>; y (v) el ingreso por congestión en la interconexión.

### 7.8.2 Flujos en la interconexión

La figura a continuación muestra el flujo promedio anual en la interconexión. Se observa que habría un intercambio equilibrado entre los países.

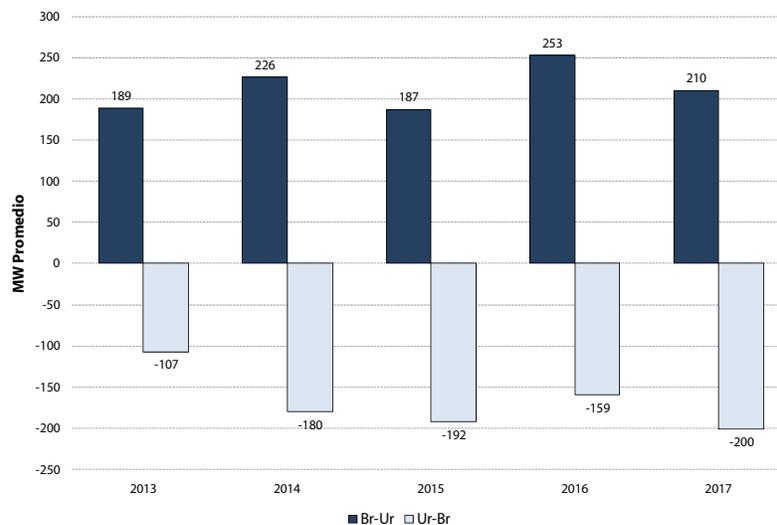
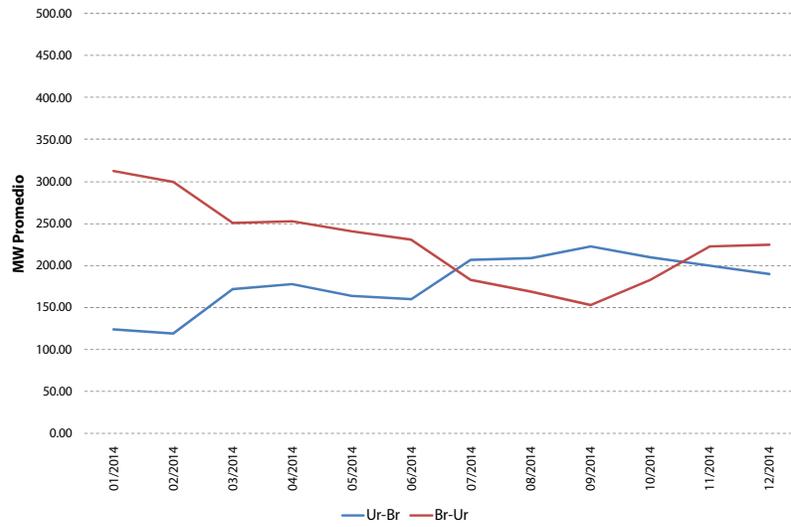
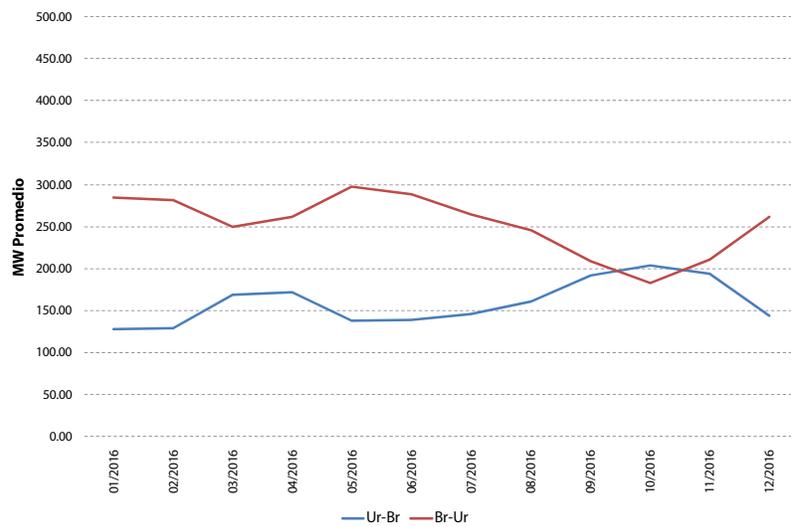


Figura 7.42 – Flujo promedio anual – interconexión Brasil-Uruguay

Las figuras a continuación muestran el flujo promedio mensual para los años 2014 y 2016. Se observa una estacionalidad en el intercambio, que refleja la variación de la demanda en los países.

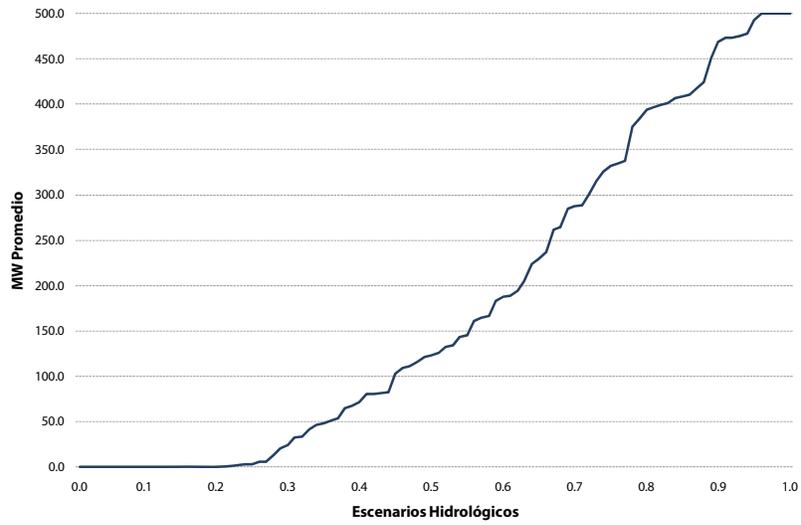


**Figura 7.43 – Flujo promedio mensual (2014)**

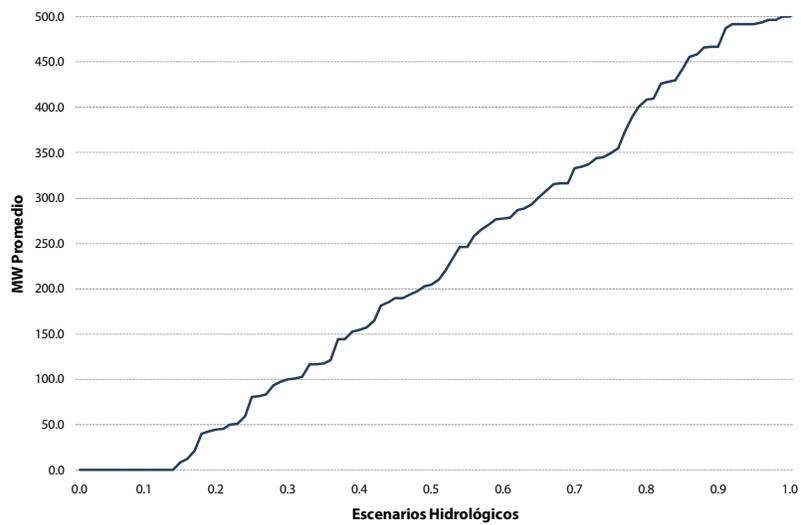


**Figura 7.44 – Flujo promedio mensual (2016)**

Las figuras a continuación muestran la distribución de los flujos para el año 2014. Se observa que la línea se utilizó hasta su límite de capacidad en algunos escenarios, en ambas direcciones, lo que refuerza el beneficio mutuo de la misma.



**Figura 7.45 – Distribución del flujo Uruguay→Brasil (2014)**

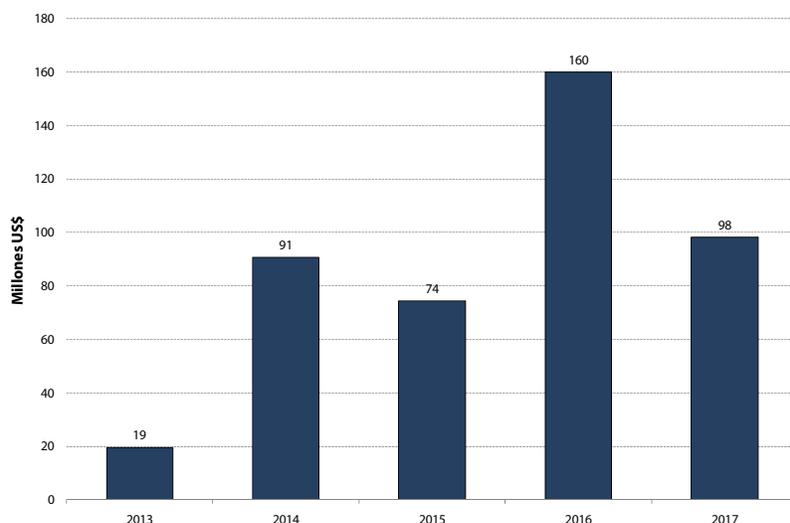


**Figura 7.46 – Distribución del flujo Brasil→Uruguay (2014)**

### 7.8.3 Cálculo de los beneficios

#### 7.8.3.1 Costos operativos

Las figuras a continuación muestran la reducción de los costos operativos totales con la interconexión Brasil-Uruguay.



**Figura 7.47 – Reducción del costo operativo con la interconexión Brasil-Uruguay**

Se observa que la reducción anual (promedio de los 5 años simulados) es US\$ 88 millones.

### 7.8.3.2 Energía no suministrada

La interconexión ha eliminado las fallas de suministro en Brasil en 2013 (5565 GWh) y en 2015 (229 GWh) pero no las fallas en el año 2016. Las fallas para 2017 en Uruguay desaparecen con la entrada de la interconexión.

**Cuadro 7.3 – Confiabilidad de suministro – Interconexión Brasil-Uruguay**

Ano	Ar sin interc			Ar con interc			Br sin interc			Br con interc			Ur sin interc			Ur con interc		
	R	E	E (%)	R	E	E (%)	R	E	E (%)	R	E	E (%)	R	E	E (%)	R	E	E (%)
2013	0	0	0.00	0	0	0.00	1	5565	0.97	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00
2015	0	0	0.00	0	0	0.00	1	229	0.04	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00
2016	0	0	0.00	0	0	0.00	1	23761	3.65	1	18248	2.80	0	0	0.00	0	0	0.00
2017	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00	1	4	0.03	0	0	0.00

### 7.8.3.3 Emisiones de CO<sub>2</sub>

La reducción en las emisiones de CO<sub>2</sub> (promedio para los 5 años simulados) fue 442 mil toneladas por año. Suponiendo un precio de US\$ 20 por tonelada, el valor de este beneficio sería US\$ 8.8 millones por año.

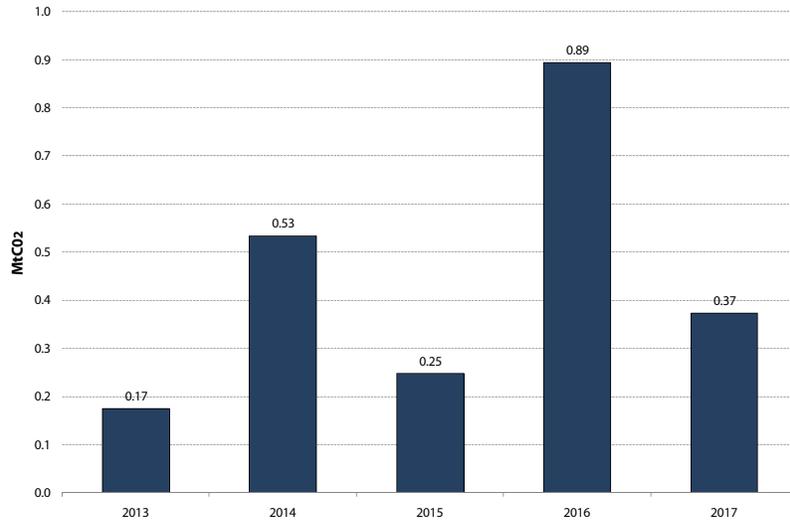


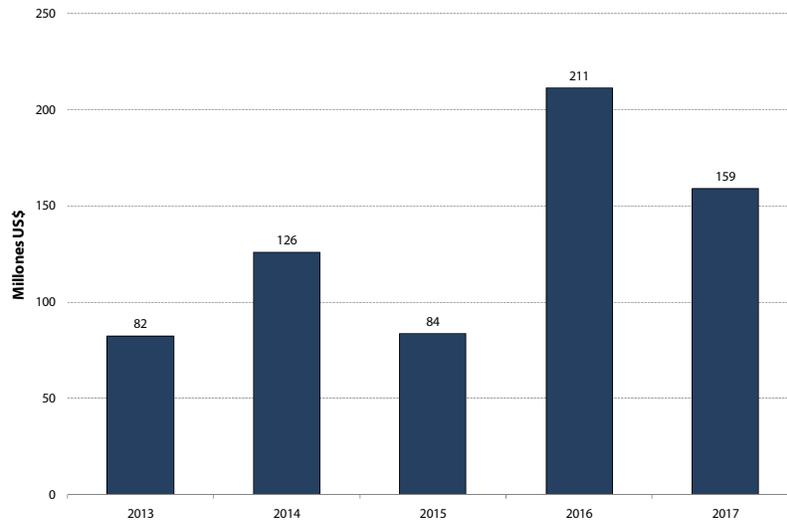
Figura 7.48 – Interconexión Brasil-Uruguay: reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>

#### 7.8.4 Índice beneficio costo

El costo anualizado de la interconexión sería US\$ 29.3 millones, inferior al beneficio operativo esperado de US\$ 88 millones por año. El índice beneficio costo es  $88/29.3 = 3.0$ . Sumando al beneficio operativo el beneficio anual por emisiones, US\$ 8.8 millones, el IBC pasa para  $96.8/29.3 = 3.3$ .

#### 7.8.5 Ingreso por congestión de la interconexión

Como muestra la figura a continuación, el ingreso anual por congestión de la interconexión (promedio de los 5 años simulados) es US\$ 132 millones, casi diez veces mayor do que la remuneración requerida de US\$ 13.3 millones.



**Figura 7.49 – Ingreso por congestión de la interconexión**

Este excedente en los ingresos de la interconexión indicaría que puede valer la pena aumentar la capacidad de la misma.

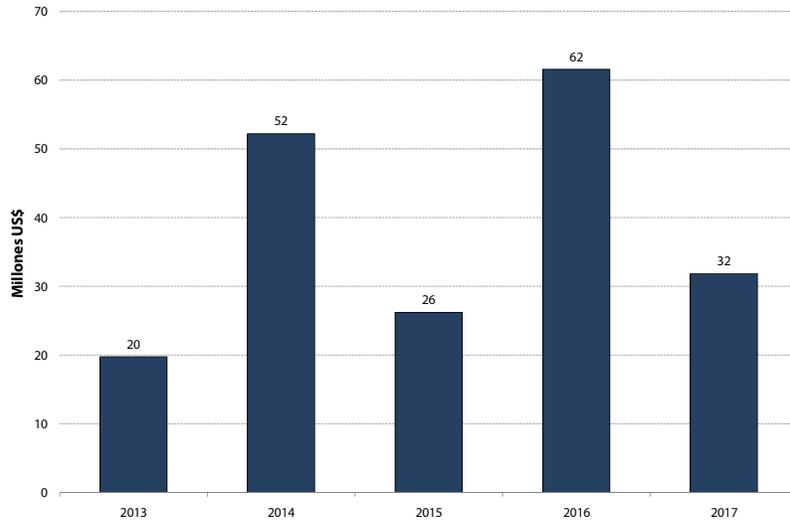
### 7.8.6 Sensibilidad del IBC del proyecto con respecto a la CIEN

Como muestra el IBC arriba, la interconexión propuesta parece ser atractiva en términos económicos y ambientales. Sin embargo, se observa que el estudio arriba fue realizado suponiendo las restricciones actuales en la interconexión CIEN (ver sección 6.4). Por lo tanto, es posible que estos beneficios sean menores si la CIEN pasa a operar sin restricciones, como recomendado en el estudio de caso anterior.

Por lo tanto, se hizo un cálculo adicional del IBC utilizando como referencia los sistemas de Argentina y Brasil con la CIEN (capacidad de 2000 MW en la dirección de Brasil y 800 MW en la dirección opuesta).

#### 7.8.6.1 Costos operativos

La figura a continuación muestra la reducción de los costos operativos totales con la interconexión Brasil-Uruguay. Se observa que la reducción anual (promedio de los 5 años simulados) fue US\$ 38 millones, 57% inferior al valor de US\$ 88 millones en el caso con la CIEN restringida.

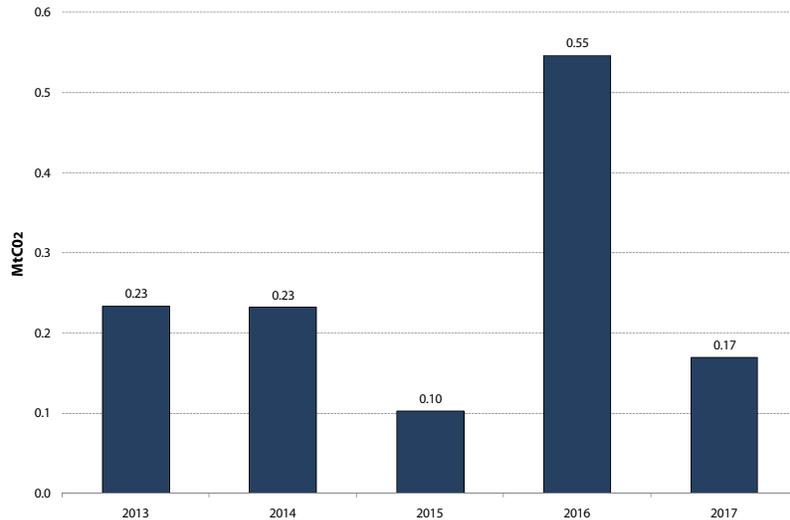


**Figura 7.50 – Reducción del costo operativo total con la interconexión AR-PY-BR (sin restricciones operativas en la CIEN AR-BR)**

Dado que el costo anual del proyecto (US\$ 29.3 millones) es el mismo, el nuevo IBC sería  $38/29.3 = 1.3$ .

#### 7.8.6.2 Emisiones de CO<sub>2</sub>

La figura a continuación muestra la reducción neta de las emisiones de CO<sub>2</sub> cuando se representa la interconexión con la interconexión AR-PY-BR.



**Figura 7.51 – Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> con la interconexión Brasil-Uruguay (sin restricciones operativas en la CIEN AR-BR)**

Se observa que hubo una reducción de 256 mil toneladas (promedio de los 5 años simulados). Esto representa un cambio con respecto al ahorro anual de 445 mil toneladas cuando la CIEN está restringida. Suponiendo un precio de US\$ 20 por tonelada, el valor del beneficio ambiental sería de US\$ 5 millones por año, y el nuevo IBC pasaría para  $43/29.3 = 1.5$ .

### 7.9 Interconexión Argentina – Paraguay – Brasil

Como muestra la figura a continuación, la idea de esta interconexión es construir una línea de 500 kV, longitud de 321 km y capacidad de 2 mil MW en Paraguay que interconectaría las plantas binacionales Yacyretá e Itaipú y permitiría una optimización operativa de estos países (además de Uruguay, que está interconectado con Argentina).

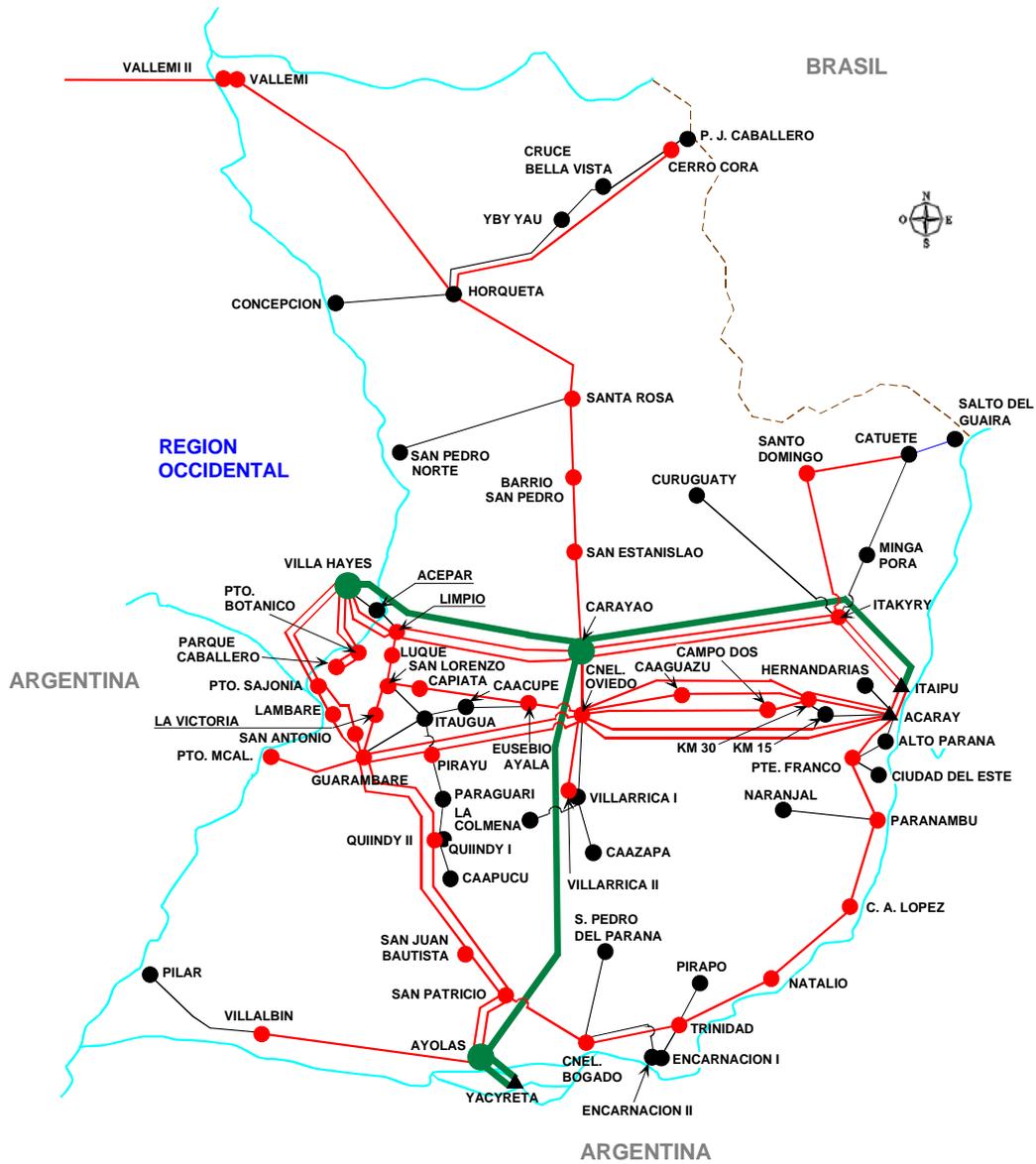


Figura 7.52 – Interconexión Argentina-Paraguay-Brasil

### 7.9.1 Flujos en la interconexión

La figura a continuación muestra el flujo promedio anual en la interconexión. Se observa que hay intercambios significativos en ambas direcciones.

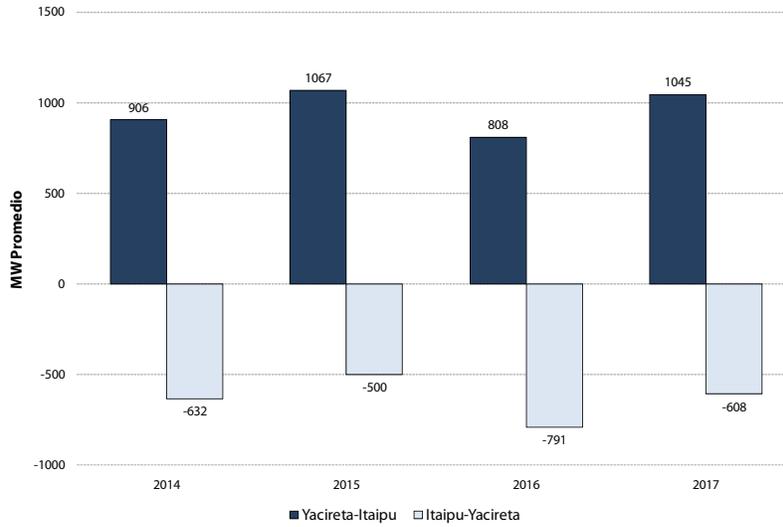
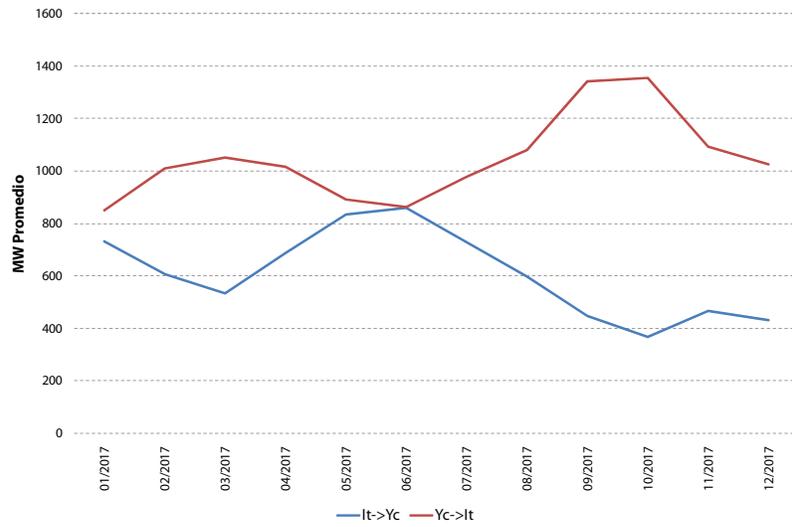


Figura 7.53 – Flujo promedio anual

Las figuras a continuación muestran el flujo promedio mensual para los años 2014 y 2017. Se observa que hay una estacionalidad en los intercambios coherente con la variación de la demanda en los países.

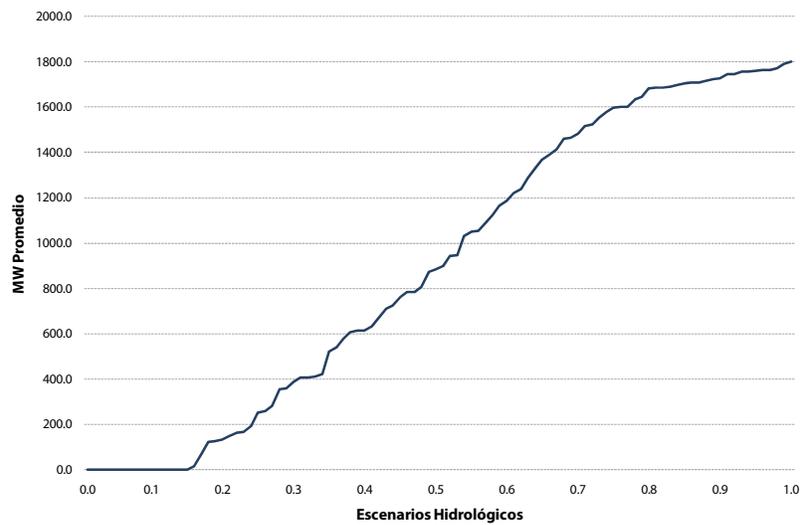


Figura 7.54 – Flujo promedio mensual (2014)



**Figura 7.55 – Flujo promedio mensual (2017)**

Las figuras a continuación muestran la distribución de los intercambios para el año 2014. Se observa que la capacidad máxima de la interconexión fue utilizada en ambas direcciones.



**Figura 7.56 – Distribución de los flujos Argentina→Brasil (2014)**

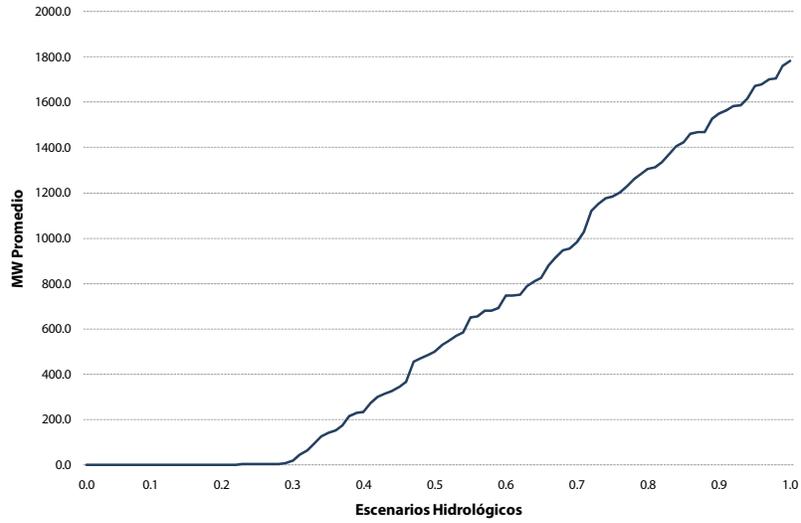


Figura 7.57 – Distribución de los flujos Brasil→Argentina (2014)

## 7.9.2 Cálculo de los beneficios

### 7.9.2.1 Costos operativos

Las figuras a continuación muestran la variación de los costos operativos de Argentina, Brasil y Uruguay sin y con la interconexión.

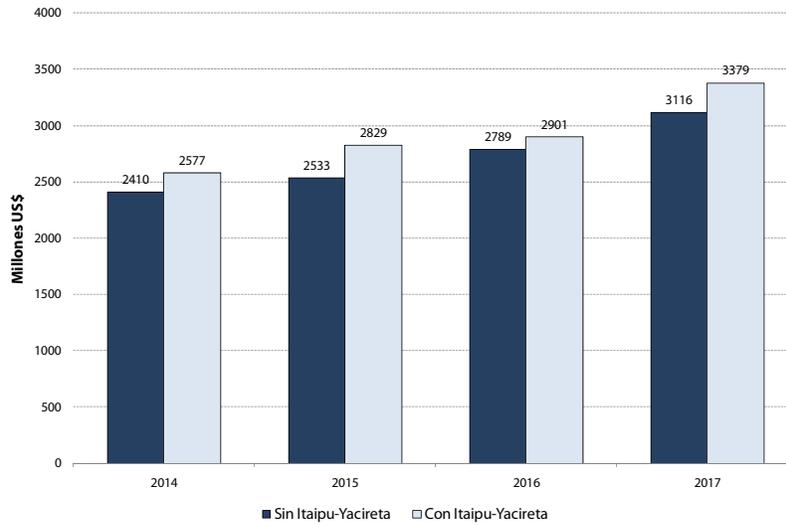
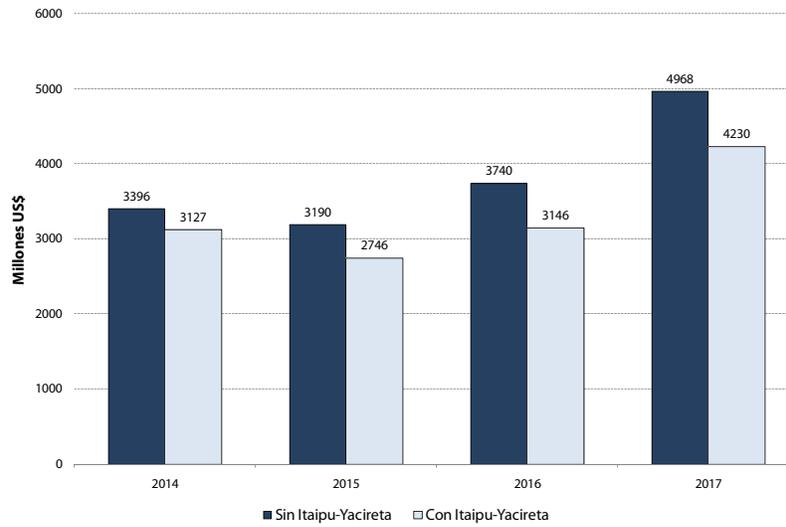
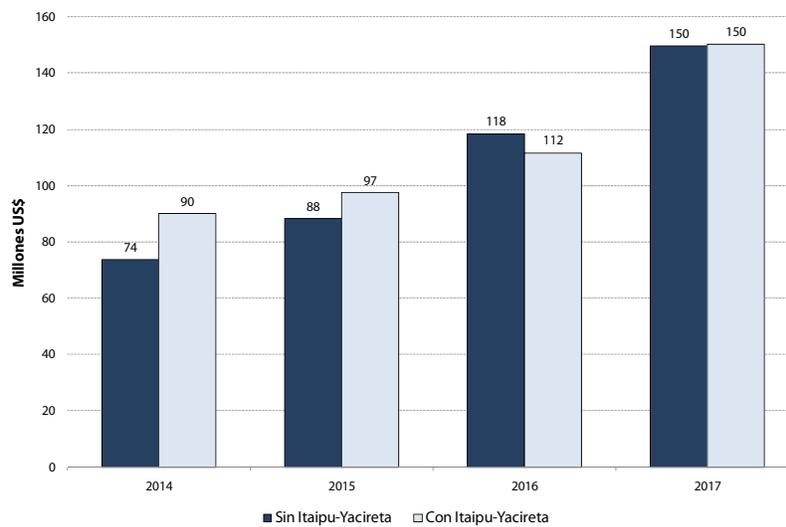


Figura 7.58 – Argentina: costo operativo sin y con la interconexión

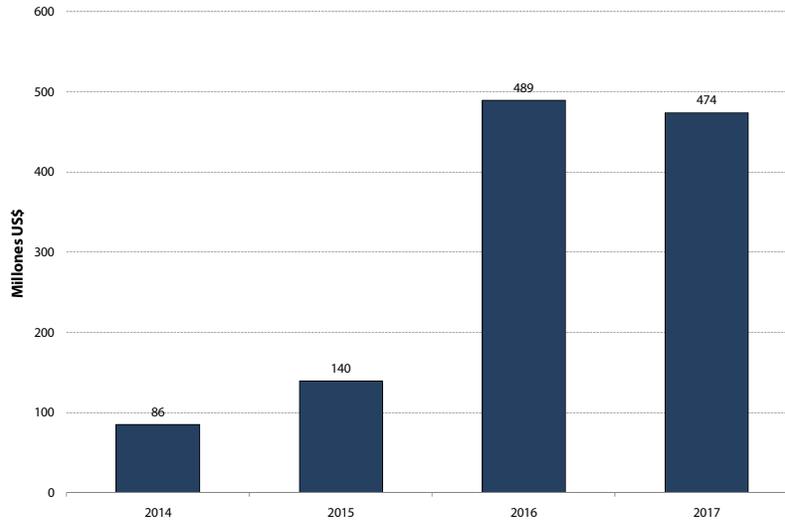


**Figura 7.59 – Brasil: costo operativo sin y con la interconexión**



**Figura 7.60 – Uruguay: costo operativo sin y con la interconexión**

Como muestra la figura a continuación, el beneficio operativo (promedio de los 4 años simulados) es cerca de US\$ 300 millones.



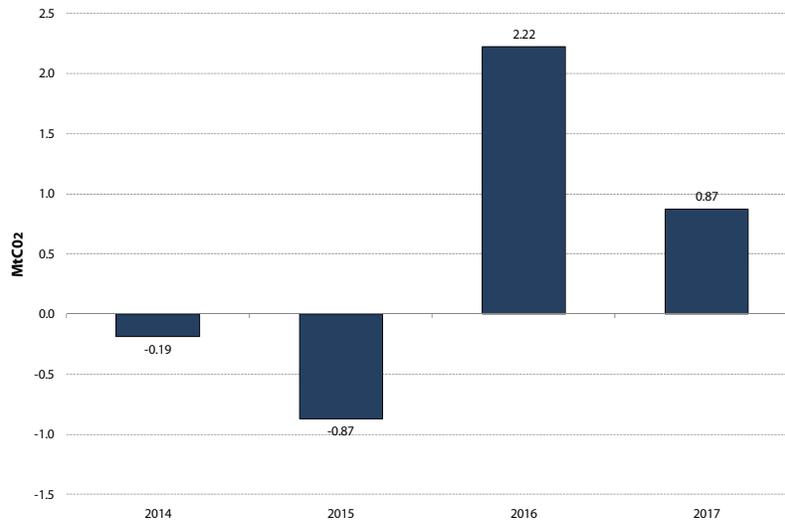
**Figura 7.61 – Reducción de los costos operativos**

### 7.9.2.2 Energía no suministrada

La interconexión ha permitido eliminar las interrupciones de suministro en Brasil en los años 2015 (229 GWh) y 2016 (23761 GWh) y en Uruguay en 2017. (4 GWh) Argentina ya no presentaba interrupciones.

### 7.9.2.3 Emisiones

Como muestra la figura a continuación, la reducción anual de las emisiones (promedio para los 4 años simulados) es de 510 mil toneladas de CO<sub>2</sub>. Para un precio de US\$ 20 por tonelada, resulta un valor de US\$ 10 millones por año.



**Figura 7.62 – Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>**

### 7.9.3 Índice beneficio costo

El costo estimado de la interconexión es US\$ 610 millones, con una remuneración anual de US\$ 54 millones. Esta remuneración es sustancialmente inferior a los beneficios operativos, US\$ 300 millones, y resulta en un IBC de  $300/54 = 5.6$ . Sumando los beneficios por emisión, el IBC pasa para  $310/54 = 5.7$ .

### 7.9.4 Ingreso por congestión

La figura a continuación muestra el ingreso por congestión. Se observa que el promedio de la misma, US\$ 485 millones, excede sustancialmente la remuneración anual de la línea, US\$ 54 millones. Esto indicaría que puede valer la pena aumentar esta capacidad.

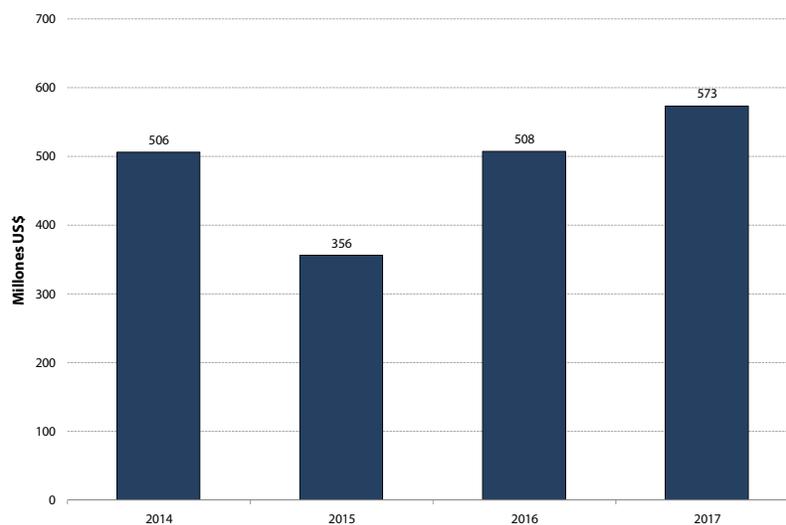
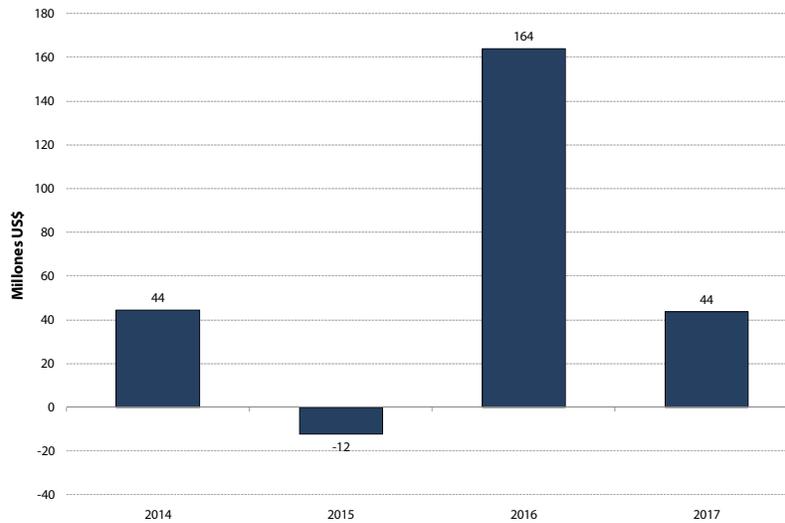


Figura 7.63 – Renta de la interconexión

### 7.9.5 Sensibilidad del IBC del proyecto con respecto a la CIEN

Como muestra el IBC arriba, la interconexión propuesta parece ser atractiva en términos económicos y ambientales. Sin embargo, se observa que el estudio arriba fue realizado suponiendo las restricciones actuales en la interconexión CIEN (ver sección 5.4). Por lo tanto, es posible que estos beneficios sean menores si la CIEN pasa a operar sin restricciones, como recomendado en el estudio del caso anterior.

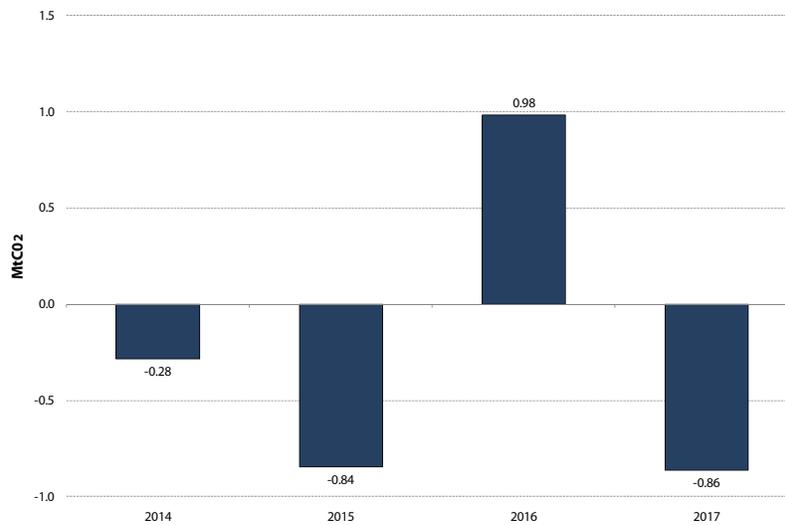
Por lo tanto, se hizo un cálculo adicional del IBC utilizando como referencia los sistemas de Argentina y Brasil con la CIEN (capacidad de 2000 MW en la dirección de Brasil y 800 MW en la dirección opuesta). La figura a continuación muestra la reducción de los costos operativos totales con la interconexión AR-PY-BR. Se observa que la reducción anual (promedio de los 4 años simulados) fue US\$ 60 millones, 80% inferior al valor de US\$ 300 millones en el caso con la CIEN restringida.



**Figura 7.64 – Reducción del costo operativo total con la interconexión AR-PY-BR (sin restricciones operativas en la CIEN AR-BR)**

Dado que el costo anual del proyecto, US\$ 54 millones, es el mismo, el nuevo IBC sería  $60/54 = 1.1$ , lo que señala que la interconexión puede no ser competitiva.

La figura a continuación muestra la reducción neta de las emisiones de CO<sub>2</sub> cuando se representa la interconexión con la interconexión AR-PY-BR.



**Figura 7.65 – Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> con la interconexión AR-PY-BR (sin restricciones operativas en la CIEN AR-BR)**

Se observa que hubo un *aumento* anual de 250 mil toneladas (promedio de los 4 años simulados). Esto representa un cambio significativo con respecto al ahorro anual de 510 mil toneladas.

das cuando la CIEN está restringida. Suponiendo un precio de US\$ 20 por tonelada, la penalización sería de US\$ 5.0 millones por año, y el nuevo IBC pasaría para  $55/54 = 1.02$ .

### **7.9.6 Aspectos comerciales, regulatorios e institucionales**

Cualquier propuesta de interconexión entre Yacyretá e Itaipú por intermedio de Paraguay tendría que adecuarse a las restricciones del Tratado de Itaipú, entre Paraguay y Brasil, que no permite la venta de las cuotas de la energía de Itaipú a un tercer país.

### **7.9.7 Conclusiones**

En un primer análisis, la interconexión propuesta resultaría en beneficios económicos y ambientales sustanciales. Sin embargo, se verificó que estos beneficios se reducen también sustancialmente si se considera la operación de la interconexión CIEN (Argentina-Brasil) que hoy está restringida a intercambios estacionales.

Hay además el tema del Tratado de Itaipú, entre Paraguay y Brasil, que no permite la venta de las cuotas de la energía de Itaipú a un tercer país.

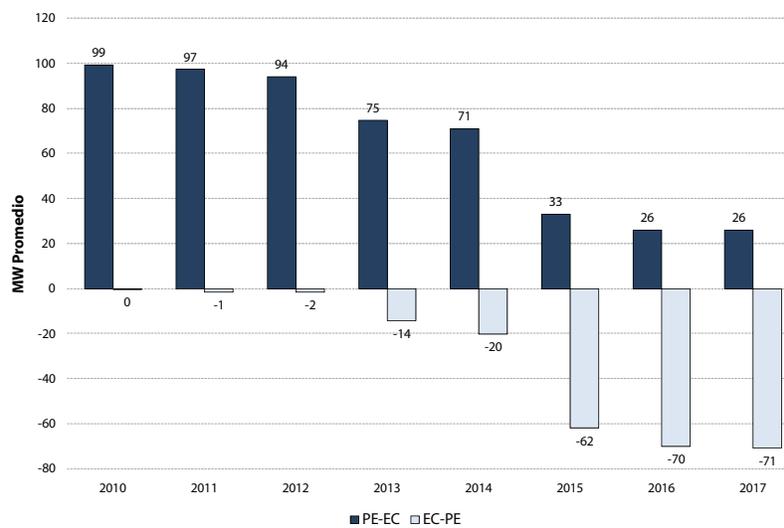
## 7.10 Interconexión Perú – Ecuador

Ya existe hoy una interconexión de 100 MW entre Perú y Ecuador, pero no utilizada por razones regulatorias (contrato de intercambio entre los países) y por limitaciones en el sistema eléctrico. El objetivo de este estudio es evaluar los beneficios potenciales de la misma.

Se observa que Ecuador ya está interconectado con Colombia. Por lo tanto, el análisis de la interconexión Perú-Ecuador toma en cuenta la operación de los tres países.

### 7.10.1 Flujos en la interconexión

La figura a continuación muestra el promedio de los flujos anuales en la interconexión.



**Figura 7.66 – Flujo promedio anual en la interconexión Perú-Ecuador**

Se observa que a partir del 2013-2014 pasan a existir flujos en la dirección Ecuador→Perú; a partir de 2015, estos flujos pasan a ser predominantes. La razón para este comportamiento es la entrada en operación de las plantas hidroeléctricas previstas para Ecuador, las cuales reducen sustancialmente los costos marginales de corto plazo de este país (ver sección 6.2.2).

### 7.10.2 Cálculo de los beneficios

#### 7.10.2.1 Costos operativos

Las figuras a continuación muestran la variación de los costos operativos de cada país debido a la interconexión.

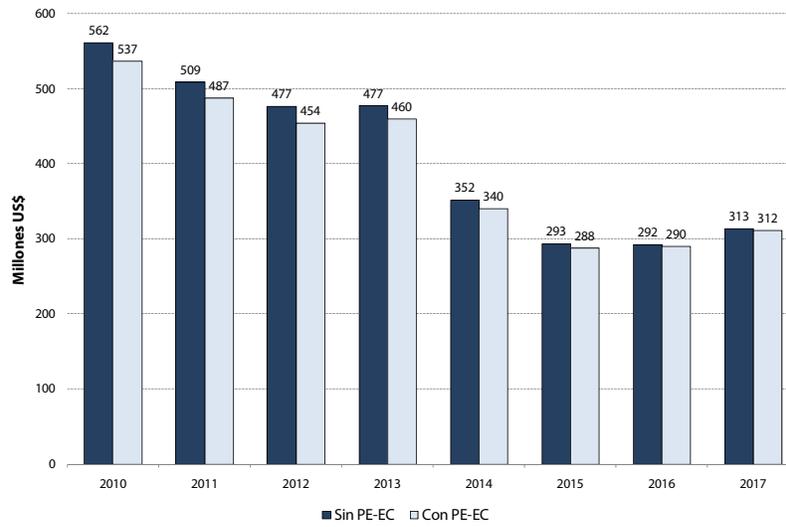


Figura 7.67 – Colombia: variación de los costos operativos sin y con la interconexión Perú-Ecuador

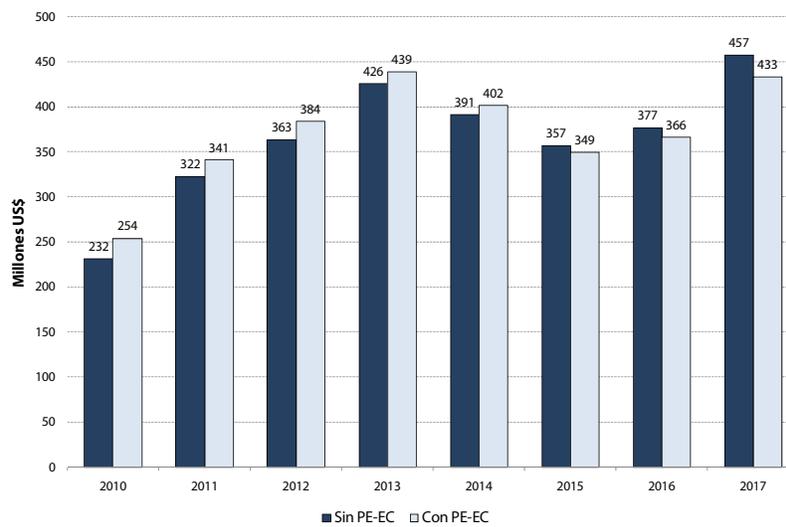
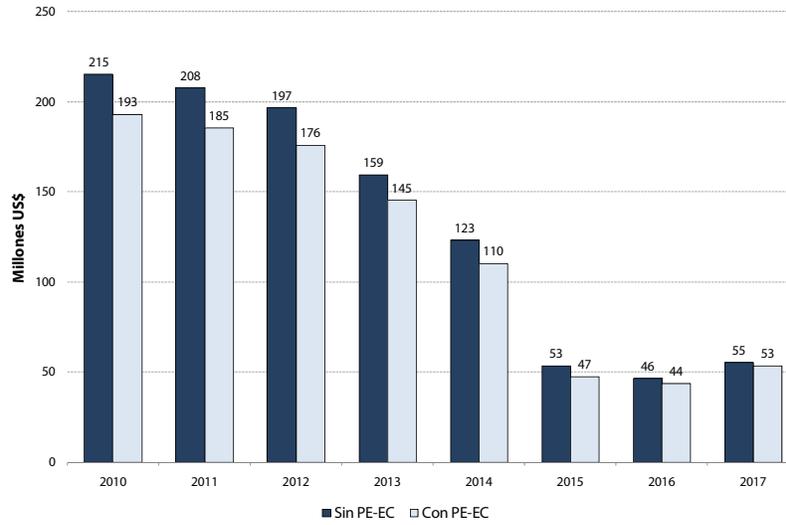
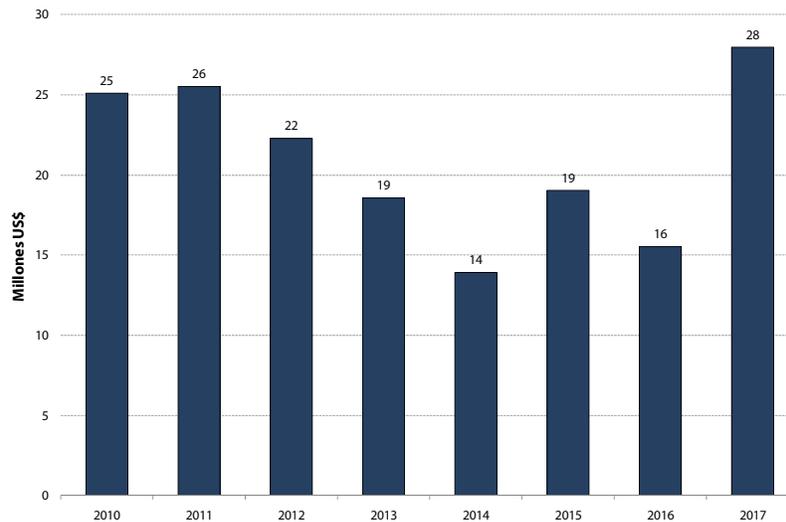


Figura 7.68 – Perú: variación de los costos operativos sin y con la interconexión Perú-Ecuador



**Figura 7.69 – Ecuador: variación de los costos operativos sin y con la interconexión Perú-Ecuador**

Se observa que hasta 2014 hubo una reducción en los costos de Colombia y Ecuador y un aumento del costo de Perú, lo que indica que este país era el exportador neto. A partir del 2015, Perú pasa a ser el beneficiario principal de la interconexión. Como visto anteriormente, esto se debe básicamente a la entrada de una capacidad significativa de generación hidroeléctrica prevista para Ecuador, que lleva a una reducción de los CMCPs de este país. La figura a continuación muestra la reducción total de los costos operativos. El beneficio anual de la interconexión (promedio de los 8 años simulados) sería US\$ 21 millones.



**Figura 7.70 – Reducción de los costos operativos totales (Colombia-Ecuador-Perú)**

### 7.10.2.2 Beneficios por confiabilidad

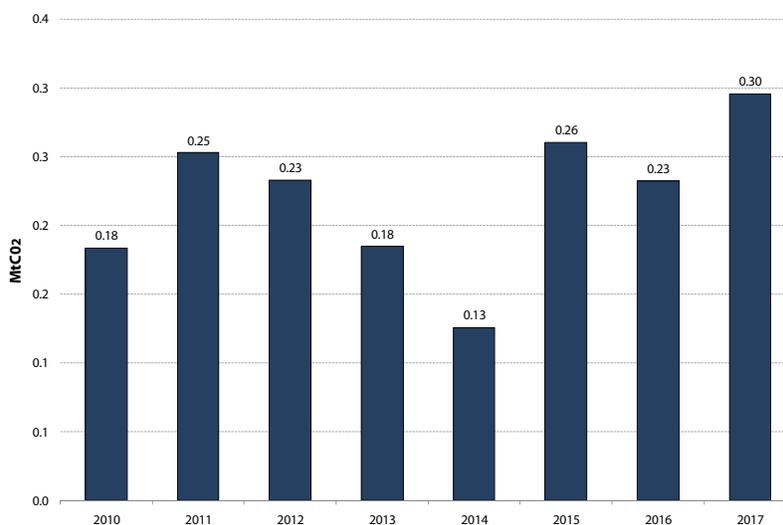
La interconexión permitió la eliminación de los déficits de suministro en Perú observados en los años 2013, 2016 y 2017 (total de 340 GWh).

**Cuadro 7.4 – Confiabilidad de suministro – Interconexión Ecuador-Perú**

Año	Pe sin interc			Pe con interc		
	R	E	E (%)	R	E	E (%)
2013	2	72	0.17	0	0	0.00
2016	1	23	0.04	0	0	0.00
2017	2	246	0.40	0	0	0.00

### 7.10.2.3 Emisiones de CO<sub>2</sub>

Como muestra la figura a continuación, la reducción anual de las emisiones (promedio de los 8 años simulados) sería 220 mil toneladas de CO<sub>2</sub>. Suponiendo un precio de US\$ 20 por tonelada de CO<sub>2</sub>, el beneficio anual sería US\$ 4.4 millones.



**Figura 7.71 – Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>**

### 7.10.3 Análisis beneficio costo

Los consultores no tuvieron acceso a informaciones sobre los refuerzos en los sistemas de Ecuador y Perú que serían necesarios para la plena operación de la interconexión. Por lo tanto, si hizo el cálculo al revés, esto es, cuanto sería el máximo costo de estos refuerzos que todavía justificaría la interconexión. Como visto, el beneficio anual de la interconexión (costos operativos + emisiones) sería 21 + 4.4 = US\$ 25.4 millones. Utilizando los mismos supuestos de vida útil y tasa de retorno de las inversiones en transmisión, estos beneficios justificarían una inversión alrededor de US\$ 236 millones en el sistema de transmisión (sin considerar o beneficio ambiental) y US\$ 286 millones (llevando en consideración el beneficio ambiental),

lo que es sustancial en ambas análisis. Se concluye, por lo tanto, que probablemente valdría la pena interconectar ambos países.

## 7.11 Interconexión Bolivia – Perú

La interconexión Bolivia-Perú se compone de una línea de 230 kV de 215 km de longitud y de una estación DC “back to back” debido a la diferencia de frecuencia entre los países. Su capacidad es 125 MW. El costo estimado de la interconexión es US\$ 65 millones, y la misma podría entrar en operación el 2014.

### 7.11.1 Evaluación de los beneficios y costos

Una dificultad en la simulación conjunta de Bolivia y Perú es que ambos países utilizan precios locales de gas distintos de los precios internacionales. Como muestra la figura 4.8, el precio del gas en Bolivia es 1 US\$/MMBTU; en el caso de Perú, los precios varían de 2 hasta 9 US\$/MMBTU. Se decidió entonces utilizar un único precio de gas, 5 US\$/MMBTU, para los generadores de ambos países. Una segunda dificultad es el uso de pagos por capacidad. Como discutido en el capítulo 4, estos pagos complementan la remuneración de los generadores y, por lo tanto, deben ser considerados en los análisis de intercambio. Afortunadamente, ambos países adoptan cargos por capacidad semejantes, que se compensan. Por lo tanto, no fue necesario representar este aspecto.

Finalmente, el uso de la reducción de los costos operativos como un indicador del beneficio se queda perjudicado por la dificultad de comparación entre los costos locales y los costos “internacionales”. Por lo tanto, se adoptó como criterio la comparación entre la renta por congestión de la interconexión y su costo de inversión.

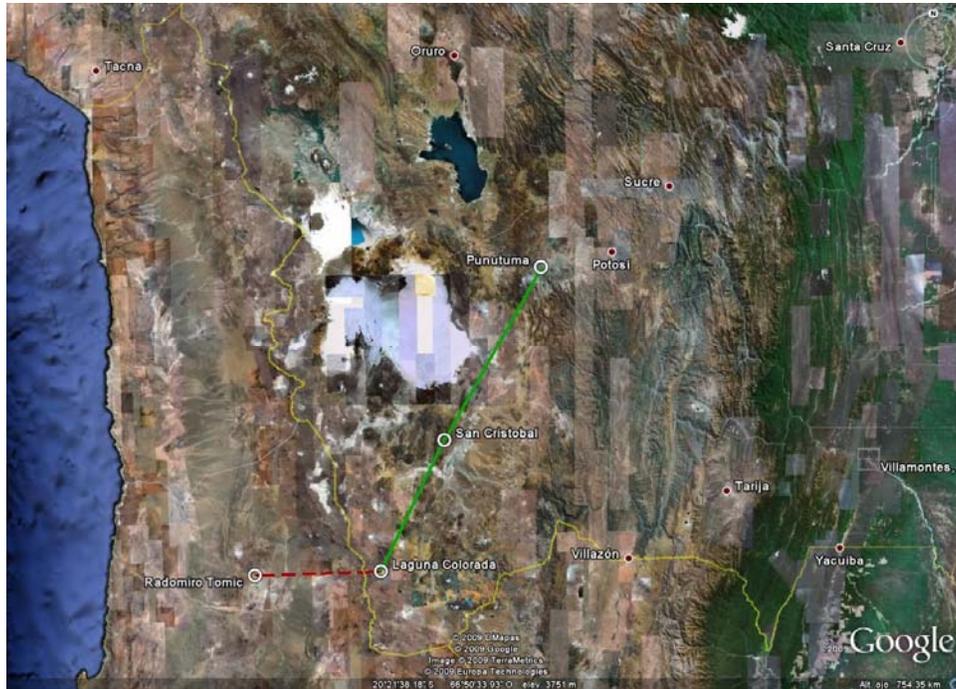
Esta renta por congestión (promedio de los 4 años simulados es US\$ 7.7 millones, mientras el costo anualizado de la línea (costo total de US\$ 65 millones) es US\$ 5.8 millones. El índice beneficio costo resultante es por lo tanto  $7.7/5.8 = 1.3$ .

### 7.11.2 Conclusiones

La interconexión propuesta es potencialmente atractiva. Sin embargo, se recomienda una simulación más detallada de los intercambios, de acuerdo con las reglas de precios para exportación e importación definidos por ambos países. Esta actividad está fuera del alcance del presente proyecto CIER 15 Fase II.

## 7.12 Interconexión Bolivia – Chile

La propuesta de interconexión entre Bolivia y Chile fue motivada por la construcción planeada de una planta geotérmica de 100 MW, Laguna Colorada, en Bolivia. Como muestra la figura a continuación, la barra Laguna Colorada está solamente a 150 km de la barra Radomiro Tomic, en el SING chileno. La línea de interconexión sería en 230 kV, con una longitud ya mencionada de 150 km, una capacidad de 180 MW y costo total de US\$ 30.5 millones.



**Figura 7.72 – Interconexión Bolivia Chile**

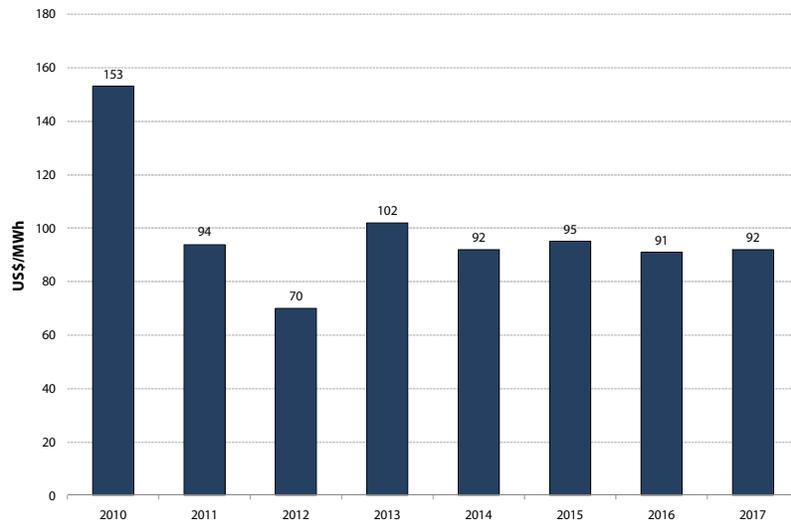
También se observa en la figura que Laguna Colorada se interconectaría al sistema boliviano a través de una línea de 230 kV que pasaría por San Cristóbal y después por Punituma. Como se discute más adelante, los costos de los refuerzos internos en Perú serían añadidos al costo de la energía de la planta Laguna Colorada.

### 7.12.1 Análisis de los beneficios

De manera análoga al estudio del caso anterior (interconexión Bolivia-Perú), se utilizaron precios internaciones de combustible para representar los costos de exportación de Bolivia (el sistema chileno ya utiliza estos precios). El manejo de los cargos por capacidad también es semejante al del estudio anterior, pues Chile tiene cargos parecidos con los de Bolivia.

A diferencia del caso anterior, no hubo el problema de estimar el beneficio operativo de una importación de energía por Bolivia. La razón es que, como muestra la figura a continuación,

los CMCPs del SING chileno (que como visto anteriormente es suministrado por plantas termoeléctricas) son bastante elevados, alrededor de 90 US\$/MWh.

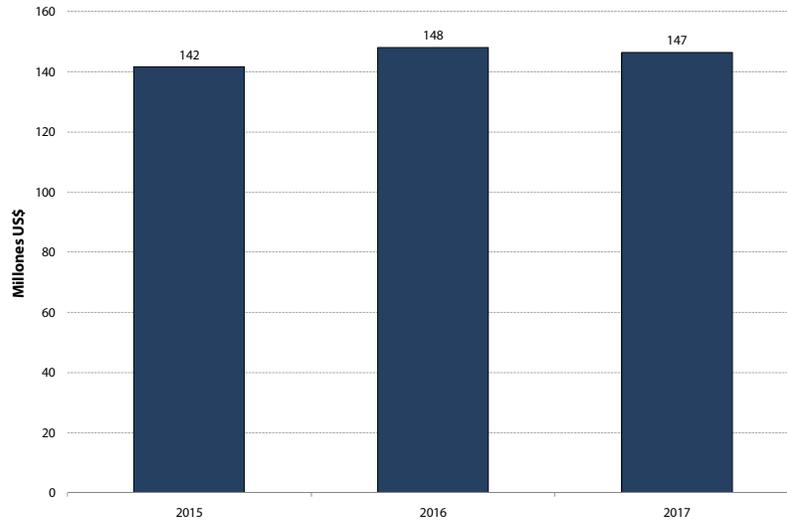


**Figura 7.73 – SING Chileno: CMCP promedio anual (sin interconexiones)**

A su vez, el costo operativo de las plantas termoeléctricas de Bolivia, suponiendo un costo internacional del gas natural de 5 US\$/MMBTU, estaría alrededor de 50 US\$/MWh (ver estudio anterior, Bolivia-Perú). Como consecuencia, el flujo en la interconexión resulta constante, 180 MW, en la dirección de Chile.

#### 7.12.1.1 Costo operativo

Suponiendo la entrada de la interconexión en 2015, la reducción de los costos operativos para el sistema Chileno sería US\$ 146 millones por año (promedio de los 3 años simulados).



**Figura 7.74 – Reducción del costo operativo para el sistema Chileno**

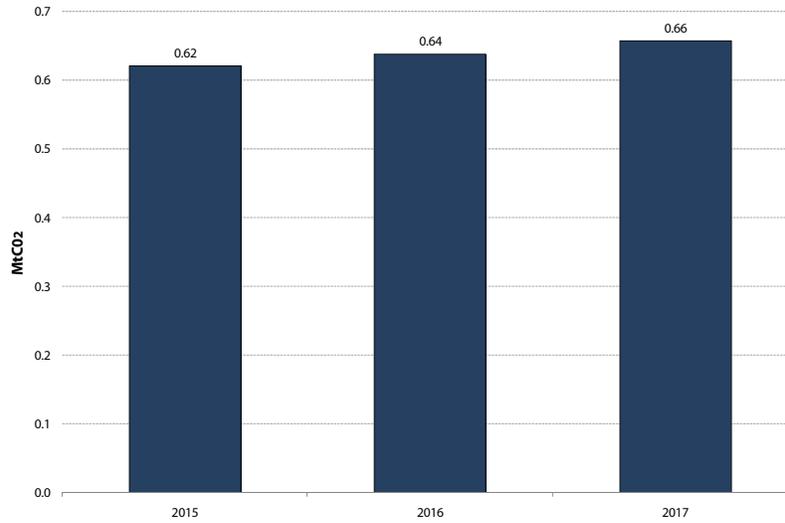
A su vez, el costo anual para Bolivia (suponiendo costos internacionales para el gas) sería US\$ 80 millones. El beneficio operativo neto es por lo tanto  $146 - 80 = \text{US\$ } 66$  millones.

#### 7.12.1.2 Energía no suministrada

No se observaron déficits de energía.

#### 7.12.1.3 Emisiones de CO<sub>2</sub>

La reducción de emisiones (promedio de los 3 años simulados) fue de 640 mil toneladas de CO<sub>2</sub>. Suponiendo un precio de US\$ 20 por tonelada, el valor de este beneficio sería de US\$ 12.8 millones por año.



**Figura 7.75 – Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>**

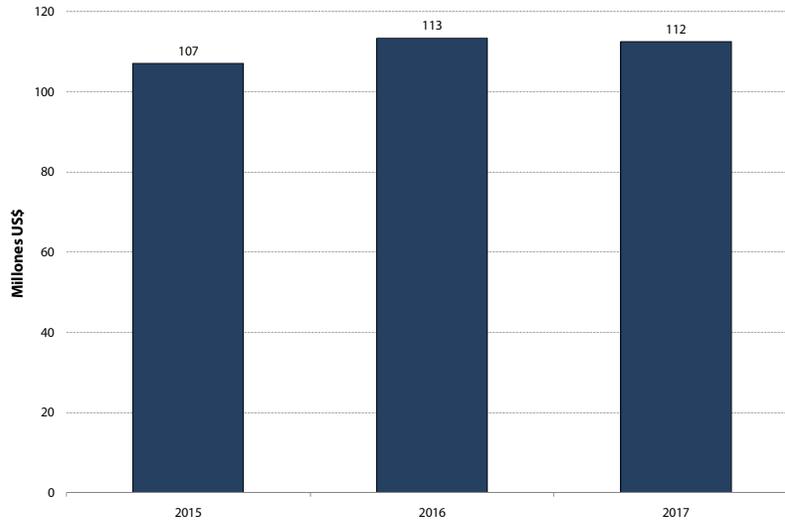
### 7.12.2 Índice beneficio costo

Como mencionado, el costo de inversión estimado para la línea de interconexión es US\$ 30.5 millones. La anualidad correspondiente, US\$ 2.7 millones, es sustancialmente inferior al beneficio operativo de US\$ 66 millones. Por lo tanto, el IBC resultante para este proyecto sería de  $66/2.7 = 24.4$ . Cuando sumamos el beneficio por la reducción de las emisiones, pasa para  $78.8/2.7 = 29.2$ .

### 7.12.3 Sensibilidad del IBC del proyecto con respecto al “swap” PY-AR-CH

Como muestra el IBC arriba, la interconexión propuesta parece ser muy atractiva en términos económicos y ambientales. Sin embargo, se observa que las simulaciones fueron hechas sin tomar en cuenta el “swap” Paraguay-Argentina-Chile, que inyectaría 200 MW en el mismo SING chileno (ver sección 5.9). Dado que esta inyección reduciría los CMCP del SING, esto podría a su vez reducir el IBC de la interconexión Bolivia-Chile.

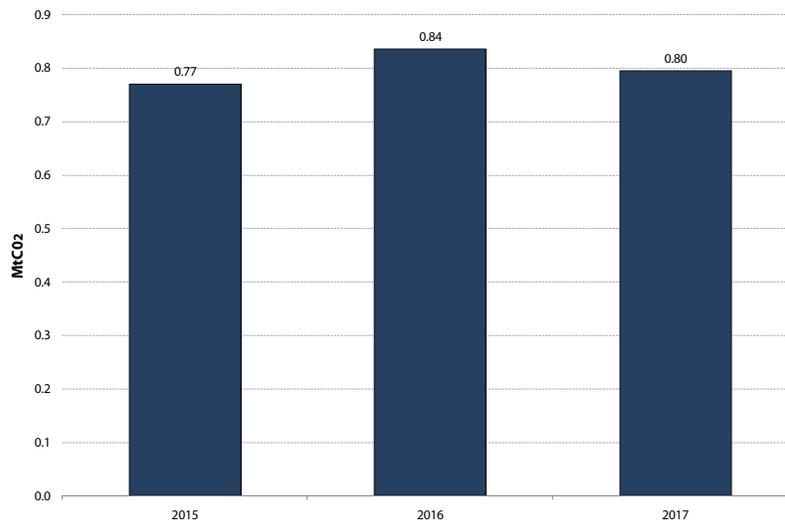
Por lo tanto, se hizo un cálculo adicional del IBC utilizando como referencia el SING ya incluyendo la inyección de 200 MW. La figura a continuación muestra la reducción de los costos operativos de Chile cuando se representa la interconexión Bolivia-Chile. Se observa que la reducción anual (promedio de los 3 años simulados) fue US\$ 110 millones, 25% inferior al valor de US\$ 146 millones en el caso sin el “swap” PY-AR-CH



**Figura 7.76 – Reducción del costo operativo del SING con la interconexión de Bolivia (Incluye la inyección de 200 MW del swap PY-AR-CH)**

Ya el costo operativo del sistema boliviano es el mismo anterior, US\$ 80 millones. El beneficio neto es por lo tanto  $110 - 80 = \text{US\$ } 30$  millones. Dado que el costo anual del proyecto, US\$ 2.7 millones, también no cambia, el nuevo IBC sería  $30/2.7 = 11.1$ .

La figura a continuación muestra la reducción neta de las emisiones de CO<sub>2</sub> cuando se representa la interconexión Bolivia-Chile. Se observa que la reducción anual (promedio de los 3 años simulados) fue 800 mil de toneladas. Suponiendo un precio de US\$ 20 por tonelada, el nuevo beneficio sería de US\$ 16 millones por año, y el nuevo IBC pasaría para  $46/2.7 = 17.0$ .



**Figura 7.77 – Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>**

#### **7.12.4 Conclusiones**

- La interconexión Bolivia-SING de Chile se mostró muy atractiva en términos económicos y ambientales (IBC = 29.2)
- El IBC se reduce cuando se considera la inyección de 200 MW en el SING resultante del swap PY-AR-CH
- Sin embargo, hasta en este caso más desfavorable para la interconexión, el IBC sigue atractivo = 17.0

## 8 CONCLUSIONES

### 8.1 Potencial energético de la región

Los temas energéticos más importantes a nivel mundial son la *seguridad de suministro* y los *cambios climáticos*. La región latinoamericana tiene perspectivas muy positivas con respecto a ambos temas. En lo que se refiere a la seguridad de suministro, las reservas abundantes de petróleo y gas hacen que la región sea una exportadora neta de estos combustibles. Con respecto a los cambios climáticos, la principal fuente de producción de electricidad, la energía hidráulica, es renovable. Además, otras fuentes renovables como la biomasa y la eólica se muestran competitivas debido a las características geográficas y climáticas de la región.

Otra observación importante es que la predominancia de la hidroelectricidad facilita la inserción de otras fuentes renovables. La razón es que los embalses de las plantas hidroeléctricas funcionan como “almacenes energéticos”, que pueden absorber las fluctuaciones de la producción de las plantas eólicas, la estacionalidad de la producción de la biomasa y optimizar el uso del gas natural en la generación eléctrica.

Finalmente, se observa que hay una *complementariedad* de los potenciales, con reservas de gas mayores en algunos países, mientras otros poseen más recursos hidroeléctricos y/o eólicos. Con esto, hay amplias posibilidades de interconexión entre países.

### 8.2 Análisis económico de los proyectos de interconexión

Los estudios indicaron que diez de los doce proyectos serían económicamente atractivos, lo que confirma que hay oportunidades importantes para profundizar la integración energética de la región.

Sin embargo, se mostró que el índice beneficio costo de algunos proyectos puede ser afectado por la construcción de otros. En particular, los proyectos de interconexión Brasil-Uruguay y Argentina-Paraguay-Brasil tienen sus IBC reducidos si se relajan las actuales restricciones operativas en la interconexión Argentina-Brasil (CIEN). A su vez, la implantación del esquema de “swap” entre Paraguay, Argentina y el sistema SING de Chile afecta el IBC de la interconexión entre Bolivia y el mismo SING.

### 8.3 Aspectos comerciales, regulatorios e institucionales

De la experiencia de los análisis de los doce proyectos de interconexión, se pueden extraer los siguientes principios:

1. *Autonomía de cada país* – Las interconexiones no requieren un esquema regulatorio único, y sí reglas claras de formación de precios y manejo de la seguridad operativa.
2. *Respaldo institucional* – Los acuerdos de interconexión deben siempre estar respaldados por un Tratado entre los países involucrados.

3. *Seguridad operativa* – Cada país debe decidir de manera autónoma sus criterios de seguridad para la exportación de energía. En caso de dificultades de suministro, la prioridad debe ser para el suministro local (esto es, se puede reducir la exportación), a la excepción de los contratos *firmes* de exportación. En estos casos, los mismos deben reducirse en la misma proporción de las acciones locales. En otras palabras, si hay un racionamiento de 5% de la demanda en el país, los contratos firmes deberían ser reducidos en 5%.
4. *Formación de precios para el intercambio* – Cada país debe ofertar, a cada etapa, una curva de *disposición a exportar* (precio por cantidad) y otra *curva de disposición a importar*.<sup>51</sup> Estas curvas pueden ser *diferentes*, pues un país puede tener políticas internas de subsidios a los precios de combustible, u otros esquemas locales, que no deben ser “exportados”. Además, la energía máxima ofertada en la curva de exportación refleja las políticas de seguridad operativa mencionadas en el ítem anterior.
5. *Repartición de los beneficios de los intercambios* - Cuando un país importa energía, su costo marginal de corto plazo (CMCP) se reduce, lo que beneficia los consumidores locales. Sin embargo, el CMCP puede aumentar cuando el país exporta, lo que no es deseable para los mismos consumidores. Se mostró en el estudio una manera de garantizar que los consumidores locales nunca sean perjudicados por la interconexión, calculando el CMCP en el caso de exportación en dos pasos. En el primer paso, se hace un despacho *sin la exportación*, esto es, solamente suministrando la demanda local, y se usa el CMCP “local” resultante para la contabilización en el mercado de corto plazo. En el segundo paso, se hace un despacho para suministrar un *incremento* de la “demanda” correspondiente a la energía que se está exportando, y se usa el CMCP “de exportación” resultante como precio para el país vecino. Como consecuencia, una interconexión sólo podría reducir o mantener estable los precios de corto plazo de cada país.
6. *Remuneración de las interconexiones* – La remuneración de las interconexiones internacionales debe ser *asegurada*, esto es, no depender de ingresos variables tales como rentas por congestión. Un ejemplo interesante es la reglamentación brasileña, que carga los costos anuales de las interconexiones a los consumidores y los generadores. En contrapartida, los ingresos variables de las interconexiones deben beneficiar estos mismos consumidores y generadores a través, por ejemplo, de una reducción de los cargos por transmisión.
7. *Repartición de las rentas por congestión* – Estas rentas deben ser compartidas entre los países, en proporción a la participación de cada uno en los costos de construcción de la interconexión, y no depender del sentido del flujo.<sup>52</sup> Como mencionado en el ítem anterior, estos ingresos deben beneficiar los agentes (en general, los consumidores y los generadores) que remuneran la interconexión.

---

<sup>51</sup> El esquema propuesto es semejante al del Mercado de Energía Regional (MER) de Centroamérica, que a su vez resulta de una propuesta del estudio CIER 3.

<sup>52</sup> El esquema propuesto es semejante al esquema que los gobiernos están proponiendo para la interconexión Colombia-Panamá y el nuevo esquema entre Colombia y Ecuador.

8. *Riesgo de retraso en la construcción de la interconexión* – El contrato de construcción de la interconexión debería hacerse por subasta, donde el inversionista oferta el pago fijo deseado. Este pago sólo se empezaría con la entrada en operación de la interconexión, y se cargarían multas expresivas por retraso. Dado que la interconexión tendría su remuneración asegurada (ver ítem 5), esta subasta sería atractiva para muchos inversionistas, lo que aumentaría la competencia y reduciría los precios para los consumidores. Además, sólo se subastaría el proyecto de interconexión con una licencia ambiental ya asegurada (los gobiernos de los países deberían estar encargados de obtener esta licencia), lo que reduciría sustancialmente la posibilidad de un retraso fuera del control del inversionista.
9. *Seguridad financiera para las transacciones* – Los agentes involucrados en las transacciones internacionales de oportunidad deben depositar garantías financieras (que cubran, por ejemplo, algunos meses de gastos con las compras de energía). La compensación y liquidación de estas transacciones debe hacerse en el mercado de corto plazo (o equivalente) del país exportador. Esto significa que el “hedge” de los riesgos cambiales es de la responsabilidad de los agentes. (En el caso de los contratos de mediano y largo plazo, las reglas son acordadas directamente entre los agentes.)

#### **8.4 “Mapa del camino” para viabilizar las interconexiones**

En la visión de los Consultores, los pasos principales para la implantación exitosa de una interconexión son:

1. Estudios preliminares de las reglas operativas de la interconexión entre los países, incluyendo restricciones de seguridad, como se harían los intercambios de oportunidad, etc. Estos estudios se pueden hacer con equipos de los agentes encargados de la operación de los países involucrados. Es importante hacerlos lo más temprano posible, por las siguientes razones: (i) los estudios de los beneficios económicos de la interconexión dependen de las reglas operativas de los intercambios; y (ii) un conocimiento detallado del funcionamiento de los respectivos sistemas energéticos y eléctricos de los países contribuye para reducir la posibilidad de equívocos en los estudios regulatorios y comerciales.
2. Análisis preliminar económico de la interconexión, utilizando por ejemplo los procedimientos de los estudios del Módulo 2. (Como mencionado, las simulaciones operativas deben incorporar los procedimientos definidos en el ítem 1.) Este análisis preliminar se debe hacer con los equipos de los agentes encargados de la planificación de los países involucrados, por las siguientes razones: (i) establecer en conjunto los escenarios de oferta y demanda que se utilizarán para los estudios de interconexión; (ii) permitir que los equipos conozcan con más detalle el sistema energético y eléctrico del vecino. Por supuesto, cada país hará, en separado, los estudios adicionales que considere necesario, por ejemplo, un análisis de sensibilidad con respecto a los supuestos de la evolución de la oferta y/o demanda del vecino.
3. Una vez establecido que la interconexión es de interés para ambos países, preparar un Acuerdo entre los gobiernos que establezca reglas para construcción de la línea, repartición de los beneficios, contratos, pagos, resolución de conflictos y demás temas regulato-

rios y comerciales. Es fundamental que este Acuerdo detallado esté respaldado por un Tratado previo, más general, entre ambos países, aprobado por los respectivos Legislativos.

4. Estudio detallado de ingeniería de la interconexión, obtención de la licencia ambiental y definición de los reglamentos económicos y comerciales necesarios para la licitación de la misma.

## A. METODOLOGÍA PARA EVALUACIÓN DE LA POTENCIA FIRME

La potencia firme de una central (hidroeléctrica o térmica) consiste de la máxima potencia que se puede producir en cada central y, de esta forma, está relacionada con la potencia instalada y con la indisponibilidad de cada central.

Para centrales hidroeléctricas, la forma de calcular la potencia instalada es directa, es decir, se considera la potencia disponible (en MW) de cada central que se calcula como la diferencia entre la potencia instalada (en MW) y su indisponibilidad. A su vez, la indisponibilidad de una central hidroeléctrica se calcula por una de las dos formas:

- i. A través de la tasa promedio de indisponibilidad, que se calcula como la razón entre la cantidad de horas en operación por la cantidad de horas total.
- ii. A través de un cronograma de mantenimiento informado y la tasa de falla de las centrales hidroeléctricas.

La metodología que se consideró para calcular la potencia firme de las centrales hidroeléctricas fue considerar el cronograma de mantenimiento caso esté disponible. Cuando no existe cronograma de mantenimiento para una central hidroeléctrica, lo que se tomo en cuenta fue la tasa de indisponibilidad promedio:

$$PF_{i,t} = PotInst_{i,t} \times FMNT_{i,t} \quad \text{para } t = 1, \dots, T \text{ y } i = 1, \dots, I$$

donde:

- |          |   |
|----------|---|
| T        | Duración del estudio (horizonte).   |
| t        | Indexa las etapas (por ejemplo, mes).   |
| I        | Conjunto de centrales hidroeléctricas.  |
| i        | Indexa las centrales hidroeléctricas.   |
| PotInst  | Potencia instalada en la hidroeléctrica (en MW). La potencia instalada depende de la etapa para considerar el cronograma de expansión.  |
| FMNT     | Factor de mantenimiento. El factor de mantenimiento se calcula en función del cronograma de mantenimiento cuándo informado (porcentaje disponible de la planta durante la etapa t) o en función de las tasas de indisponibilidad histórica de la planta:<br><br>$FMNT(i,t) = (1 - Ih(i,t))$ , o $FMNT(i,t) = (1 - Icp(i,t)) \times \%Disp(i,t)$ |
| Ih(.)    | Tasa de indisponibilidad histórica de la central hidroeléctrica i durante la etapa t.   |
| Icp(.)   | Tasa de indisponibilidad de corto plazo (debido a fallas) de la central hidroeléctrica i durante la etapa t.  |
| %Disp(.) | Factor de disponibilidad de la central hidroeléctrica i durante la etapa t, calculada   |

en función de un cronograma de mantenimiento.

Para las centrales térmicas la metodología es diferente y se justifica principalmente en la existencia de centrales multi-combustibles y restricciones de disponibilidad de combustible (por ejemplo, restricciones de disponibilidad de gas existentes para generación activas en los sistemas de Chile, Perú, Argentina, Uruguay, etc.

Para que sea posible tomar en consideración las restricciones mencionadas anteriormente en la evaluación de la potencia firme de cada sistema, lo que se planteó fue solucionar un problema de despacho tomando que modele solamente el parque térmico y asumiendo que la demanda de energía del sistema a ser suministrada fuera  $M \times$  mayor que demanda real (donde  $M$  es un número suficientemente grande para garantizar que los generadores térmicos estén siempre en producción máxima).

El resultado de este problema de despacho “mensual” será la máxima producción de los generadores térmicos, que corresponde a la maximización de la potencia de los generadores térmicas sujeto a las restricciones que limitan la producción en las centrales térmicas (tanto las restricciones directamente asociadas a los generadores – tasas de indisponibilidad y cronogramas de mantenimiento – como también restricciones indirectamente asociadas, como las restricciones de disponibilidad de combustible).

Para asignar la potencia firme de cada generador térmico se consideró el mes y el bloque de demanda de menor reserva, donde la reserva se define como la diferencia entre la demanda (bloque de punta) y el soma de la potencia térmica “firme” mensual, es decir:

$$PF_{j,t} = Ger_{j,t} \quad \text{para } j = 1, \dots, J \text{ y}$$

$$t \text{ tal que } (D(t) - \sum_{j \in J} Ger(j,t)) \text{ sea mínimo}$$

donde:

- J            Número de centrales térmicas
- J            Indexa las centrales térmicas
- Ger(.)      Generación de la planta térmica j durante la etapa t (en MW) .
- D(.)        Demanda del sistema, multiplicada por el factor M.

Finalmente, el balance anual de potencia firme se calcula a través del siguiente procedimiento: (i) se calcula a cada mes la capacidad máxima de generación del sistema a través del modelo de optimización arriba; (ii) se calcula la *diferencia* entre la capacidad máxima mensual de generación y la respectiva demanda máxima mensual; el balance anual de potencia firme corresponde al peor balance mensual, esto es, el que resulta en la menor diferencia.

## B. METODOLOGÍA PARA EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA FIRME

La energía firme de una central (hidroeléctrica o térmica) está relacionada a máxima capacidad de energía continua que la central puede producir. Consecuentemente, la energía firme de plantas hidroeléctricas

El cálculo del firme asociado a las plantas térmicas es más simples que la determinación de la energía firme asociada a las plantas hidroeléctricas, debido a características particulares de las centrales térmicas, que su capacidad de producción no está afectada por la capacidad de otras plantas térmicas y que su capacidad de producción también no es una función temporal, es decir la capacidad de producción no depende de su producción en etapas anteriores.

Como consecuencia, el cálculo de la energía firme de las plantas térmicas es directo y para tal se toma en consideración la potencia firme de cada planta (la metodología para cálculo de la potencia firme se detalla en el apéndice 8.1) y la duración de cada etapa.

Contrariamente, para centrales hidroeléctricas, la cuestión de determinar la energía firme es un poco más complicada pues la capacidad de producción de una planta es una función del despacho pasado y también está afectada por el despacho de otras centrales hidroeléctricas ubicadas en la misma cuenca. Para ilustrar la metodología de cálculo de la energía firme de plantas hidroeléctricas se considera dos situaciones distintas:

- Una planta hidroeléctrica aislada;
- Conjunto de plantas hidroeléctricas;

### Formulación del problema – una única planta

La energía firme de una planta corresponde a la máxima producción continua que puede ser obtenida suponiendo la ocurrencia del registro histórico de caudales. Desde luego, la producción de energía está sujeta las restricciones operativas de la planta (balance hídrico, límites de almacenamiento y turbinamiento etc.), discutidas a continuación.

### Ecuación de balance hídrico

Esta ecuación representa la evolución del almacenamiento a lo largo del período de estudio: el volumen final en cada etapa es obtenido sumándose al volumen inicial la afluencia durante la etapa y substrayéndose los volúmenes turbinado, vertido, evaporado y de demás usos:

$$v_{t+1} = v_t + a_t - u_t - w_t - e_t(v_t, v_{t+1}) - r_t \quad \text{para } t = 1, \dots, T$$

donde:

- |       |  |
|-------|--|
| T     | Indexa las etapas (por ejemplo, mes)   |
| t     | Duración del estudio   |
| $v_t$ | Almacenamiento del embalse en el inicio de cada etapa t (en m <sup>3</sup> ). $v_0$ , es decir, el volumen almacenado en los embalses al inicio de la primera etapa es conocido. |

$v_{t+1}$	Almacenamiento al final del de la etapa t o, al inicio de la etapa t+1 (en m <sup>3</sup> )
$a_t$	Volumen afluente natural observada durante la etapa t (en m <sup>3</sup> )
$u_t$	Volumen turbinado durante la etapa t (en m <sup>3</sup> )
$w_t$	Volumen vertido durante la etapa t (en m <sup>3</sup> )
$e_t(v_t, v_{t+1})$	Volumen evaporado (en m <sup>3</sup> ) durante la etapa t – proporcional al producto del área del embalse (en km <sup>2</sup> ), que, a su vez, depende del volumen embalsado, por el coeficiente mensual de evaporación (mm).
$r_t$	Demandas adicionales de agua (riego, abastecimiento, etc.) (en m <sup>3</sup> )

### Límites de almacenamiento y turbinamiento

Estas restricciones son auto-explicativas:

$$v_t \leq \bar{v} \quad \text{para } t = 1, \dots, T$$

$$u_t \leq \bar{u} \quad \text{para } t = 1, \dots, T$$

donde:

$$\bar{v} \quad \text{Almacenamiento máximo (en m}^3\text{)}$$

$$\bar{u} \quad \text{Máximo caudal turbinado durante la etapa t (m}^3\text{)}$$

### Generación hidroeléctrica

La producción de energía de la planta (MWh) es proporcional al producto del caudal turbinado (m<sup>3</sup>) por la altura neta de caída (m). Ésta, por su vez, corresponde a la diferencia entre la cota del embalse - que depende del volumen almacenado - y la cota del canal de desfogue, que depende del caudal de erogación, y las pérdidas hidráulicas. Finalmente, la producción de energía está limitada por la potencia del generador.

$$u_t \times \rho \times h_t \leq \bar{p} \times \delta_t \quad \text{para } t = 1, \dots, T$$

$$h_t = p^1(v_t, v_{t+1}) - p^2(u_t, w_t) - hp \quad \text{para } t = 1, \dots, T$$

donde:

$$\rho \times h_t \quad \text{factor de producción de la planta (MWh/m}^3\text{)}, \text{ donde } \rho = 3.6 \times g \times \eta$$

$$h_t \quad \text{altura neta de caída en la etapa t (m)}$$

$$g \quad \text{aceleración de la gravedad (en m/s)}$$

$$\eta \quad \text{eficiencia del conjunto turbina-generador}$$

$$p^1(\cdot) \quad \text{polinomio cota} \times \text{volumen del embalse}$$

$$p^2(\cdot) \quad \text{polinomio cota del canal de desfogue} \times \text{caudal de erogación}$$

$h_p$	altura de las pérdidas hidráulicas de la planta (en m)
$\bar{p}$	capacidad instalada (MW)
$\delta_t$	número de horas del mes correspondiente a etapa $t$ ; $\bar{p} \times \delta_t$ representa por lo tanto el límite máximo de producción de energía en MWh

### Energía firme

Como la energía firme debe ser producida continuamente, el conjunto de restricciones a continuación esencialmente establece que lo firme corresponde a la menor energía producida a lo largo del período:

$$F \times \delta_t \leq u_t \times \rho \times h_t \quad \text{para } t = 1, \dots, T$$

donde  $F$  es una variable escalar que representa la energía firme (MW promedio).

Como visto anteriormente,  $F$  es menor o igual a la producción hidroeléctrica en cada período  $t = 1, \dots, T$ . Esto significa que  $F$  es menor o igual a la menor producción a lo largo del período. Si lo objetivo es maximizar  $F$ , se logra la máxima producción que puede ser atendida continuamente, que es la definición de la energía firme.

A continuación se presenta la generalización del modelo para el caso de múltiples plantas hidroeléctricas.

### Extensión para múltiples plantas hidroeléctricas

Suponga que hay varias plantas hidroeléctricas en el sistema, indexadas por  $i = 1, \dots, I$ . En este caso, la energía firme pasa a ser la máxima energía total que puede ser producida continuamente por el conjunto de plantas.

En lo que se refiere a las restricciones operativas, es necesario definir una ecuación de balance hídrico por planta, llevando en consideración que la afluencia a cada planta en una cascada se compone del caudal natural más los volúmenes de erogación (turbinado y vertido) de las plantas inmediatamente aguas arriba. También es necesario definir límites de almacenamiento, turbinamiento y producción máxima para cada planta.

El problema de optimización es formulado como:

$$\text{Max } F$$

sujeto a:

$$v_{t+1,i} = v_{t,i} + a_{t,i} + \sum_{m \in \Omega_i} [u_{t,m} + w_{t,m}] - u_{t,i} - w_{t,i} - e_{t,i}(v_{t,i}, v_{t+1,i}) - r_{t,i}$$

$$v_{t,i} \leq \bar{v}_i$$

$$u_{t,i} \leq \bar{u}_i$$

$$u_{t,i} \times \rho_i \times h_{t,i} \leq \bar{p}_i \times \delta_t$$

$$h_{t,i} = p^1_i(v_{t,i}, v_{t+1,i}) - p^2_i(u_{t,i}, w_{t,i}) - hp_i$$

$$F \times \delta_t \leq \sum u_{t,i} \times \rho_i \times h_{t,i}$$

para  $t = 1, \dots, T$ ; para  $i = 1, \dots, I$

donde  $\Omega_i$  representa el conjunto de plantas inmediatamente aguas arriba de la planta  $i$ .

El resultado del problema anterior  $F$  es la máxima energía que se puede producir de forma continua a través de las plantas hidroeléctricas de un determinado sistema  $y$ , por lo tanto, se dice que  $F$  es la energía firme de este sistema.

La división de la energía firme del sistema  $F$  en “certificados de energía firme” para cada una de las  $I$  centrales hidroeléctricas se hace a través de las variables duales del resultado del problema de optimización anterior.

El balance anual de energía firme se calcula a través del siguiente procedimiento: (i) Calcule la energía firme total asociada al conjunto de generadores que están en operación al final del horizonte del estudio, esto es, diciembre del 2017, utilizando el modelo presentado arriba; (ii) También como mencionado arriba, la energía firme calculada en el paso (i) (en MW promedio) se descompone en “certificados de energía firme”, también en MW promedio, para cada planta individual de la configuración final. Una propiedad importante de estos certificados es que la suma de los certificados de todas las plantas es igual a la energía firme total; (iii) la energía firme de cada año se define como la suma de los certificados de todos los generadores que ya están o estarán en operación hasta el final del mismo año. (El certificado de energía firme de los generadores que entran en operación a lo largo del año se ajusta en proporción al número de meses en operación.)