

Comisión de Integración Energética Regional



Argentina



Bolivia



Brasil



Chile



Colombia



Ecuador



Paraguay



Perú



Uruguay



Venezuela



España



El Salvador



Costa Rica



Panamá



Guatemala



Rep.
Dominicana



La Comisión es una organización internacional con 50 años de liderazgo y gestión en la Integración y Cooperación que agrupa 255 instituciones y empresas del sector público y privado, reguladores, ministerios y asociaciones de la región sudamericana, América Central y el Caribe y España – Grupo UNESA como miembro asociado.

Energía sin Fronteras

ENFOQUE SISTEMICO



Seguridad de Suministro

Integración Regional
Agenda Regional
Planificación y seguimiento
Regulación

Calidad y Confiabilidad

del suministro
Indicadores objetivos
Encuestas de percepción

Productos

Proyectos
Estudios GTs
Capacitación
Eventos
Información VA

Eficiencia Energética
Hidro-energía
Plantas Térmicas
Energías Renovables No
Convencionales
Gestión de la demanda
Desarrollo Sostenible
Medio Ambiente

Eficiencia Empresarial

Benchmarking Costos
Encuesta de Tarifas
Mejores Practicas
Operacionales
Pérdidas de Energía
Gestión de RRHH
Salud y seguridad

PROYECTOS CIER 2014



Ppst CIER 15 AT actualización del Estudio de Transacciones de Energía entre los sistemas de las Regiones Andina, América Central y Cono Sur. Factibilidad de su Integración

Nuevo Proyecto –CIER 20 AGT: SIGER Atlas Energético y Base de

Nuevo Proyecto: Informe Sectorial Energético de Am. Latin y Caribe
ALADI – ARPEL – CEPAL – CIER – OEA - OLADE

CIER 11 - AT

Estructura y Remuneración de Gastos AOM en Empresas de Transmisión

CIER 06 - AD

Calidad de Servicio en la Distribución

CIER 18 - AT:

Referenciamiento de Operación de Sistemas

CIER 05 - AG

HIDROCIER
Sistema de Información Hidrometeorológica

CIER 14 -AG

Estructura y Remuneración de Gastos AOM en Generación

CIER 12ERSC – ACom.
Calidad – Satisfacción de Clientes

CIER 10 –ACorporativas.

Benchmarking Corporativo Tarifas, Económico Financiero, Salud y Seguridad, RRHH

CIER 16 - AD

Diagnóstico de la Situación de la Eficiencia Energética en los Países de América Latina

CIER 17 - AD

Estructura de Costos AOM e Indicadores Técnicos en Empresas de Distribución

Proyecto con ARIAE

CIER 08 Regulación.

Informe Regional Relación con Reguladores Oferta Formativa

Nuevo Proyecto AGT y AC: Precios de Energía Eléctrica en la Región CIER
CIER - CEPAL

GRUPOS DE TRABAJO EN CIER



Gas y Plantas
Térmicas

Calidad en la
Distribución

Calidad Percibida
Satisfacción de Clientes

Smart Grids

Generación Distribuida

Transporte Sostenible

Energías Renovables

Represas y Embalses
HIDROCIER

Operadores y
Administradores de
Mercados

Transporte de Energía

Trabajos con Tensión

Transformadores y
Reactores

Precios de Energía y
Tarifas Eléctricas

Marco Normativo
Ambiental Cambio
Climático Obs

Regulación Sector
Eléctricos

Salud y Seguridad en la
Industria Eléctrica

Responsabilidad Social
Empresarial

BM AOyM Generación / Trasmisión / Distribución



- ◆ Aumento demográfico tendencia a los 9.000 Millones 2050
- ◆ Crezca la competencia por los Mercados de Productos y Servicios
- ◆ Acuerdos Comerciales bilaterales en particular de bloques
- ◆ Tendencia a mejorar de la calidad de vida/ más clase media / más usos
- ◆ Más demanda recursos en particular de energía ¿ Pero cual ?
- ◆ Producción-Precios -Accesibilidad
- ◆ Sostenibilidad
 - Energéticos actuales finitos
 - Aumento e inestabilidad de precios
 - Cambio climático
 - Afectación de la biodiversidad
- ◆ Con diversidad de culturas, situaciones, historias e intereses
- ◆ ¿Liderazgo político y la comunidad comprenden e internalizan los desafíos energéticos de mediano y largo plazo?

La letra del Problema a resolver es :



- ◆ Cubrir al año 2030 1800 TWh de Energía Eléctrica (+30 TWh/año)
- ◆ Mas de 30 % en petróleo y gas
- ◆ Acceso Universal a fuentes modernas de energía
- ◆ Seguridad de Suministro (muy baja probabilidad de restricción, temporal, bajo %)
- ◆ Precios razonables
 - Mejorar Calidad de vida / agregar usos
 - Competitividad de productos y servicios
 - Sustentabilidad Económica empresarial
- ◆ Sustentabilidad social
- ◆ Sustentabilidad ambiental

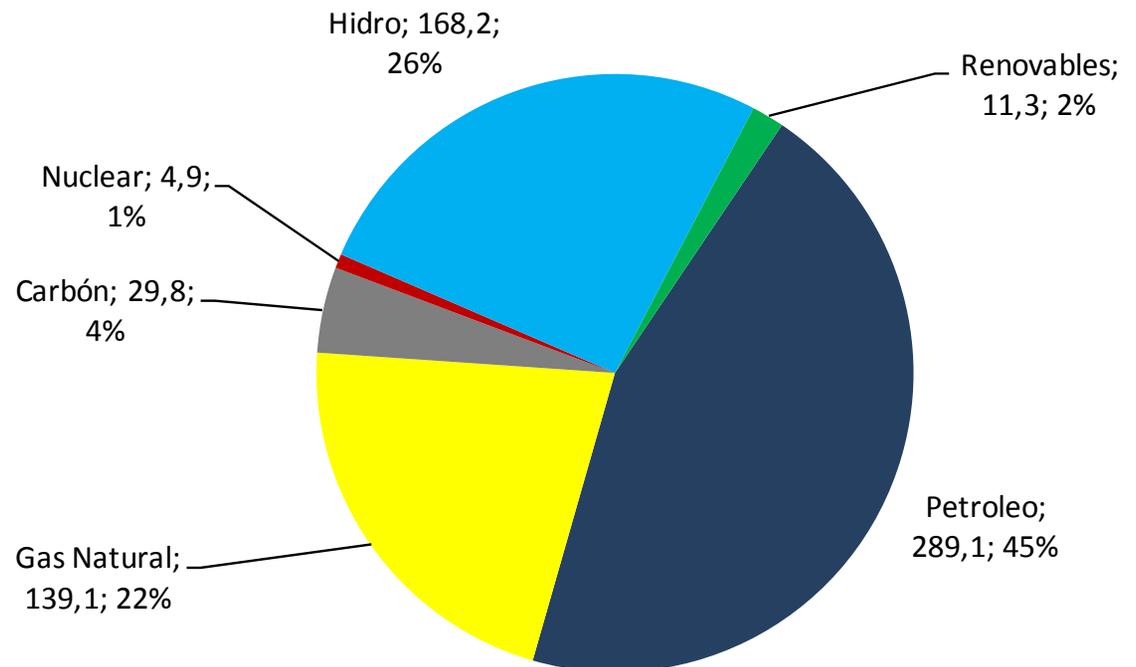
α. INTRODUCCIÓN



La región muestra una matriz energética limpia y renovable como consecuencia de una alta penetración de la hidroelectricidad

- ✓ En 2011, el 29% de la energía consumida provino de fuentes renovables. A nivel mundial esta cifra es sólo del 8,4%
- ✓ El carbón, el energético de mayor utilización en el mundo (53,4%), en 2011 representa sólo el 4% del consumo regional
- ✓ Las fuentes renovables no convencionales sólo suministraron el 1,8% de la energía eléctrica en 2011
- ✓ La gran participación del petróleo como energético de la región está relacionada con el transporte

Matriz energética de AlyC (2011)
Millones de barriles de petróleo equivalente



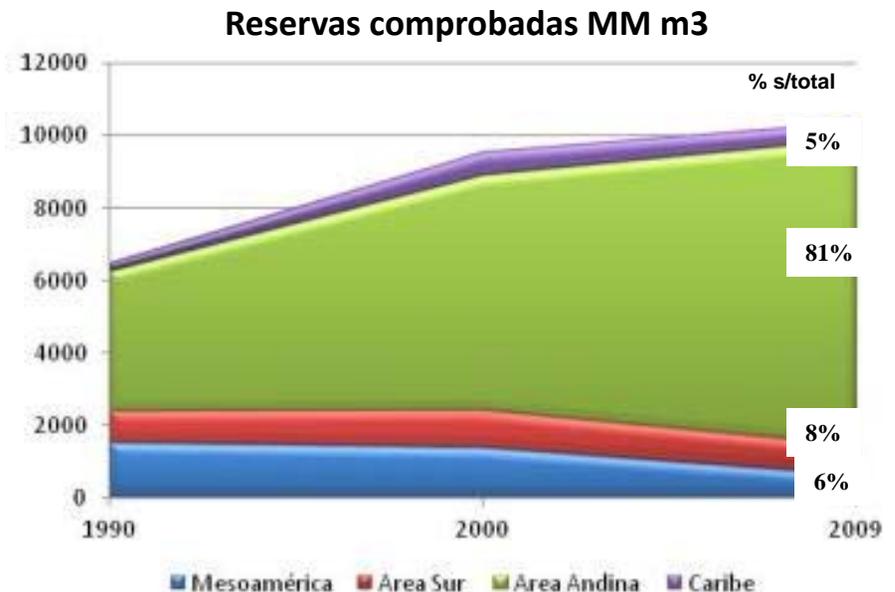
Fuente: BP Statistics 2011



b. Gas natural – 1. Reservas

ALyC sólo representa el 4% de las reservas probadas de gas a 2011. Si bien las reservas en la región han aumentado en más del 50%, la participación en el total global a decaído de 5,7% a 4,0%. Dado que el consumo se ha visto incrementado, las reservas se han vuelto un factor crítico para algunos países

- ✓ El 63% de sus reservas de la región corresponden a Venezuela. La mayoría de estas son reservas asociadas al petróleo
- ✓ Se observa agotamiento de las reservas de Gas Natural en países donde el gas posee gran penetración en la matriz energética
- ✓ La incorporación de reservas entre 1990/2009 se produjo como consecuencia de las reformas en varios países (y no por una activa política de exploración). El área Andina fue la principal fuente del incremento de reservas
- ✓ La reposición de reservas no ha seguido el incremento de la producción en los mercados claves de Argentina, Chile, Colombia, México y Uruguay



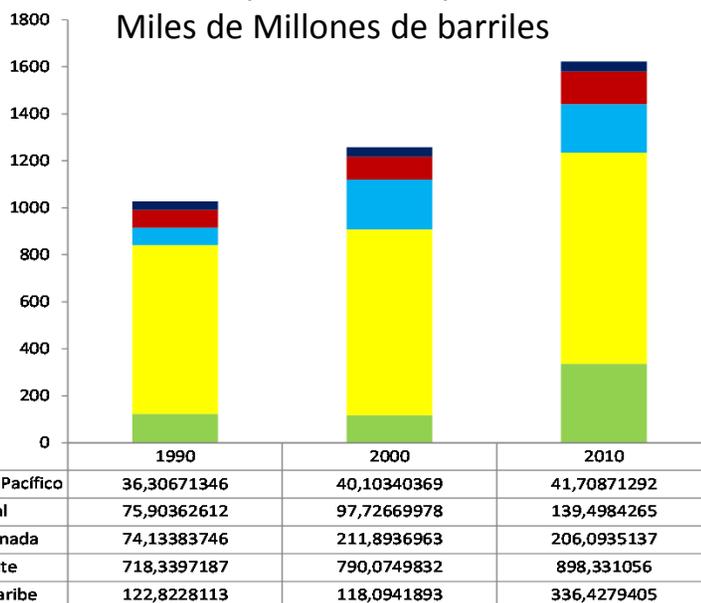
Fuente: SIEE-OLADE

b. SITUACIÓN ACTUAL, RESERVAS Y TENDENCIAS – 1. PETRÓLEO

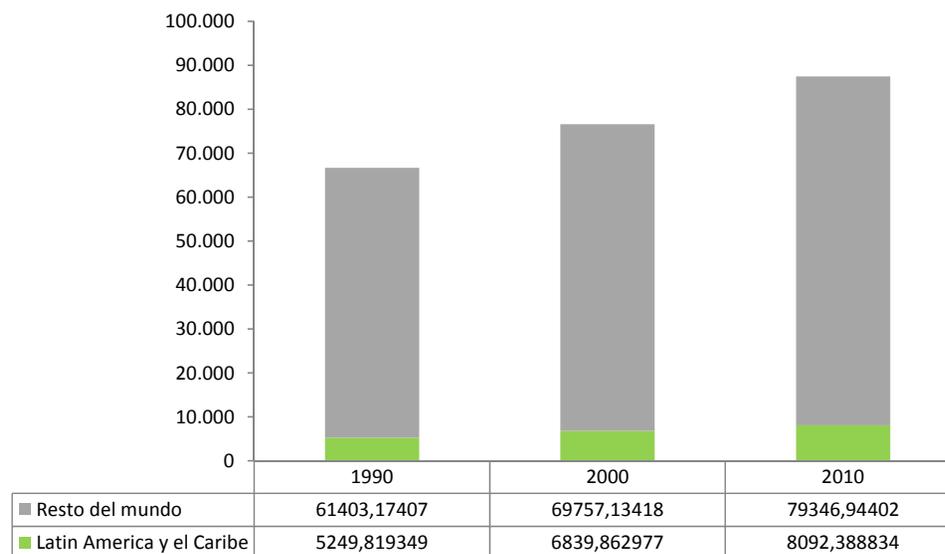


Las reservas de petróleo en ALyC se han incrementado en un 184% en la última década, a partir de incorporar las reservas no convencionales. Las reservas de la región y el consumo representan el 21% y el 9% respectivamente sobre el total global

Reservas probadas de petróleo
Miles de Millones de barriles



Consumo de petróleo
Miles de barriles diarios



Fuente: BP Statistics 2011

El crecimiento del consumo en la década de 1990 fue del 2,7% a.a. y del 1,7% a.a. durante la primera década del 2000. El consumo sobre el total mundial pasó del 7,9% en 1990, a 8,9% en 2000 y 9,3% en 2010. Las reservas probadas representaban el 12,0% del total mundial en 1990, 9,4% en 2000 y 20,7% en 2010

b. SITUACIÓN ACTUAL, RESERVAS Y TENDENCIAS - 3. CARBÓN MINERAL

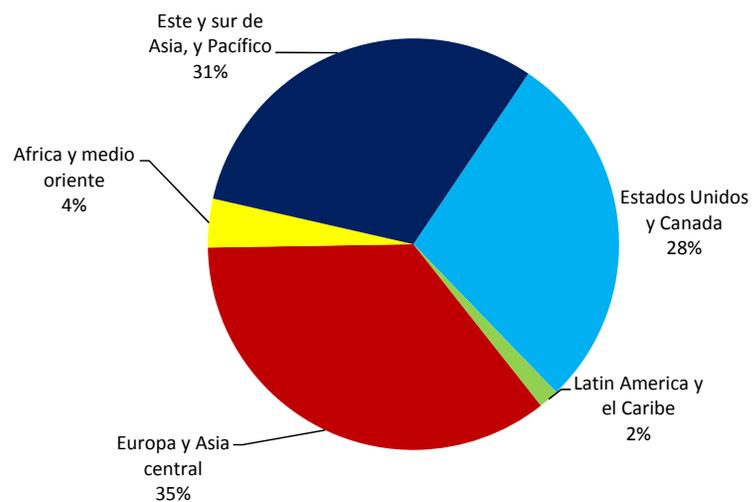


Las reservas de carbón de ALyC sólo representan el 2% del total mundial y el consumo de carbón en la región es el 1,1% del total mundial.



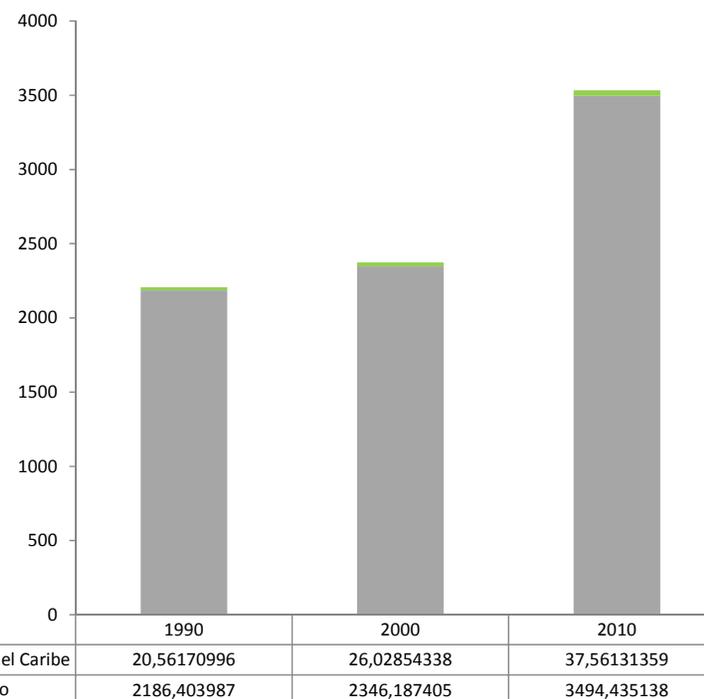
Reservas probadas de carbón
Millones de toneladas

2011



Fuente: BP Statistics 2011

Consumo de carbón
Millones de toneladas petróleo equivalente



b. SITUACIÓN ACTUAL, RESERVAS Y TENDENCIAS - 3. CARBÓN MINERAL



La distribución espacial de las reservas ofrece pocas situaciones de riesgo y dependencia del carbón. Su mayor amenaza son las exigencias internacionales respecto a las emisiones de carbono

- ✓ Las reservas se encuentran en casi todas las regiones del mundo con elevadas tasas de reservas/producción
- ✓ El carbón mineral es uno de los combustibles con mayor coeficiente de emisiones de carbono y ha traído un incremento de las emisiones GEI
- ✓ Se estima que el carbón seguirá siendo importante: 39% de la generación eléctrica aun es a carbón y 70% de la producción de acero depende del carbón
- ✓ En ALyC, Colombia posee el 50% del total de reservas de carbón y el 82% de carbón bituminoso. Es el único exportador neto de la región
- ✓ El principal proveedor de carbón coquificable (2/3 partes de las acerías utilizan altos hornos que lo necesitan) es Australia
- ✓ China consume el 48% del total mundial y su relación reservas/producción es la más baja (media de 35 años frente a 118 mundial)



El gran desafío para este energético es desarrollar y comercializar tecnologías que alcancen un nivel cercano a emisiones cero y logren que su uso siga siendo económico

b. SITUACIÓN ACTUAL, RESERVAS Y TENDENCIAS

4. ENERGÍA NUCLEAR



La vulnerabilidad de la expansión de la energía nuclear proviene de una adversa opinión pública y de los problemas geopolíticos que acarrea su desarrollo y no de una escasez de recursos

- ✓ El uranio ofrece una multiplicidad de fuentes de aprovisionamiento, no está sujeto a las fluctuaciones de los precios del crudo, es fácil de almacenar y las reservas están distribuidas uniformemente respecto a los centros de consumo
- ✓ En la actualidad existen 441 reactores nucleares en el mundo, 62 se encuentran en construcción, 43 fueron construidos en los últimos 5 años (27 de ellos en China)
- ✓ El costo promedio por MW se ha incrementado considerablemente como consecuencia de los mayores estándares de seguridad
- ✓ El accidente de Fukuyima ha generado dudas sobre la seguridad de este energético

Consumo de energía nuclear (TWh)

	1990	2000	2010
Estados Unidos y Canadá	680	866	939
Latín América y el Caribe	12	20	27
Europa y Asia central	1.013	1.182	1.206
África y medio oriente	9	14	13
Este y sur de Asia, y Pacífico	288	501	582
	2.002	2.582	2.768

Fuente: BP Statistics 2011

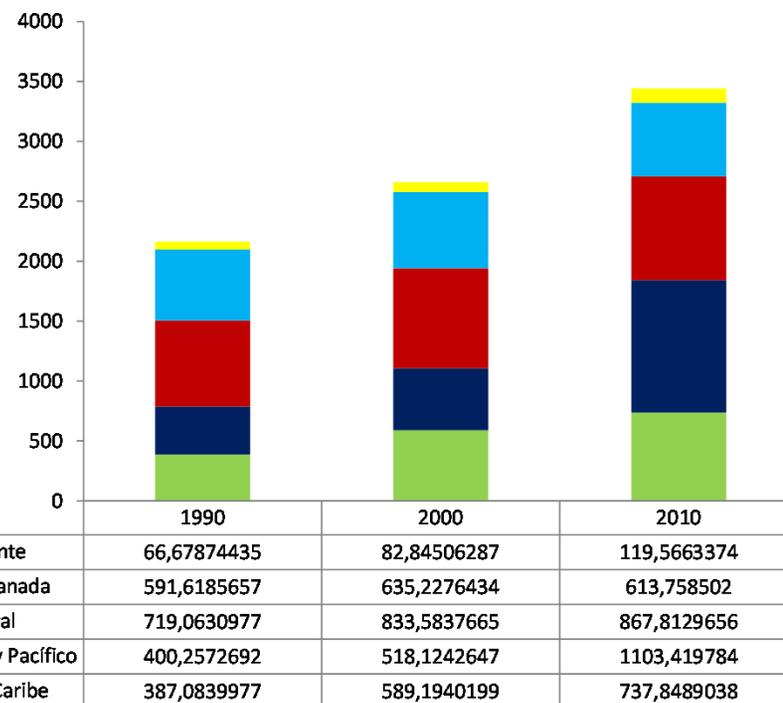
b. SITUACIÓN ACTUAL, RESERVAS Y TENDENCIAS – 5. HIDROELECTRICIDAD



La hidroelectricidad es una de las fuentes renovables de energía de mayor difusión en el mundo, siendo en 2010 su aporte a la oferta de energía primaria casi 5 veces el del conjunto de las restantes fuentes renovables

- ✓ En 2010 cerca del 25% de la oferta primaria de energía fue generada con hidroelectricidad. La participación de ALyC es superior a la de cualquier otra región del mundo, aportando un 21% del total
- ✓ Se prevé que el desarrollo de grandes obras se concentrará en Asia y América Latina
- ✓ Los mayores desafíos para el desarrollo se refieren al licenciamiento ambiental y al financiamiento
- ✓ El énfasis en la reducción de emisiones de GEI y la seguridad de suministro, hacen de esta fuente energética una de las más atractivas
- ✓ Si bien la penetración de la hidroelectricidad es alta, su potencial en la región es aún mayor con más de 600 GW de proyectos factibles.

Consumo de energía hidroeléctrica (TWh)



Fuente: BP Statistics 2011

b. SITUACIÓN ACTUAL, RESERVAS Y TENDENCIAS – 6. ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

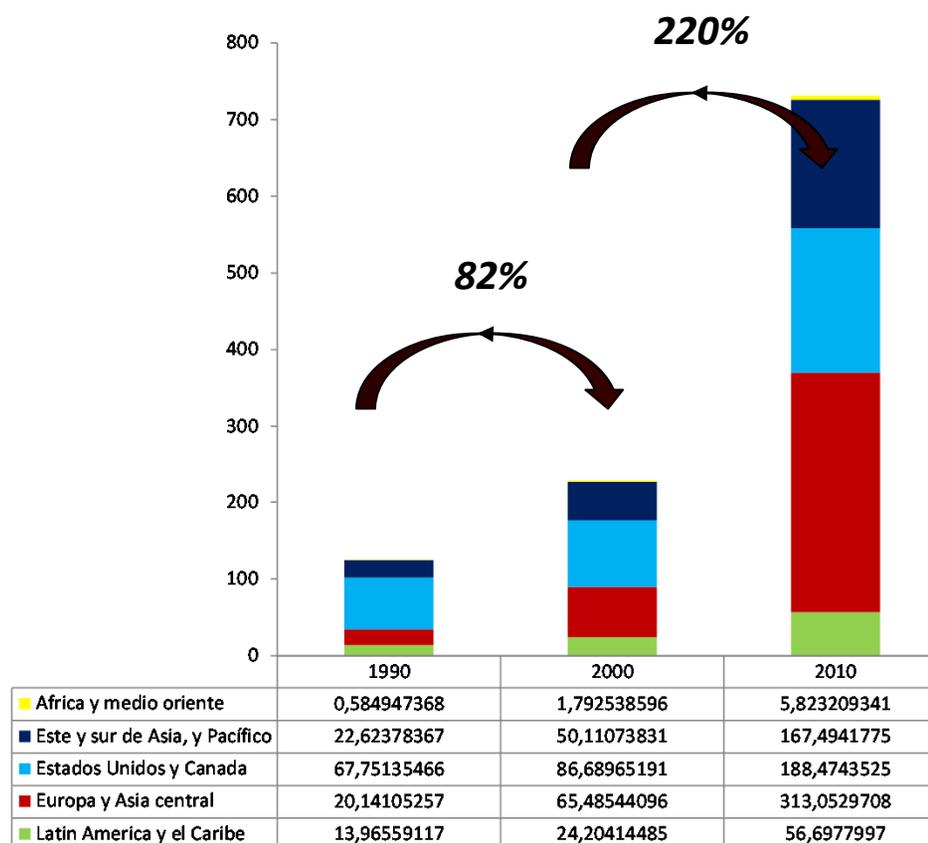


Las ERNC como fuente energética es sólo del 0,8% del consumo eléctrico global, sin embargo, presenta altas tasas de crecimiento. El incremento ha sido alto en todos los mercados.



- ✓ **EOLICA:** Alto crecimiento - de 18.5GW (2000) a 200GW (2010).
- ✓ **BIOCOMBUSTIBLES:** En 2010 representó un 2.3% respecto a la producción de crudo
- ✓ **LEÑA Y OTRAS BIOMASASAS.** ALyC es un fuerte consumidor de leña, generalmente asociado a niveles de pobreza y depende las tasas de urbanización
- ✓ **SOLAR:** El desarrollo se ha dado en los últimos 3 años.
- ✓ **GEOTÉRMICA:** Su crecimiento ha sido modesto, dado que esta asociado a la existencia de campos geotérmicos

Consumo de ERNC (TWh)





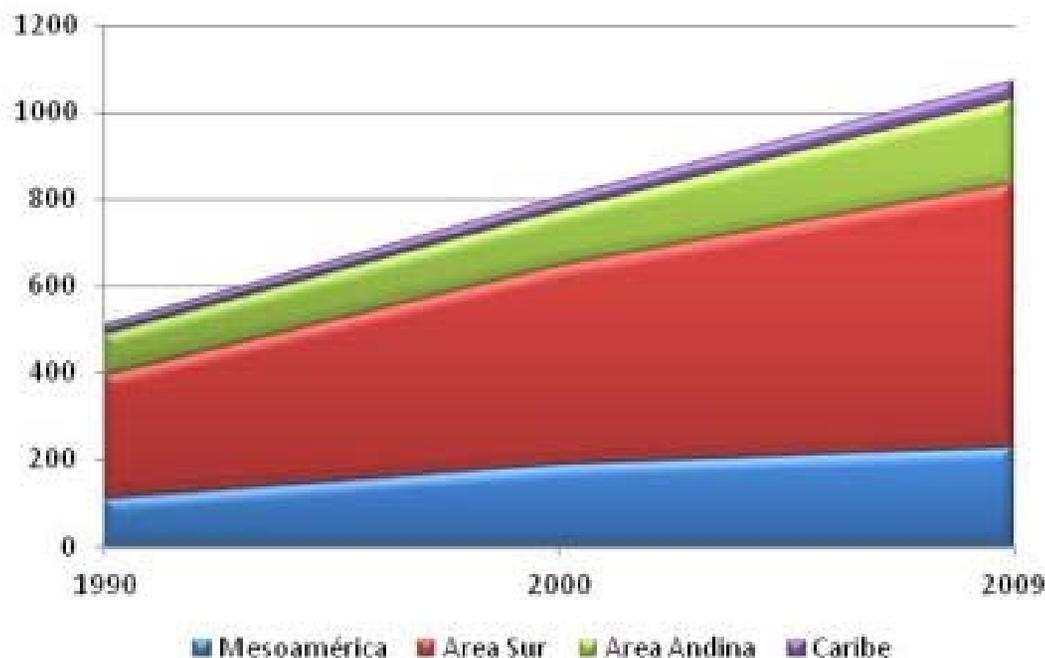
III. Demanda y oferta en América Latina y el Caribe

a. Energía eléctrica – 4. la demanda



El crecimiento de la demanda eléctrica en la región ha estado fuertemente influenciado por el ritmo económico y político de cada país

**Demanda eléctrica
por subregión TWh**



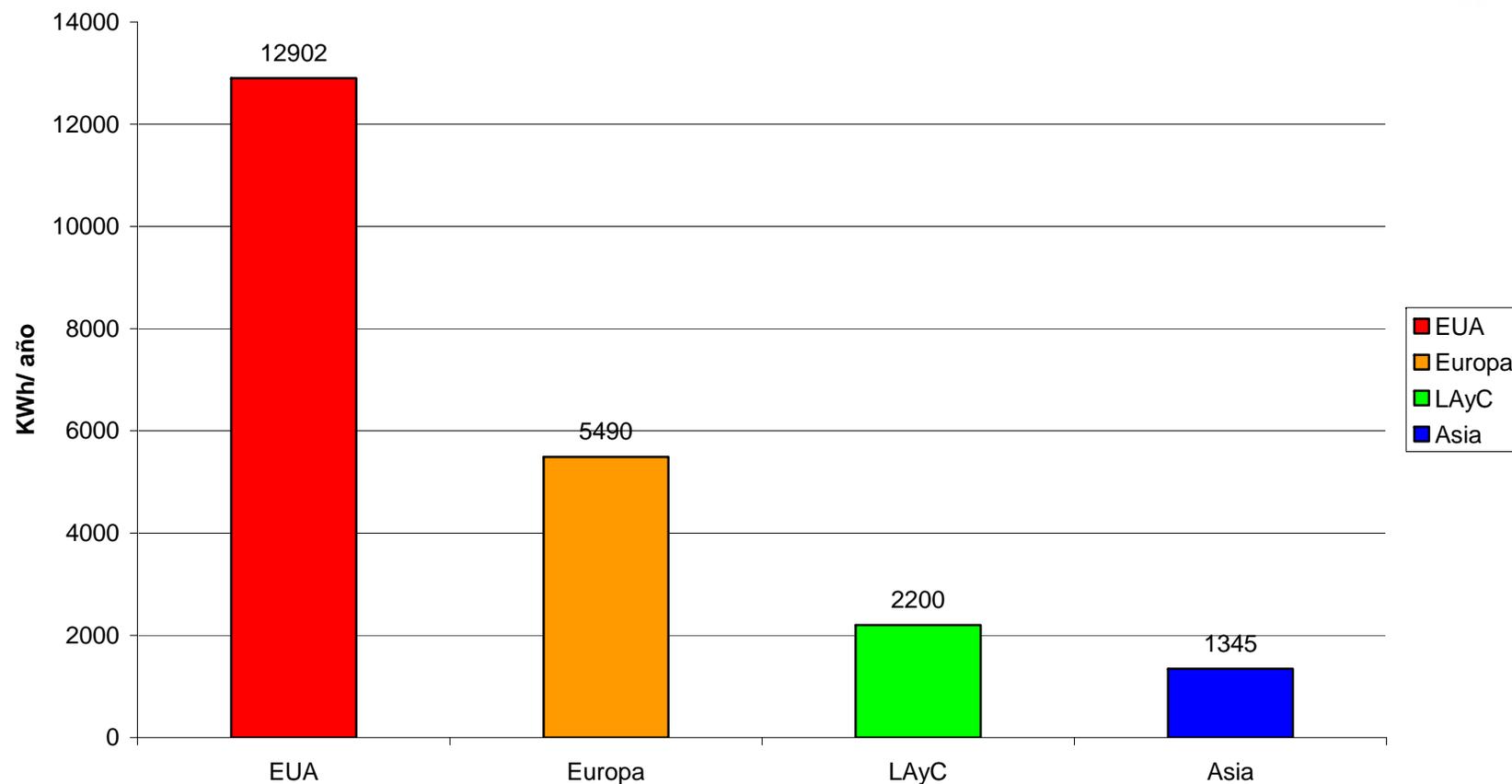
- ✓ El área Sur (con 607TWh) representa alrededor del 56% del consumo de la región y ha incrementado su participación con tasas de crecimiento superiores a la media regional del 4.9% y 5.2% a.a (1990/2000 y 2003/2007)
- ✓ Mesoamérica (con más de 207 TWh) representa un 21% con variaciones del 5.4% y 3.1% a.a para los períodos diferenciados
- ✓ El área Andina (con 195 TWh) es la que presenta crecimiento más acelerado entre 4.8% y 7% a.a. y representa un 18%

Fuente: SIEE-OLADE

Consumo per cápita bajo residencial

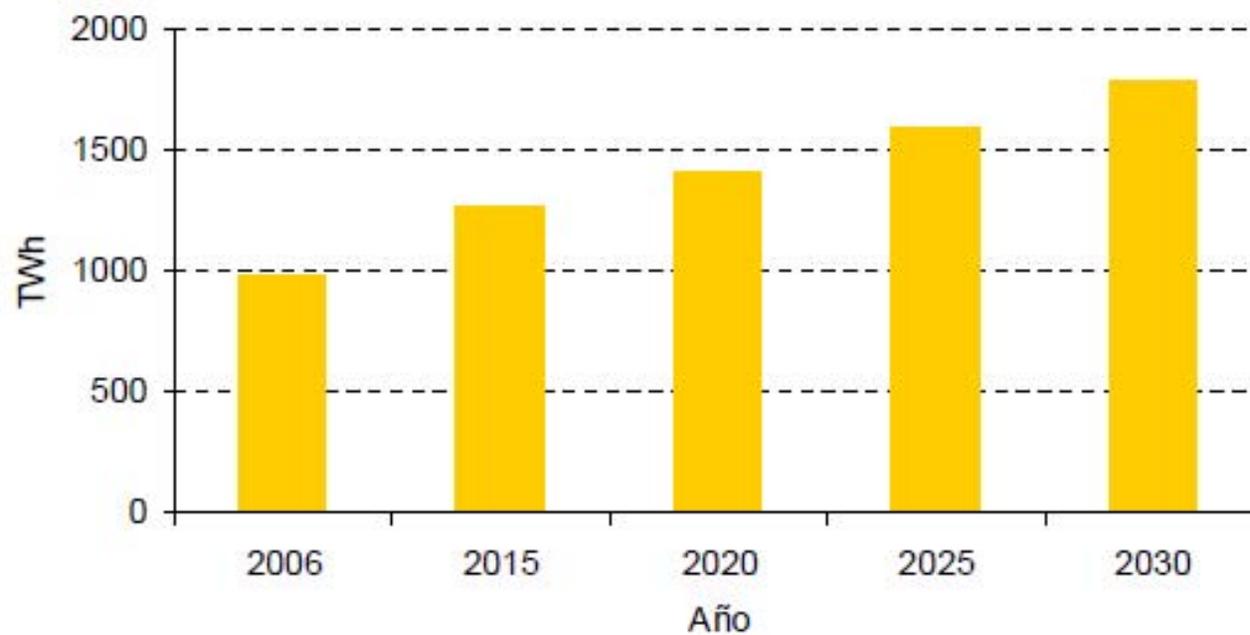


Consumo KWh/ año





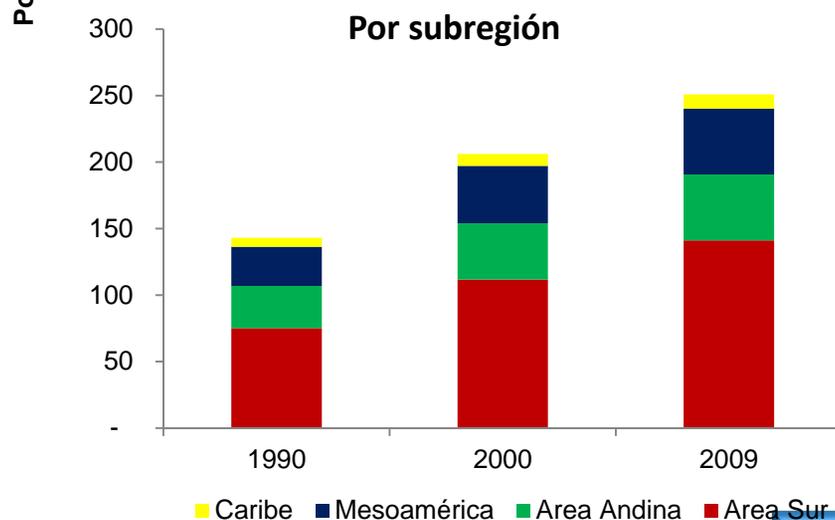
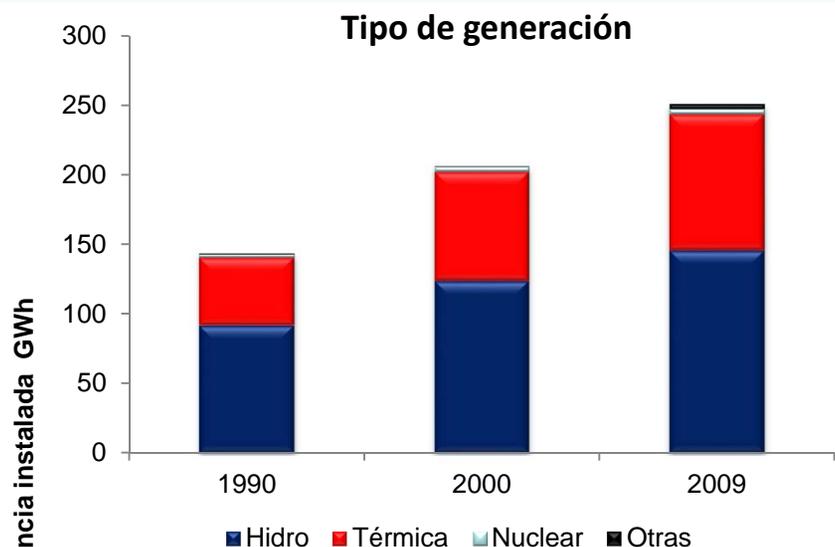
Generación Eléctrica Total - Escenario de referencia IEA





a. Energía eléctrica – 1. Potencia instalada

Durante los últimos 20 años ha crecido la presencia de la generación térmica como fuente



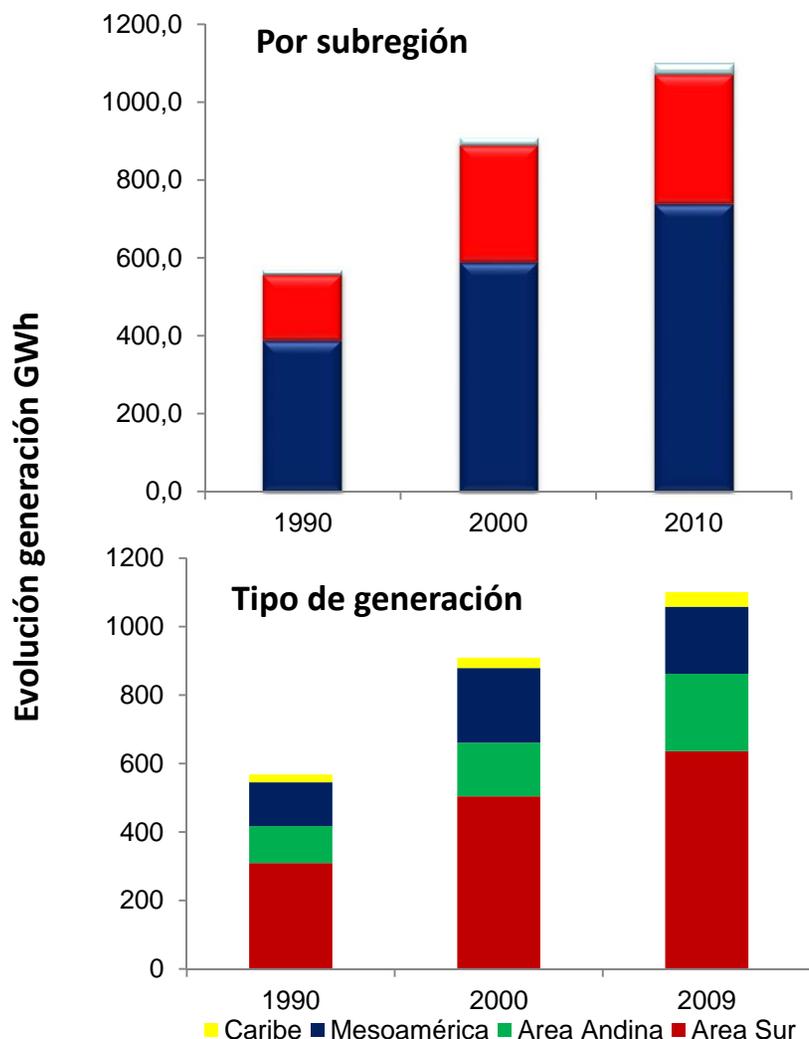
Fuente: SIEE-OLADE

- ✓ Cuatro países representan el 71% de la potencia instalada de la región: Brasil, México, Argentina y Venezuela
- ✓ La capacidad instalada total es de 251GW con la siguiente composición:
 - ✓ 58% centrales hidroeléctricas
 - ✓ 3% fuentes renovables
 - ✓ 39% termoeléctrica con combustibles fósiles
- ✓ Entre el año 1990 y el 2009 se instalaron aproximadamente 110GW de potencia, lo que equivale a un aumento del 75%.
- ✓ La incorporación de centrales térmicas fue el aspecto más relevante reduciendo la participación de la hidroelectricidad, en general y en todas las regiones
- ✓ El Área sur ha sido la de mayor crecimiento. En ella sobresale Chile.
- ✓ Se ha registrado un crecimiento importante de la autogeneración, predominantemente térmica, con centrales diesel



a. Energía eléctrica – 2. Generación

En cuanto a la cantidad generada se mantienen los mismos conceptos que para la potencia instalada.



- ✓ Cuatro países representan el 72% de la generación de la región: Brasil (37%), México (14%), Venezuela (11%) y Argentina (10%)
- ✓ La generación eléctrica de la región llegó a 1.100.678GWh
 - ✓ 61% centrales hidroeléctricas
 - ✓ 3% fuentes renovables
 - ✓ 36% termoeléctrica con combustibles fósiles
- ✓ La generación eléctrica de la región creció un 94% en los últimos 20 años
- ✓ El Área Sur es la de mayor peso con un 58% del total generado
- ✓ El área Andina fue la de mayor crecimiento mientras que México creció por debajo del promedio regional
- ✓ Si se analiza la generación por tipo de energía necesaria para generar electricidad, se ha producido una retracción de la participación del petróleo y los derivados y un aumento del gas natural en la generación térmica
- ✓ La mayor utilización de diesel oil ha sido una respuesta de corto plazo

CAPACIDAD INSTALADA Y ENERGÍA GENERADA POR PAÍS



Fuente: datos CIER 2011- Referencia 2009

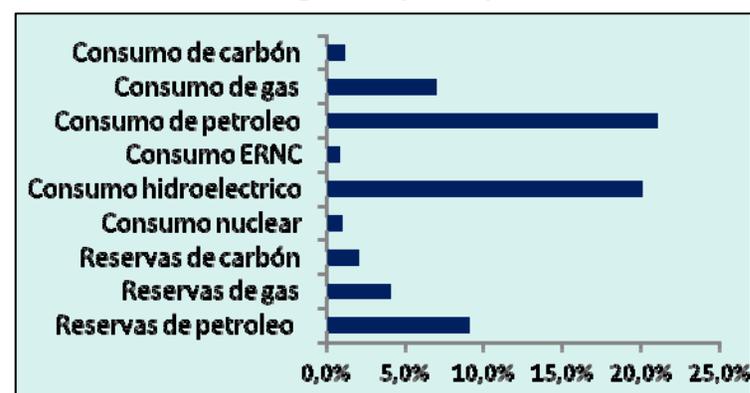
b. SITUACIÓN ACTUAL, RESERVAS Y TENDENCIAS



La región representa el 5,6% del consumo global de energía. Las fuentes energéticas con mayor penetración son aquellas que están disponible en mayor cantidad en la región, como reservas petrolera y capacidad de generación hidroeléctrica.

- ✓ Las reservas de petróleo se han incrementado en 184% en la última década, básicamente por reservas no convencionales.
- ✓ Las reservas de gas se han incrementado marginalmente en los últimos 20 años. El consumo ha crecido un 150% en 20 años, que implica un 4,75% anual, por lo cual se han repuesto las reservas consumidas durante el periodo.
- ✓ Existe una baja penetración de las energías nucleares siendo este tipo de energético una gran oportunidad para la región, que posee uranio.
- ✓ La hidroelectricidad aportó a la oferta de energía primaria casi 5 veces el del conjunto de las restantes fuentes renovables. La participación de ALyC es superior a la de cualquier otra región del mundo, aportando un 21% del total
- ✓ Las ERNC sólo representan el 1 % del consumo eléctrico global, sin embargo, presenta altas tasas de crecimiento elevadas en los últimos años

Participación de ALyC sobre el total global (2010)



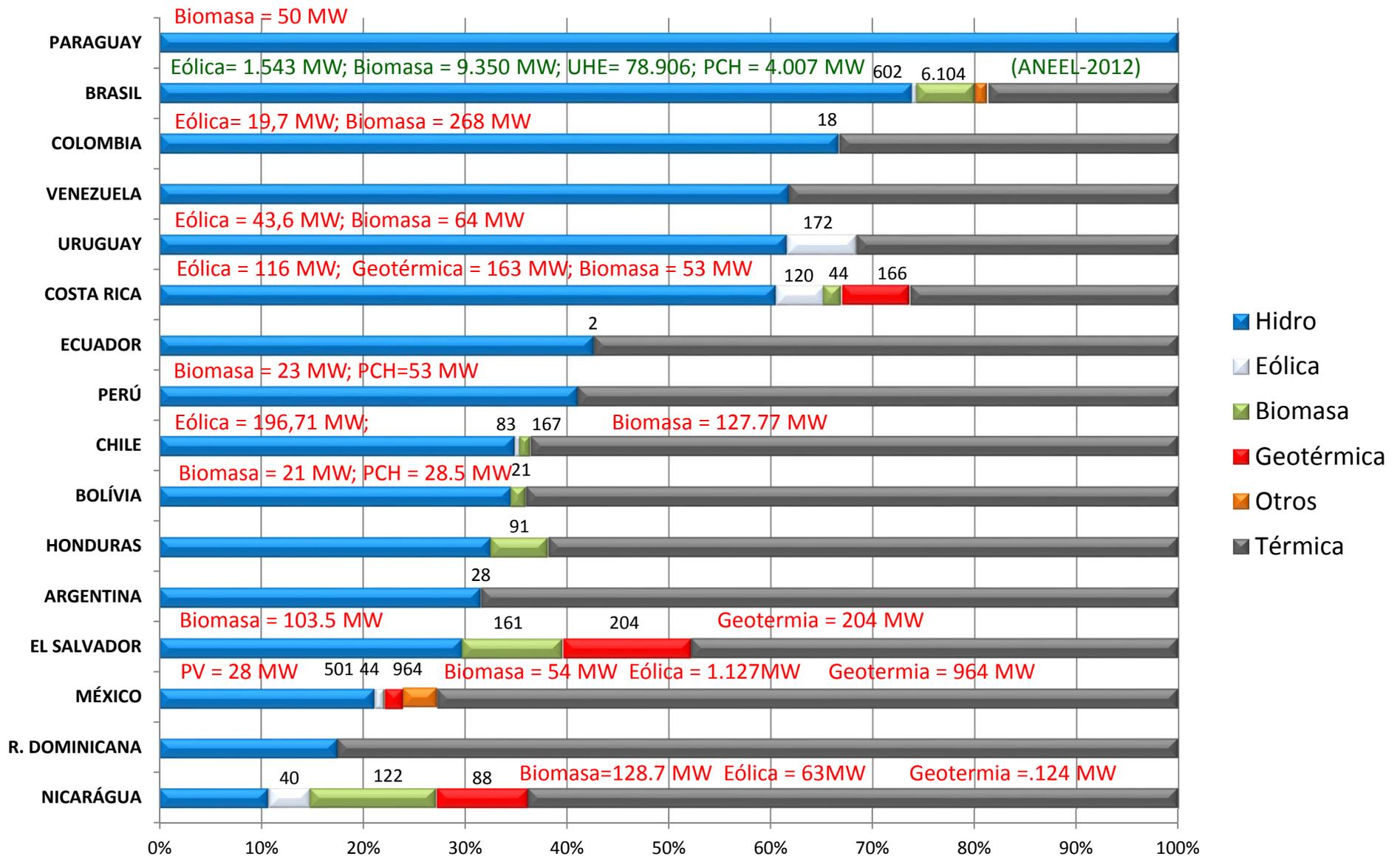
Datos de ALyC

RESERVAS	1990	2000	2010
Petróleo - billones barriles	122.8	118.1	336.4
Gas - trillones m ³	7.2	7.7	7.8
Carbón - millones ton	s/d	s/d	13,719

CONSUMO	1990	2000	2010
Petróleo - miles de barriles/d	5,250	6,840	8,092
Gas - trillones m ³	85.4	137.1	218.1
Carbón - millones ton	20.6	26.0	37.6
Nuclear - TWh	12.0	20.0	27.0
Hidro - TWh	387.0	589.0	738.0
ERNC - TWh	14.0	24.2	56.7

Fuente: BP Statistics 2011

PARTICIPACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA POTENCIA INSTALADA



Fuente: datos 2011 - Cuestionario GTER-CIER – 2012



a. Energía eléctrica – 5. ERNC

La región presenta un gran potencial en las ERNC, el desarrollo de los mismos dependerá del precio de los combustibles y de las señales reglamentarias que se otorguen para incentivar el potencial dentro de la región

Gran Hidro	✓ 610GW con una generación estimada de 2.860TWh/año (el de menor potencial técnico de desarrollo a futuro)
Parques eólicos	✓ Potencial teórico 2700 GW y la generación asociada de 6800TWh
Concentradores solares térmicos	✓ 430EJ/año
Fotovoltaica centralizada	✓ 430EJ/año
Fotovoltaica descentralizada	✓ 430EJ/año
Geotermia	✓ 165EJ/año
Oceánica	✓ 45EJ/año
Micro centrales hidroeléctricas	✓ Sin medición del potencial

Salvados !!!!!!!



Consumo	1300 Twh/año	Epo/D
Hidraulica	2860 Twh/año	2
Eolica	6800 Twh/año	5
Solar	119110 Twh/año	92
Geotermica	45705 Twh/año	35

Aspectos a Considerar



- ◆ Firmeza de la energía / potencia
 - Hidráulica Periodicidad Estacionalidad
 - Eólica Solar Estacionalidad y La intermitencia
- ◆ Redes de Transporte
- ◆ Riesgos
 - Prospección
 - Desarrollo atrasos por conflictos para la implementación de infraestructuras
- ◆ Costos y Precios
 - Universalización y accesibilidad
 - Competitividad
 - Subsidios
- ◆ Monetización de RRNN
- ◆ Regulación
 - Sector
 - Uso de los RRNN



El consumo de América Latina es como vimos de aproximadamente 1:000.000 GWh/año

Energía solar

La radiación solar media en la región se puede considerar del orden de 200 W/m^2 , esto es $1.75 \text{ MWh/m}^2/\text{año}$

Solo a título indicativo, el consumo de América latina equivale a la radiación recibida por un cuadrado de nuestro territorio de 24 km de lado

Energía eólica

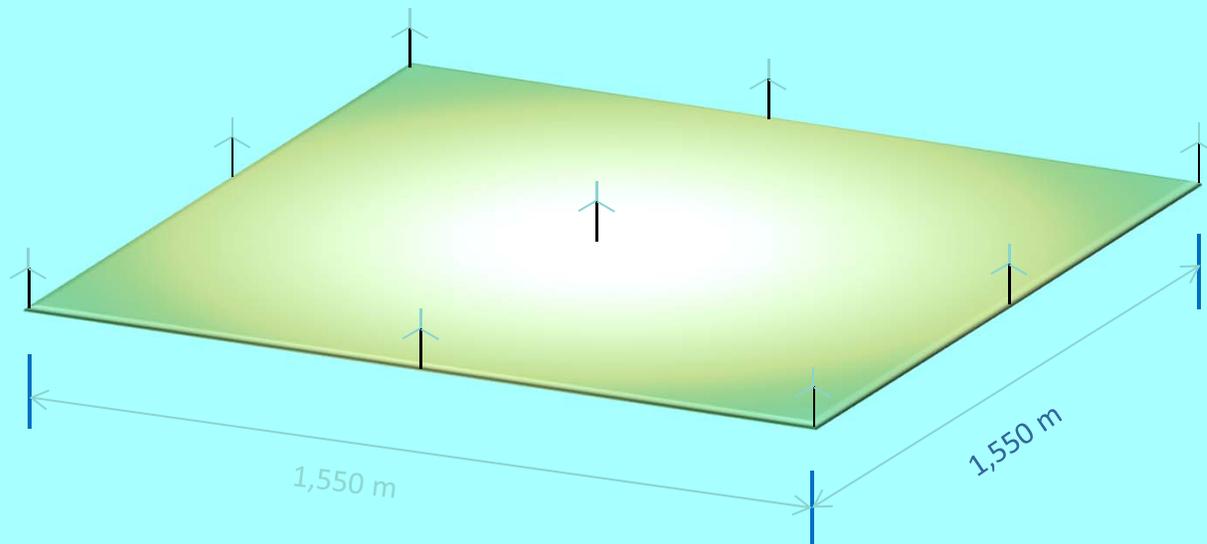
Un aerogenerador moderno de velocidad y paso variable, de 2 MW, 100 m de altura y 100 m diámetro, produce $11.7 \text{ GWh/km}^2/\text{año}$

Solo a título indicativo, el consumo de América latina equivale a la energía producida por un parque eólico que ocupe un cuadrado de nuestro territorio de 300 km de lado, el 0.45 % del territorio

El potencial Eólico de Latino América



↑ $h = 100 \text{ m}$ Aerogeneradores de 2 MW
 $\theta = 100 \text{ m}$ 1 MW cada 30 hectáreas





Un aerogenerador moderno de velocidad y paso variable, de 2 MW, 100 m de altura de eje y 100 m diámetro tiene un costo de inversión de unos 1:8 U\$S/MW

Si trabaja a potencia nominal 3500 horas por año (factor de capacidad de 40%) y queremos que se repague en 10 años, el Capex será de:

$$1:800.000 \text{ U$S/ MW/ } 3500 \text{ h /10} = 51.4 \text{ U$S/MWh}$$

Si agregamos un Opex de 13 ó 14 U\$S/MWh

Esto nos da un costo del MWh del orden de 65 U\$S

La Energía Eólica no tiene costo de combustible por eso tanto el Capex como el Opex (solo O&M en este caso) son una parte muy importante del costo de generación, esto lleva a la necesidad de contratos de largo plazo.



Un Ciclo Combinado que pueda funcionar tanto con combustibles líquidos como con gas natural tiene un costo de inversión de aproximadamente 1: U\$\$/MW

Si trabaja a potencia nominal 7.000 horas por año (factor de capacidad de 80%) y queremos que se repague en 10 años el Capex será de:

1: U\$\$/ MW/ 7000 h /10 = 14.3 U\$\$/MWh

Si agregamos un O&M de 2 U\$\$/MWh

Esto nos da un costo del MWh sin combustible del orden de 16 U\$\$/MWh

Por cada dólar que cuesta el MMBTU el costo de generación es de 6.8 U\$\$/MWh

Con un precio del barril de petróleo a U\$\$/ 100,

el Gas Oil costaría 23.72 U\$\$/MMBTU -----> el variable sería de 161 U\$\$/MWh

para un precio de GNL 12 U\$\$/MMBTU -----> el variable sería de 81.6 U\$\$/MWh

para un precio de GNL 18 U\$\$/MMBTU -----> el variable sería de 122.4 U\$\$/MWh

Los costos del Ciclo Combinado igualan a la Eólica para un costo de combustible de 7.2 U\$\$/MMBTU o un petróleo a 30 U\$\$/Barril, pero seguramente estarán en el orden de 100 - 140 U\$\$/MWh



Un Ciclo Abierto que pueda funcionar tanto con combustibles líquidos como con gas natural tiene un costo de inversión de aproximadamente 0.4 U\$\$/MW

Si trabaja a potencia nominal 6.000 horas por año (factor de capacidad de 70 %) y queremos que se repague en 10 años el Capex será de:

$0.4: \text{U}\$/\text{MW} / 6000 \text{ h} / 10 = 6.7 \text{ U}\$/\text{MWh}$

Si agregamos un O&M de 1.3 U\$\$/MWh

Esto nos da un costo del MWh sin combustible del orden de 8 U\$

Por cada dólar que cuesta el MMBTU el costo de generación es de 9.3 U\$\$/MWh

Con un precio del barril de petróleo a U\$ 100,

el Gas Oil costaría 23.72 U\$\$/MMBTU -----> el variable sería de 220 U\$\$/MWh

para un precio de GNL 12 U\$\$/MMBTU -----> el variable sería de 112 U\$\$/MWh

para un precio de GNL 18 U\$\$/MMBTU -----> el variable sería de 167.4 U\$\$/MWh

Los costos del Ciclo Abierto igualan a la Eólica para un costo de combustible de 6.1 U\$\$/MMBTU o un petróleo a 26 U\$\$/Barril, pero seguramente estarán en el orden de 120 - 175 U\$\$/MWh



- ✓ A precios internacionales hoy la Generación Térmica está en el orden de 100 - 175 U\$\$/MWh
- ✓ La Energía Eólica está en el orden de 65 - 75 U\$\$
- ✓ De manera similar se puede analizar y ubicar la Fotovoltaica o la Solar Térmica en el orden de 90 – 120 U\$\$/MWh
- ✓ La Biomasa se puede ubicar entre 60 – 90 U\$\$/MWh

Esto no siempre fue así, 10 años atrás el barril de petróleo se ubicaba por debajo de los 25 U\$\$ y la Energía Eólica y la Biomasa por encima de 100 U\$\$/MWh, mientras que la Fotovoltaica y Solar Térmica estaban por de 300 U\$\$/MWh
Ha habido un gran cambio tecnológico en la ERNC, incluso se dudaba de cuanta ERNC podía inyectarse a un sistema



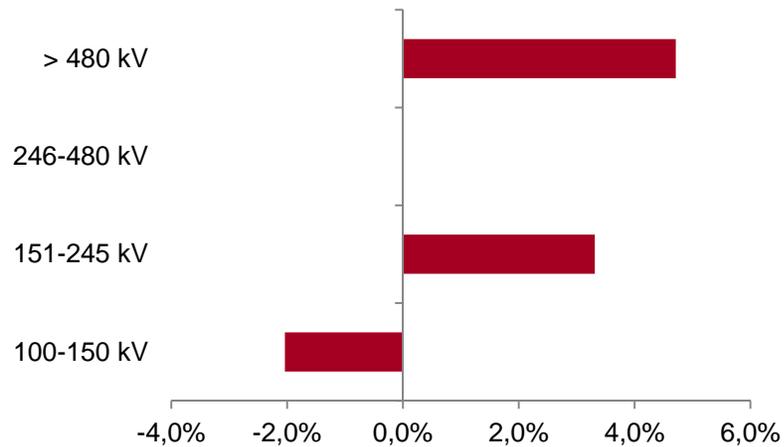
A nivel del Transporte

a. Energía eléctrica – 6. Redes de transmisión

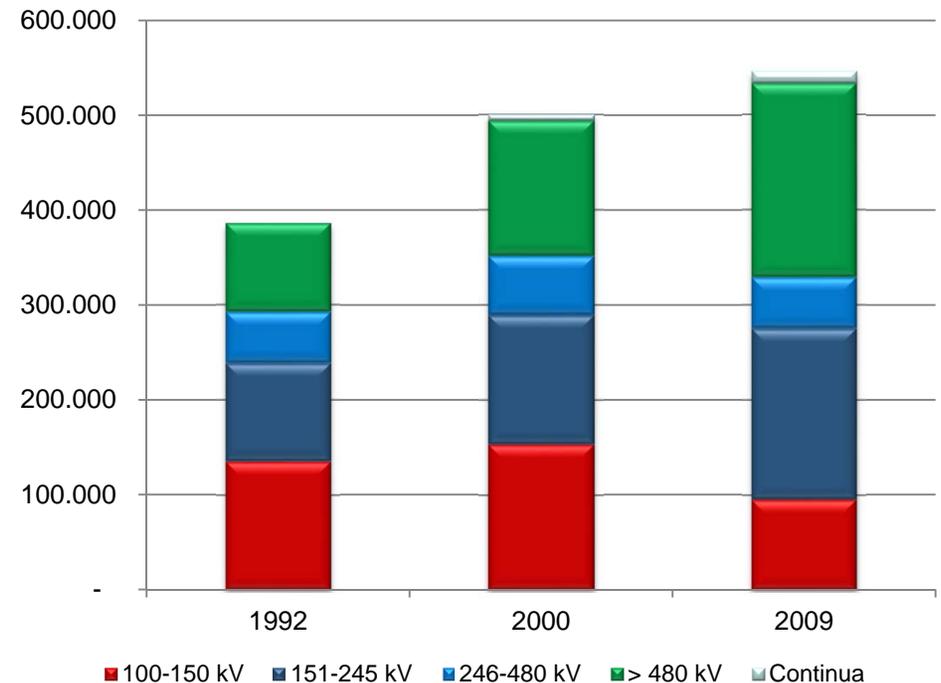


El incremento regional de las líneas de alta tensión también muestra una evolución hacia tensiones más altas, en línea con el crecimiento y desarrollo de la región. El incremento de la extensión de la red de transmisión muestra también que los nuevos proyectos están más distantes de los centros de consumo.

Tasas de variación de las líneas de Alta Tensión en los últimos 20 años



Km de líneas de alta tensión equivalentes a 100 kv



Fuente: Elaboración de ME en base a información suministrada por la CIER



- ◆ Volumen de 250.000 km de redes de tensión mayor a 100 kV

- ◆ Redes Nacionales
 - Remuneración
 - Expansión
 - Planificación
 - Fuentes lejos de la Demanda
 - Subastas

- ◆ Necesidad de inversión de 7 MMU\$S aproximado



V. Aspectos ambientales de la energía

SUB-ÍNDICE



- a. Emisiones de efecto invernadero
- b. Aspectos socio-ambientales

Aspectos ambientales de la energía – a. Emisiones de efecto invernadero

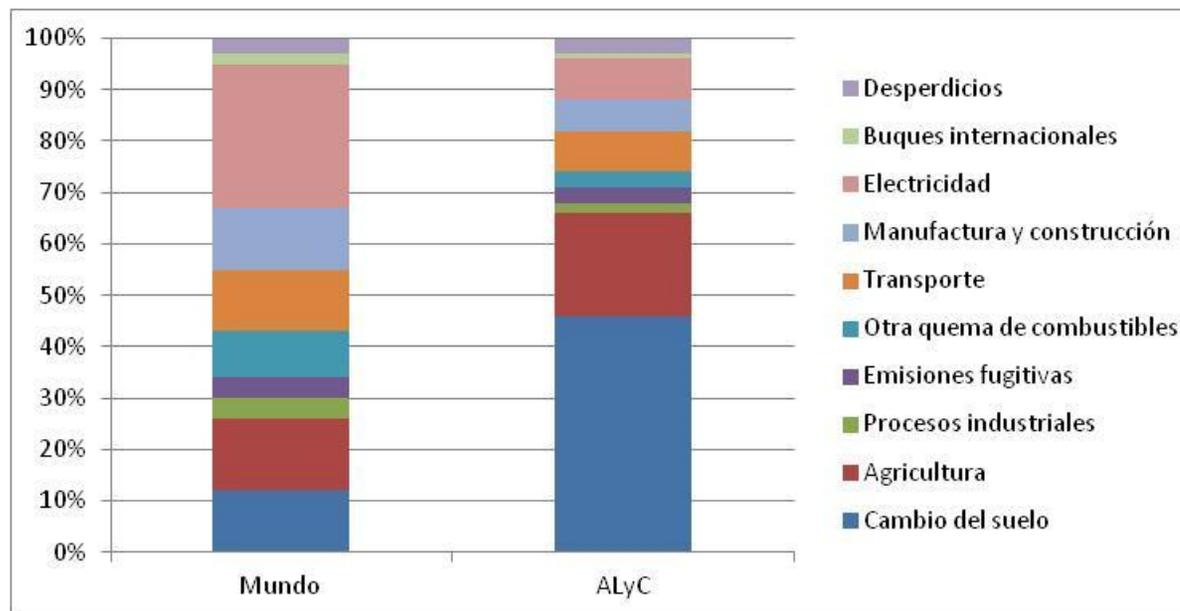


Hacer frente al cambio climático requiere de políticas públicas y empresarias centradas en la reducción de las emisiones

- ✓ ALyC representa un 12% del total mundial de emisiones, 5.390 MtCO₂e y tienen un crecimiento similar a la media global. Sin embargo, medido per cápita la región esta por encima del promedio.
- ✓ A nivel mundial, los sectores que más emisiones generan son el sector energético (65%), el agropecuario (14%) y el cambio del uso del suelo (12%). En ALyC las emisiones originadas en el cambio del uso del suelo y silvicultura representan casi la mitad, el sector energético un 28% y la agricultura un 20%

- ✓ En ALyC:
 - Las emisiones totales aumentaron un 36.3% - México participa con el 28%, Brasil 25%, Región Andina 22.5% y Región Sur 15.6%
 - el crecimiento del consumo de energía es superior al crecimiento de las emisiones.
 - Se cuenta con una matriz energética relativamente limpia (peso de la generación hidroeléctrica) y el crecimiento del uso de energías renovables)

Emisiones de GEI por sector 2005



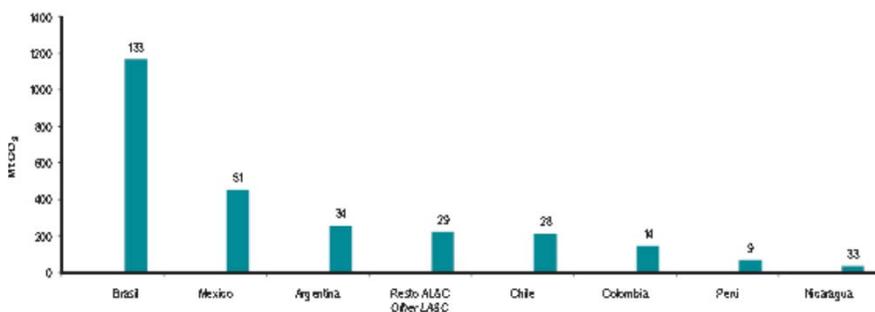
Fuente: CEPAL 2010 sobre la base del WRI

Aspectos ambientales de la energía – a. Emisiones de efecto invernadero



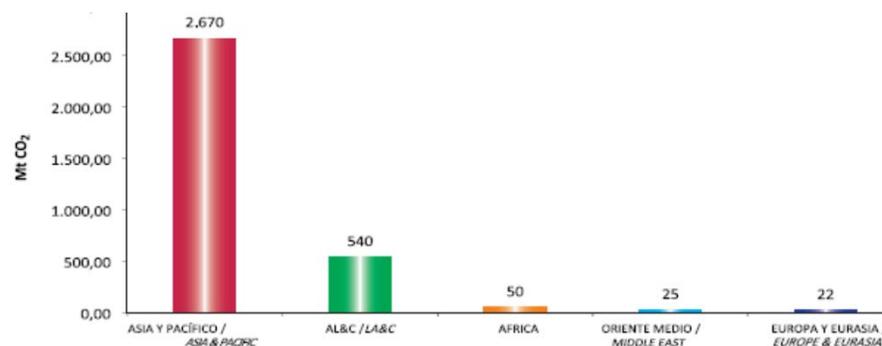
La cuestión ambiental tiene una importancia creciente en la agenda energética regional. ALyC participa activamente en el desarrollo e implementación de proyectos dentro del esquema del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) en el marco del Protocolo de Kioto

**Reducción de emisiones bajo proyectos MDL
MM ton de CO₂e**



Fuente: OLADE 2011, Informe de estadísticas energética

**Total de proyectos MDL
unidades**



Fuente: OLADE 2011, Informe de estadísticas energética

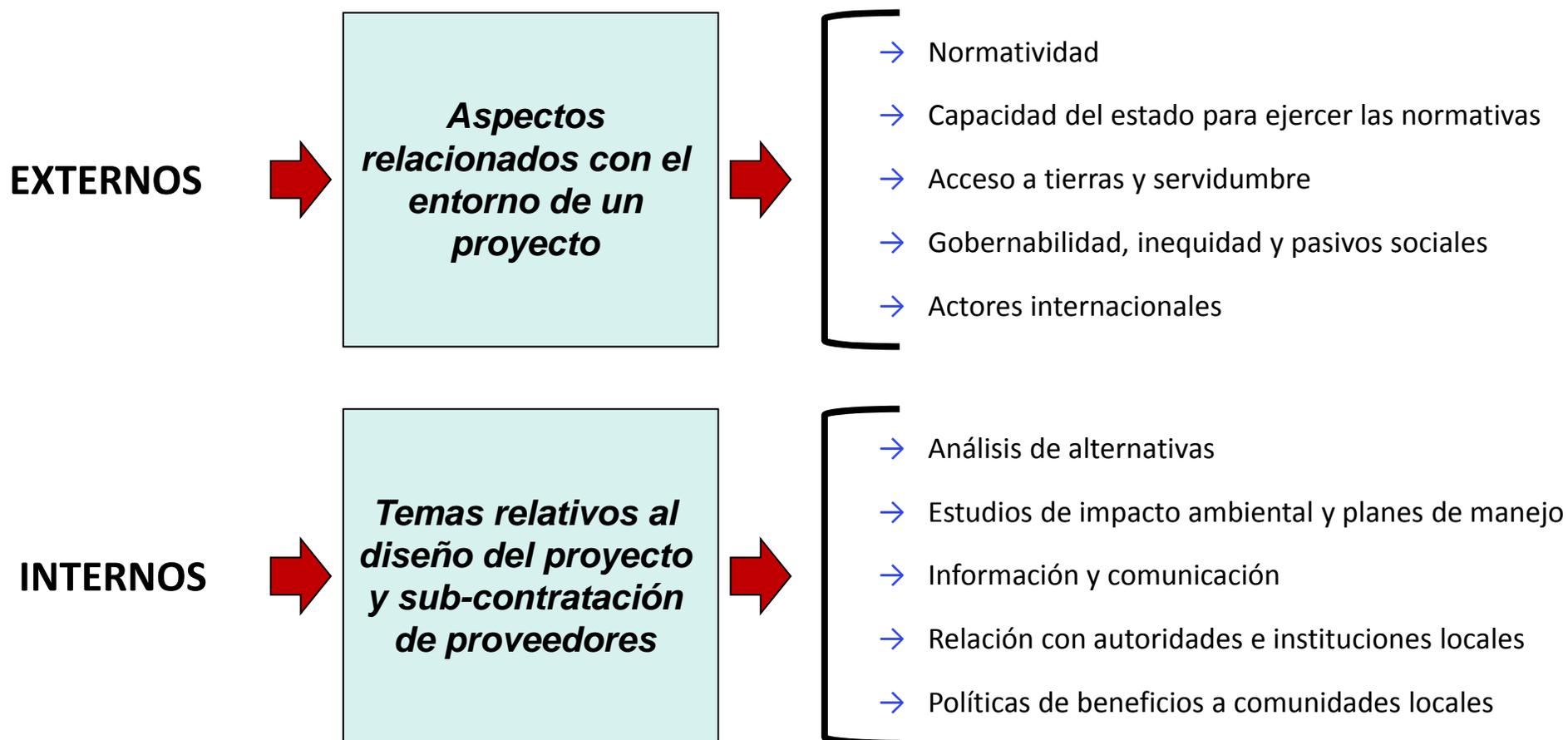
- ✓ Brasil es el país que mayor provecho sacó de este mecanismo en cantidad de proyecto y en magnitud de emisiones reducidas

- ✓ La mayor parte de los proyectos y reducciones se dan en China, India, el sudeste asiático y la región de Asia-Pacífico
- ✓ ALyC en segundo lugar con 1/5 de la cantidad de proyectos y el 43% de las reducciones y/o limitaciones

Aspectos ambientales de la energía – b. Aspectos socio-ambientales



Dentro de los aspectos ambientales y sociales en los últimos años se observan problemas crecientes para la construcción de proyectos generación y transmisión en la región, que están modificando los plazos necesarios para llevar adelante los proyectos de expansión de estos sistemas



Retos y Desafíos



- ◆ Estos aspectos se han convertido en un cuello de botella de numerosos proyectos
- ◆ Descoordinación entre las autoridades energéticas, medioambientales, sociales resolver los permisos
- ◆ Judicialización
- ◆ Politización de los proyectos
- ◆ Acciones oportunitas de terceros



VI. Integración, interconexiones y transacciones internacionales

SUB-ÍNDICE



- a. Infraestructura existente
- b. Proyectos
- c. Intercambios internacionales de electricidad
- d. Conceptos sobre integración

Integración – a. infraestructura existente: gas natural



La construcción y expansión del sistema de transporte troncal básico de los países fue desarrollada en general, hasta la década del 90, por las empresas estatales que operaban el negocio



- ✓ La región cuenta con una vasta red de gasoductos troncales que supera los 90 mil km
- ✓ Argentina representa casi un tercio de la longitud de gasoductos en la región, junto con México y Colombia representa dos tercios y con Brasil llegan al 82%
- ✓ En Argentina, la expansión de gasoductos con destino interno se realizó mediante instalaciones de plantas compresoras y algunos loops. Se construyeron gasoductos de exportación por iniciativa privada
- ✓ En Brasil, Petrobras tuvo un papel activo en la construcción del gasoducto Bolivia-Brasil y el desarrollo de gasoductos internos
- ✓ No hay planes de construcción de gasoductos de integración en el corto o mediano plazo

Integración – a. infraestructura existente: gas natural



El proceso de integración del transporte de gas iniciado en los 70 entre Argentina y Bolivia, se expandió desde 1990 con gasoductos entre Argentina y Uruguay, Chile y Brasil, Bolivia y Brasil, y Colombia y Venezuela. Sin embargo, en los últimos años Chile y Brasil han iniciado políticas de seguridad de suministro y diversificación de fuentes

Principales gasoductos



- ✓ En la década del 90, las reformas de los sectores energéticos dieron inicio a un proceso profundo de integración:
 - En Argentina a través de la construcción de gasoductos de exportación de gas, con destino a Chile, Brasil y Uruguay
 - Brasil construyó el gasoducto BTB y a través de Petrobras participó en la industria de hidrocarburos en Bolivia, a través del campo San Antonio
- ✓ La situación económica en Argentina en 2002 produjo cambios reglamentarios que afectaron la reposición de reservas. La situación se agravó en 2004 como consecuencia de una crisis de abastecimiento que inició las restricciones al mercado de exportación argentinos.
- ✓ Desde 2008 la infraestructura de exportación de Argentina es utilizada al 10%.
- ✓ Asimismo, desde 2006 los precios cobrados por Bolivia a Argentina y Brasil se han visto incrementados menores a GNL
- ✓ Además, los precios internacionales del petróleo arrastraron el precio del gas en los mercados internacionales

Terminales de GNL



“Proyectos de gasoductos”



Projetos de gasodutos estruturantes



Integración – a. infraestructura existente: electricidad



La integración iniciada con las represas binacionales en las décadas del 70 Itaípu, Yacyretá, Salto Grande, en los últimos 20 años se ha profundizado con la integración de las interconexiones internacionales (ver mapa).

Centrales e interconexiones eléctricas internacionales



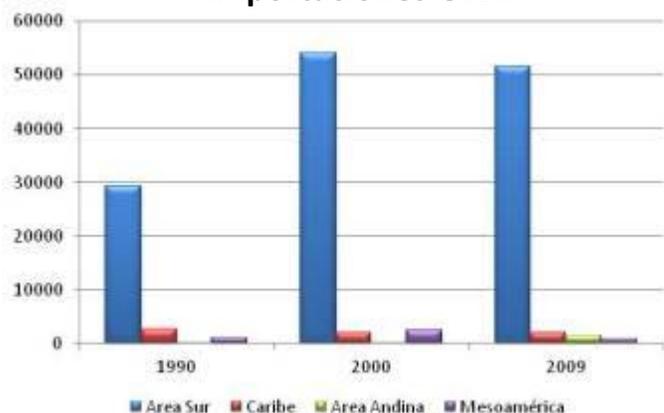
- ✓ En Sudamérica prácticamente todos los países tienen nexos de transmisión con algún país vecino. Argentina con Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay, Brasil con Venezuela, Paraguay y Uruguay, Colombia con Venezuela y Ecuador, Perú con Ecuador y Bolivia.
- ✓ El Sistema de la interconexión eléctrica de los países de América Central (SIEPAC) sigue avanzando en su construcción y permitirá aumentar la capacidad y la confiabilidad de las interconexiones, posibilitando la existencia de plantas regionales
- ✓ Con el SIEPAC se ha construido un andamiaje institucional definido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico (MER)
- ✓ los mercados históricamente compradores (Honduras y El Salvador) redujeron al mínimo sus importaciones;
- ✓ México realiza importantes intercambios con EEUU
- ✓ La interconexión entre Colombia y Panamá

Integración – c. Intercambios internacionales de electricidad

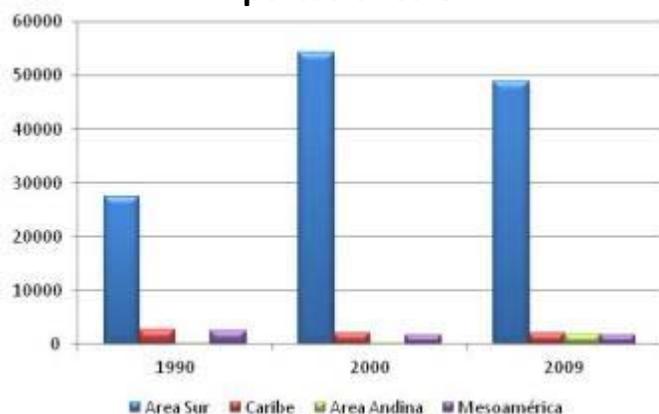


A pesar que la región tiene importantes potenciales, aprovechando la complementariedad hidroeléctrica de distintas cuencas y la escasa capacidad de embalse de algunas áreas, el nivel de intercambio es bajo

Importaciones GWh



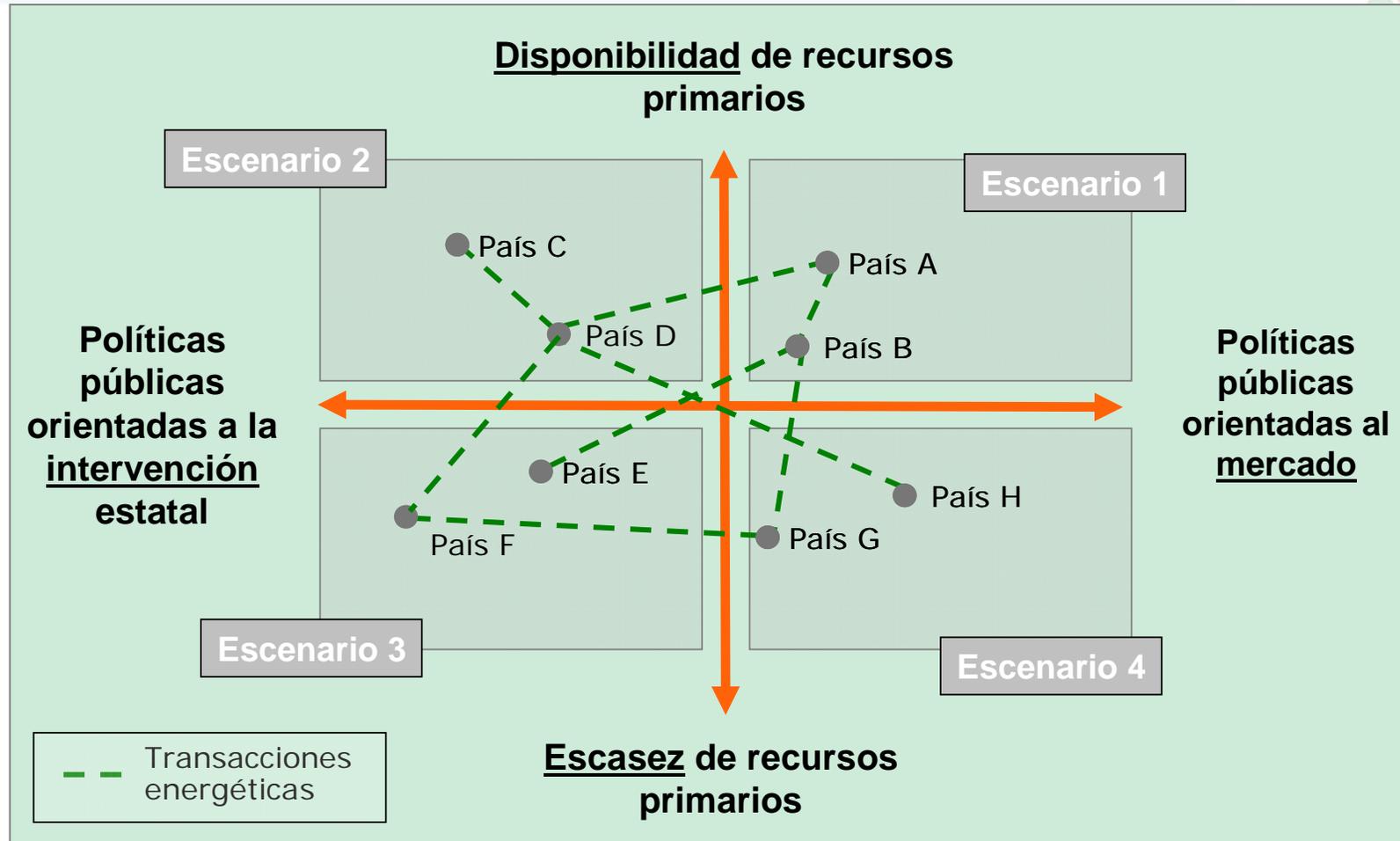
Exportaciones GWh



Fuente: SIEE-OLADE

- ✓ En el Caribe no se registran intercambios
- ✓ En México los mayores intercambios son con EEUU y en menor medida con Guatemala, presenta importaciones decrecientes en todo el período. Las exportaciones han aumentado a un ritmo del 25.7% a.a.
- ✓ El resto de los países de la región muestran diferentes sentidos de flujos de intercambio
- ✓ El Salvador y Honduras son importadores; Guatemala y Costa Rica son medio exportadores
 - En el área Andina los intercambios se dan entre Colombia y Perú como exportadores, hacia Ecuador
 - En el área Sur las mayores exportaciones se presentan de Paraguay a Brasil (Itaipú) y de Paraguay a Argentina (Yacyretá). Brasil exporta a Argentina y Uruguay. Argentina exporta a Chile

Prácticamente la totalidad de los países tienen abastecimiento propio



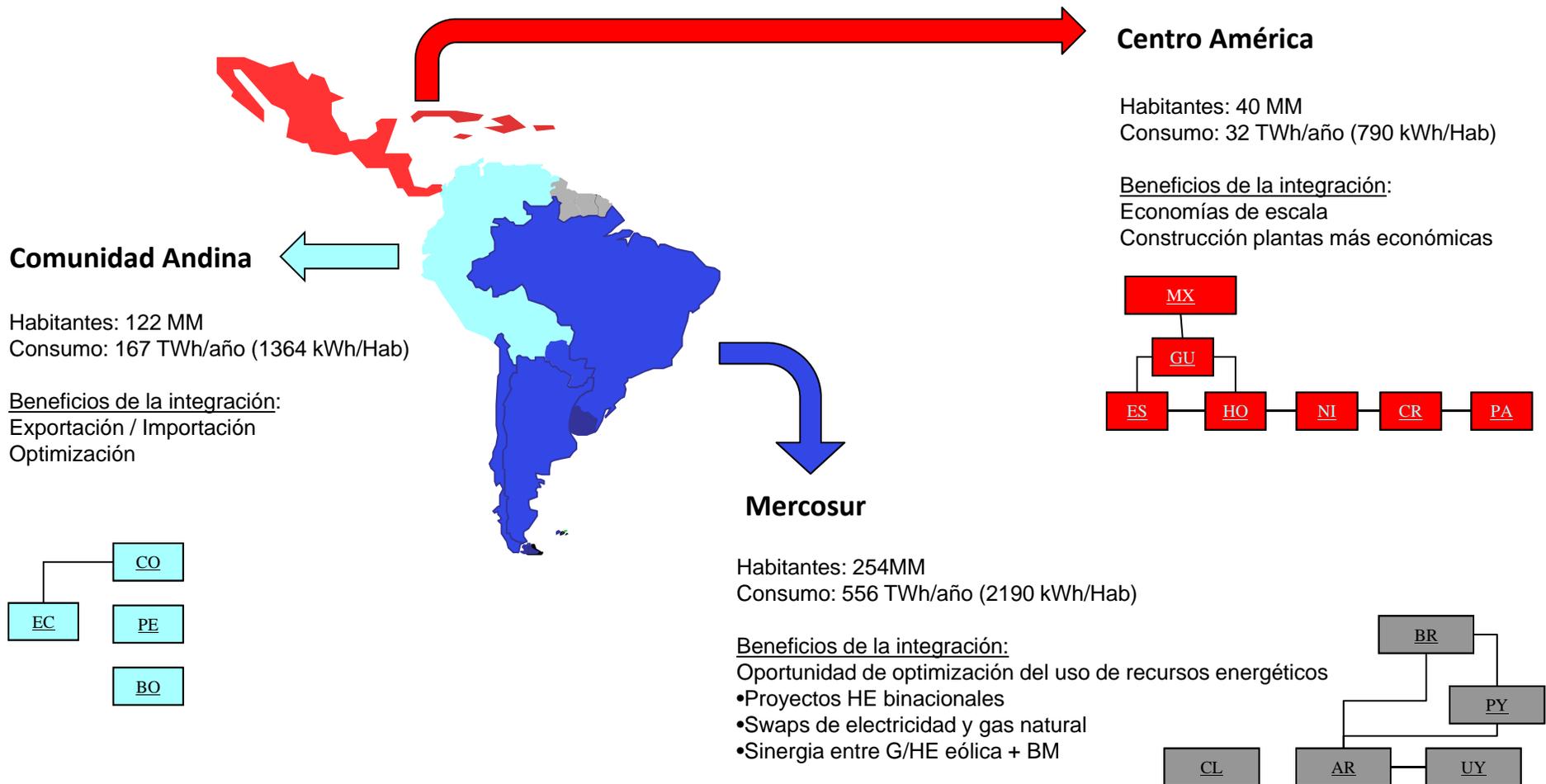
Principales características que determinan el futuro de la integración

Principales Incertidumbres



Integración – b. Proyectos - electricidad

A partir de un análisis de las reservas de petróleo, gas y carbón y de las capacidades hidráulicas, eólicos, y de ERNC se identifican tres grandes mercados regionales, con distintas características y beneficios resultantes de una integración energética





Integración – b. Proyectos - electricidad

Para el análisis del futuro de la integración en la región se seleccionaron 12 proyectos que representan más de 10 mil km de líneas de interconexión, cerca de 6500 MW de capacidad y una inversión de casi USD 5 mil millones

Hidroeléctricas con contratos de exportación (Economías de escala)

Inambari (Perú / Brasil): 2200 MW (Embalse)
Cachoeira Esperanza (Bolivia / Brasil): 800 MW (F A)
Jirau (3500 MW) y Santo Antonio (3500 MW) – Brasil (F A)

Swap y wheeling

Wheeling de energía de Chile por Argentina
Swap de energía Paraguay – Argentina – Chile
Swap de energía Brasil - Argentina

Interconexiones I (Seguridad operativa e intercambios de oportunidad)

Perú – Ecuador
SIEPAC II (Centroamérica)
Bolivia – Perú
Argentina – Paraguay - Brasil

Interconexiones II (Seguridad operativa y exportación de energía)

Colombia – Panamá
Bolivia – Chile
Brasil - Uruguay

Integración – b. Proyectos - electricidad



Del análisis de los resultados se observa que 10 de los 12 proyectos tuvieron un IBC superior a 1, lo que señala que serían económicamente atractivos y confirma que hay oportunidades importantes para profundizar la integración energética de la región

Proyecto		Fecha Año	Ben. Oper. (MUS\$/año)	Ben. Emis. (ktCO ₂ /año)	Costo (MUS\$/año)	IBC (p.u.)
Economía de Escala						
PE - BR	Inambari	2015	342.0 ¹	N/C ²	210.0	1.6
BO - BR	C. Esperanza	2015	102.0 ¹	N/C ²	71.0	1.4
Seguridad Operativa e intercambios de oportunidad						
Centro América	SIEPAC II	2016	42.0	0.22	44.4	0.95
PE - EC		2010	21.0	0.22	N/C ³	N/C
BO - PE		2014	7.7 ⁴	N/C	5.8	1.3
AR - PY - BR		2014	300.0	0.51	54.0	5.6
Uso de la infraestructura						
BR - AR		2010	340.0	0.51	220.0 ⁵	1.5
CH - AR		2015	técnicamente inviable			
PY - AR - CH		2011	208.0	1.50	70.0	3.0
Seguridad operativa y exportación de energía						
CO - PA		2014	20.5	0.23	18.4	1.1
BR - UY		2013	88.0	0.44	29.3	3.0
BO - CH		2014	66.0	0.64	2.7	24.4
Total			1537.2	4.27	726	



Integración – b. Proyectos - electricidad

Para el análisis del futuro de la integración en la región se seleccionaron 12 proyectos que representan más de 10 mil km de líneas de interconexión, cerca de 6500 MW de capacidad y una inversión de casi USD 5 mil millones

Cálculo del beneficio de la interconexión

- ✓ Se consideraron tres atributos:
 1. reducción de los costos operativos totales
 2. mejora de la confiabilidad de suministro
 3. reducción de las emisiones de CO₂
- ✓ 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

Criterios para la selección de los estudios

- ✓ Ilustrar los diferentes tipos de oportunidad de interconexión
- ✓ Mostrar los beneficios potenciales de las interconexiones en las tres regiones, Centroamérica, Comunidad Andina y Mercosur
- ✓ 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

- **Beneficio operativo de US\$ 1.5 mil millones por año**
- **Reducción de emisiones de CO₂ de casi 8 millones de toneladas por año**

Integración - d. conceptos sobre integración



Luego de 20 años de un proceso de integración que ha tenido avances y retrocesos, la “Comisión de Integración Eléctrica Regional” ha extraído una lista de puntos que de la experiencia de los análisis de los proyectos se pueden extraer algunos lecciones aprendidas

ASPECTOS BILATERALES

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*

Respaldo institucional

- ✓ *los acuerdos de interconexión deben siempre estar respaldados por un Tratado entre los países involucrados*

Seguridad operativa

- ✓ *cada país debe decidir de manera autónoma sus criterios de seguridad para la exportación de energía. En casos de dificultades de suministro, la prioridad debería ser el suministro local a excepción de los contratos firmes de exportación*

Fijación de precios

- ✓ *cada país debe ofertar a cada etapa una curva de disposición a exportar y otra curva de disposición a importar. Esquema de precios locales y para exportación*



Integración - d. conceptos sobre integración

Estas lecciones pueden ser divididas entre diseño institucional y diseño operacional, las primeras hacen a la gobernanza del proyecto y relación bilateral entre los países y la segundo a la previsión para que cuestiones operativas no afecten la relación bilateral.

ASPECTOS OPERACIONALES

Equidad en el intercambio:

- ✓ *los CMCP deben calcularse en 2 pasos. De esta forma, la interconexión sólo podría reducir o mantener estables los precios de corto plazo de cada país*

Remuneración de las interconexiones

- ✓ *debería ser asegurada, no depender de ingresos variables*

Rentas por cogestión

- ✓ *deben ser compartidas entre los países, en proporción a la participación de cada uno en los costos de construcción de la interconexión*

Riesgo de retraso en la construcción

- ✓ *el contrato de construcción debe hacerse por subasta donde el inversionista oferta el pago fijo deseado, pagadero sólo con la entrada en operación de la interconexión*

Seguridad financiera para las transacciones

- ✓ *los agentes involucrados en las transacciones internacionales de oportunidad deben depositar garantías financieras*

Comisión de Integración Energética Regional



Argentina



Bolivia



Brasil



Chile



Colombia



Ecuador



Paraguay



Perú



Uruguay



Venezuela



España



El Salvador



Costa Rica



Panamá



Guatemala



Rep.
Dominicana



La Comisión es una organización internacional con 50 años de liderazgo y gestión en la Integración y Cooperación que agrupa 255 instituciones y empresas del sector público y privado, reguladores, ministerios y asociaciones de la región sudamericana, América Central y el Caribe y España – Grupo UNESA como miembro asociado.

Energía sin Fronteras