# La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina

## Diagnóstico estratégico y propuestas para una agenda prioritaria

## Energía eléctrica

IDeAL 2011

XXI Cumbre Iberoamericana
Paraguay - 2011

CAF BANCO DE DESARROLLO DE AMÉRICA LATINA

**Título:** La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina.
Diagnóstico estratégico y propuesta para una agenda prioritaria.
Energía eléctrica
IDeAL 2011

Este documento fue elaborado por CAF a solicitud
de la Secretaría General Iberoamericana (SEGIB)
para su presentación en la XXI Cumbre Iberoamericana
de Jefes de Estado y de Gobierno celebrada en Asunción, Paraguay.

La presente publicación forma parte de la serie
La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina (IDeAL).

**Editores:** CAF
Vicepresidencia de Infraestructura
Antonio Juan Sosa, vicepresidente corporativo
Jorge Kogan, asesor

**Autores:** Julia Antmann, Alejandro Arnau, Ramón Sanz y Carlos Skerk

Las ideas y planteamientos contenidos en la presente
edición son de exclusiva responsabilidad de sus
autores y no comprometen la posición oficial de CAF.

**Diseño gráfico:**
Gatos Gemelos Comunicación
Bogotá, Colombia–Octubre 2011

Este libro se encuentra en: www.caf.com

© 2011 Corporación Andina de Fomento
Todos los derechos reservados

# Contenido


**Introducción** **5**

**Capítulo 1. Situación general del sector en América Latina** **9**

La demanda de energía eléctrica 9

La generación instalada 10

Transmisión de electricidad 17

Distribución de electricidad 20

Aspectos medioambientales 22

**Capítulo 2. La regulación sectorial** **25**

La generación 25

La transmisión 30

La distribución y las tarifas reguladas 31

Los subsidios en tarifas eléctricas y la equidad de su asignación 35

La evolución de la cobertura y la electrificación rural 40

El financiamiento de la infraestructura 46

**Capítulo 3. Las metas** **51**

El crecimiento de la demanda y la capacidad de generación requerida 51

Requerimientos de inversión 57

**Capítulo 4. Los obstáculos y desafíos para alcanzar las metas** **65**

Los obstáculos 65

Los desafíos por resolver 68

# Introducción

**El presente Informe** sobre la infraestructura de energía eléctrica en América Latina tiene como objetivo presentar una proyección de los requerimientos de inversiones necesarias en el mercado eléctrico para satisfacer la demanda esperada en cada región, además, se analizan los entornos en que se desenvuelven los mercados energéticos regionales para determinar las recomendaciones sobre acciones que faciliten la satisfacción de esas necesidades de capital.

En esa proyección se estimaron diferentes escenarios, tomando en cuenta tendencias de crecimiento a partir de la información de base obtenida de proyectos encarados en la región. Se analizaron las necesidades de infraestructura para mantener condiciones estructurales y socioeconómicas similares a las actuales y también se analizaron los requerimientos en el caso de alcanzar un mayor desarrollo. La proyección de la demanda tiene en cuenta los antecedentes históricos pero contempla también saltos provocados por el impacto de nuevas tecnologías, potenciales nivelaciones de las asimetrías existentes en cada región y entre regiones, y modificaciones en los estándares de oferta y de demanda (mayor eficiencia, mejor calidad de vida, aumento del poder adquisitivo de la población, entre otros).

El análisis conceptual está orientado a comprender las condiciones económicas y financieras de los mercados, y determinar qué acciones permitirían asegurar la disponibilidad y financiamiento de las necesidades de capital.

El contenido de este informe tiene como objetivo los siguientes temas:

- Posicionamiento del sector energético de América Latina y el Caribe (ALC) y su respectiva comparación con otras regiones.

- Categorización de los países en grupos con similitudes.

- Evolución de la demanda en las diferentes regiones (proyecciones sobre la base de los antecedentes históricos y a mayor crecimiento y mejoras en la calidad de vida, mayor urbanización).
- Los cambios tecnológicos y la influencia de los cuidados medio ambientales.
- La brecha actual de infraestructura y las necesidades para el período 2012-2025.
- Participación del sector privado y las empresas nacionales.
- Los desafíos del sector.

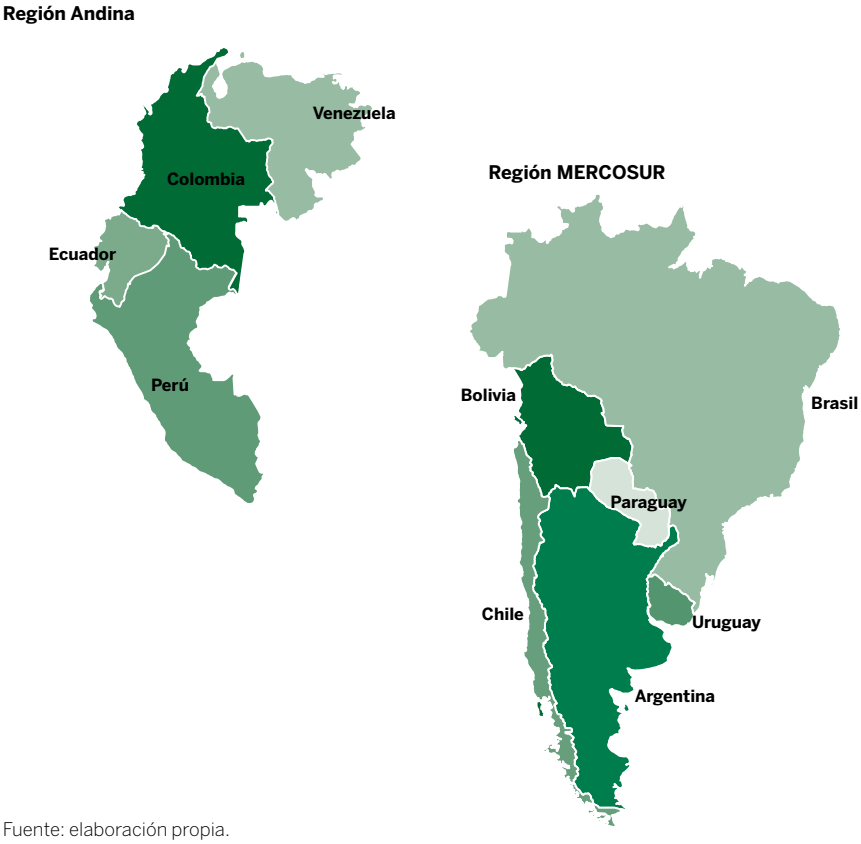
En el documento se presenta a toda América Latina y el Caribe dividida en tres regiones teniendo en cuenta similitudes y diferencias socioculturales, geográficas, económicas y de interrelación entre sus mercados (interconexiones, intercambios, proximidad)[1]:

- **Región MERCOSUR** que incluye Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay.
- **Región Andina** con Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela.
- **Región Centro, Norte y Caribe** que incluye Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua, Panamá y las islas del Caribe de habla hispana (Cuba, República Dominicana, Puerto Rico y otras).

**Gráfico 1. Países involucrados en las regiones bajo estudio**

**Región Centro, Norte y Caribe**

**1** El informe no incluye en el ámbito de América Latina y las islas. consideraciones asociadas a Belice, Guyana, Surinam, Guayana Francesa y otros países del Caribe que tengan culturas y lenguas distintas del español.




Fuente: elaboración propia.

El Cuadro 1 resume algunos indicadores que abarcan las tres regiones de análisis para dar una idea de las dimensiones en cuestión.

**Cuadro 1. Principales parámetros de América Latina y el Caribe**

| | |
|---|---|
| Superficie cubierta aproximada | 17.106 km$^2$ |
| Población | 400.106 habitantes |
| PIB (nominal) | USD 4,7 millones |
| Capacidad de generación | 250 GW |
| Demanda máxima | 176 GW |
| Consumo | 2.027 kW/hab. |

Fuente: elaboración propia.

En cada una de estas regiones, se analiza la situación histórica y actual de la demanda, se evalúa la infraestructura existente de los mercados (discriminada por tecnologías) y se proyectan las demandas y necesidades futuras (generación, transporte y distribución), en un horizonte que abarca los años 2012 a 2025. Las necesidades de infraestructura en cada segmento de la cadena de valor se traducen en inversiones de capital necesarias para los diferentes escenarios propuestos.

1

# Capítulo 1

# Situación general del sector en América Latina

## La demanda de energía eléctrica

La tendencia de crecimiento de la demanda de energía eléctrica ha tenido diferencias significativas en las tres regiones consideradas. No solo debido a las distintas condiciones poblacionales y económicas, sino también debido a las condiciones geográficas y de urbanización.

A efectos de analizar las tendencias y la respuesta del consumo a las condiciones del entorno, se analiza a continuación el comportamiento de los mercados en la última década. La secuencia de datos más antiguos, no solo no son representativos sino que, dadas las variaciones históricas, generarán distorsiones en las proyecciones futuras.

Aún en este caso de proyección a diez años, los ciclos económicos y políticos en las regiones hacen que los desvíos de los valores medios de demanda sean significativos. Para dar un ejemplo aproximado, el desvío estándar de crecimiento de los valores históricos de toda América Latina y el Caribe es dos veces y media mayor, cuando el análisis de tendencias se extiende de 10 a 40 años; lo que significa que las proyecciones a futuro de esas tendencias pueden fallar por más del doble de las estimaciones.

Por esta razón se ha partido de los valores históricos de demanda que se presentan a continuación, y que abarcan los últimos 10 años ***(ver Cuadro 2, p. 10).***

Como se puede apreciar las variaciones de crecimiento de la demanda son dispares, observándose que en los últimos 10 años el MERCOSUR incrementó su demanda un 36%, la región Andina un 52%, el Centro Norte y Caribe un 15%.

**Cuadro 2. Demanda de energía histórica (Expresada en GWh)**

| Región | 2000 | 2002 | 2004 | 2006 | 2008 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| MERCOSUR | 446.302 | 441.448 | 493.702 | 537.799 | 588.742 | 609.740 |
| Andina | 119.706 | 126.084 | 138.526 | 158.327 | 172.785 | 181.064 |
| Centro, Norte y Caribe | 178.119 | 187.484 | 192.100 | 206.056 | 217.269 | 224.830 |
| Total ALC | 744.127 | 755.016 | 824.328 | 902.181 | 978.797 | 1.015.634 |

Fuente: CIER y elaboración propia.

Algo similar sucede con el crecimiento de la demanda de potencia máxima, que ha sido analizada para el momento de mayor intensidad en cada período.

**Cuadro 3. Demanda máxima de potencia histórica (Expresada en MW)**

| Región | 2000 | 2002 | 2004 | 2006 | 2008 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| MERCOSUR | 75.078 | 75.167 | 83.469 | 88.412 | 90.361 | 92.310 |
| Andina | 26.710 | 25.929 | 27.630 | 30.797 | 32.565 | 34.920 |
| Centro Norte y Caribe | 37.916 | 38.338 | 40.492 | 43.945 | 46.340 | 49.254 |
| Total ALC | 139.704 | 139.434 | 151.591 | 163.154 | 169.266 | 176.484 |

Fuente: CIER y elaboración propia.

## La generación instalada

La fuente dominante de generación en las tres regiones es la hidroeléctrica, con una capacidad instalada de alrededor de 130 GW. El nivel de desarrollo hidráulico explotado es importante, no obstante, el potencial que tienen las regiones es considerablemente superior a la infraestructura existente. Por ello, sin perjuicio de los análisis de costo y eficiencia que pudiera tener esta fuente, la capacidad de incorporar nuevos desarrollos hidroeléctricos en ALC es más que significativa (alrededor de 400 GW). Debido a su condición de energía renovable y a su bajo costo de operación, es previsible que la tendencia de crecimiento de esta fuente sea muy importante aún con los altos costos de inversión que se necesitan en infraestructura ***(ver Cuadro 4).***

### *La matriz energética en la región*

Con cerca del 9% de la población mundial, la región de ALC representa aproximadamente el 6% del consumo mundial de energía. En un análisis

**Cuadro 4. Potencial hidroeléctrico total, capacidad instalada y desarrollo**

| Región | Potencial (GW) | Instalada (GW) | Desarrollo (%) |
|---|---|---|---|
| MERCOSUR | 310 | 100 | 32,3 |
| Andina | 206 | 28 | 13,6 |
| Centro, Norte y Caribe | 78 | 14 | 18,0 |
| **Total** | **594** | **142** | **23,9** |

Fuente: OLADE y CIER 15 Fase II.

por subregión, la demanda está asociada a la población de las subregiones y al tamaño de sus economías: la oferta total de energía primaria de América del Sur es más que el doble de la de América Central y más de nueve veces la del Caribe.

Con algunas variaciones entre países y sectores, la demanda energética ha aumentado con regularidad durante los últimos años, impulsada por el crecimiento de la población y las actividades económicas.

De acuerdo con la información de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), el sector del transporte utiliza, casi exclusivamente, derivados del petróleo. El mismo energético se utiliza también en grandes cantidades en aplicaciones industriales y su uso en la producción de electricidad ha sido creciente. Como resultado, el petróleo y sus derivados representan más del 40% del suministro energético total de la región.

El gas natural es la segunda fuente energética de la región con valores cercanos al 25%, pero hay una gran variación entre subregiones y países, dado que algunos países apenas se encuentran en las etapas de construcción de la infraestructura necesaria y otros aún no han comenzado.

Las energías renovables, especialmente la hidroeléctrica y la biomasa (excluyendo la producción no sostenible de leña), representan aproximadamente otro 25% del suministro energético total. Estos números globales presentan fuertes variaciones entre países.

En varios países del Caribe, el petróleo y derivados representan más del 90% de la matriz energética. La región andina ha mostrado un incremento importante en el uso de gas natural, y en el Cono Sur hay una importante participación de la energía hidroeléctrica.

Aunque varios países son productores de gas natural (Argentina, Bolivia, Venezuela, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Perú y México), solo Bolivia presenta exportaciones significativas. La mayoría de los países de la región son importadores netos de petróleo, lo que los vuelve muy vulnerables a sus variaciones de precios.

*Las tecnologías de generación empleadas*

Sobre el parque total de generación del área, un 56% corresponde a centrales hidráulicas, el 2% a plantas nucleares y el resto a generación térmica convencional (TV, TG, CC, Motores) y geotérmica, sin embargo, la distribución por tipo no es uniforme en todas las regiones.

Las participaciones de fuentes renovables en la matriz energética de las distintas regiones son muy diversas.

Las proyecciones indican que a mediano y largo plazo, la producción de energía eléctrica en ALC mantendrá la tendencia actual, pero con la inserción de la energía producida por fuentes no renovables tradicionales. Se espera una creciente participación del gas natural y el carbón (por costo de instalación), así como de la hidroelectricidad (aprovechando la disponibilidad y costos de operación).

El avance de las tecnologías impactará más sobre los equipos que queman combustibles (fósiles puros y mezclas con biocombustibles), que sobre la generación con recursos renovables.

La energía nuclear presenta, en este momento, muchos signos de interrogación habida cuenta de los replanteamientos que se han venido sucediendo en los últimos tiempos y a raíz del impacto de los acontecimientos de Chernóbil primero y de Japón últimamente.

Debido a que en toda el área de América Latina se distinguen importantes reservas de carbón, gas natural y fuentes de hidroelectricidad con una distribución no uniforme entre regiones; y dada la diferencia de los requerimientos de inversión que se verifican entre los sistemas de generación, para el horizonte de este estudio, se ha estimado que las proporciones entre los diferentes tipos de generación se mantendrán constantes a lo largo de todo el período de proyección.

A continuación se muestra la proporción de las distintas fuentes de generación disponibles en las diferentes regiones, como indicación de las preferencias por costos, factibilidad y disponibilidad de los recursos en cada una de ellas ***(ver Cuadro 5).***

Las condiciones de operación y capacidades de respuesta a la demanda, hacen que cada fuente permita abastecer potencia y energía de manera diferente.

En el Cuadro 6 se muestra por región la energía producida a partir de diferentes fuentes ***(ver Cuadro 6, p. 14).***

**Cuadro 5. Capacidad instalada por tipo de tecnología (MW)**

| | 2005 | 2009 |
|---|---|---|
| **Región MERCOSUR** | **143.666** | **166.965** |
| Térmica | 45.301 | 44.702 |
| Hidráulica | 95.340 | 119.238 |
| Nuclear | 3.025 | 3.025 |
| Geotérmica y otros renovables | - | - |
| **Región Andina** | **47.404** | **50.471** |
| Térmica | 18.749 | 19.184 |
| Hidráulica | 28.655 | 31.287 |
| Nuclear | - | - |
| Geotérmica y otros renovables | - | - |
| **Región Centro, Norte y Caribe** | **55.594** | **75.068** |
| Térmica | 38.356 | 44.304 |
| Hidráulica | 14.415 | 15.839 |
| Nuclear | 1.365 | 1.365 |
| Geotérmica y otros renovables | 1.458 | 1.560 |

Fuente: CIER, CEPAL y elaboración propia.

En lo que respecta a energía, casi el 90% de la generación renovable corresponde a centrales hidroeléctricas, en tanto el 4,5% tiene como origen la generación eólica, solar y geotérmica y el 6% la generación térmica con combustibles renovables y con desechos ***(ver Gráfico 2, p. 14) .***

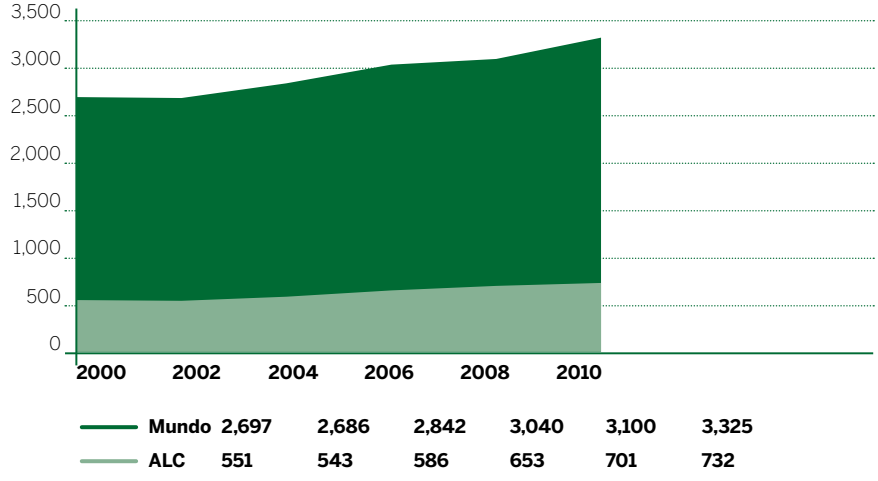
Con respecto a la energía nuclear, solo tres países en la región ALC disponen de plantas nucleares para la generación de electricidad: Argentina, Brasil y México. No se han agregado nuevas plantas recientemente. Brasil, continúa la construcción de la que será su tercera instalación y en Argentina, Atucha II, también será su tercera planta.

**Cuadro 6. Energía generada por tipo de tecnología (GWh)**

| | 2001 | 2003 | 2006 | 2009 |
|---|---|---|---|---|
| **Región MERCOSUR** | **500.813** | **551.924** | **624.558** | **730.071** |
| Térmica | 72.352 | 75.974 | 97.457 | 139.310 |
| Hidráulica | 407.997 | 455.920 | 506.727 | 569.642 |
| Nuclear | 20.464 | 20.030 | 20.374 | 21.119 |
| Geotérmica y otros renovables | - | - | - | - |
| **Región Andina** | **165.647** | **175.349** | **209.663** | **233.739** |
| Térmica | 47.656 | 56.895 | 61.546 | 71.496 |
| Hidráulica | 117.991 | 118.454 | 148.117 | 162.243 |
| Nuclear | - | - | - | - |
| Geotérmica y otros renovables | - | - | - | - |
| **Región Centro, Norte y Caribe** | **225.139** | **233.909** | **259.327** | **282.954** |
| Térmica | 166.263 | 180.105 | 190.778 | 208.156 |
| Hidráulica | 42.150 | 34.283 | 47.982 | 52.780 |
| Nuclear | 8.726 | 10.502 | 10.866 | 11.844 |
| Geotérmica y otros renovables | 8.000 | 9.019 | 9.701 | 10.174 |

Fuente: CIER, CEPAL y elaboración propia.

**Gráfico 2. Generación hidroeléctrica ALC/resto del mundo (103 GWh)**



El desarrollo de energías renovables no tradicionales hasta el presente en ALC ha sido dispar, aunque el factor común —que casi todos los casos presentan—, es la disponibilidad del recurso:

- Centrales eléctricas a base de biomasa:
    - Caña de azúcar en Brasil, Guatemala y otros países centroamericanos y del Caribe.
    - Pulpa de madera en Uruguay y Chile.
- Centrales geotérmicas en México y Centroamérica (Guatemala, Costa Rica, Nicaragua, El Salvador).
- Centrales eólicas en Brasil, Costa Rica, México, Uruguay, Argentina y en Chile.
- Bioetanol en Brasil.
- Solar y eólica en pequeña escala (sistemas aislados y áreas rurales).

La producción de energía requerida para abastecer la demanda con una adecuada calidad requiere adicionar nueva capacidad de generación a medida que ésta crece. La suficiencia de la capacidad disponible de generación actual, para abastecer la demanda pronosticada, puede ponerse en evidencia si se compara la capacidad instalada con la demanda máxima actual y prevista en cada país.

De acuerdo con la demanda máxima registrada se observa que en todas las regiones existe suficiente capacidad de reserva con márgenes que varían entre el 30% y el 60%. De todos modos, en general la reserva efectiva ante situaciones hídricas secas en la mayor parte de los países no es holgada, por lo que se deben tomar decisiones para incentivar el ingreso de generación.

La integración energética existente en las subregiones permite además compartir reservas, lo que tiende a mejorar la calidad y disponibilidad del servicio.

Lo cierto también es que una parte importante de la reserva de generación no es firme, ya que corresponde a centrales hidráulicas que no tienen una capacidad significativa de embalse. Por lo tanto, su producción depende en forma directa de los aportes hidráulicos existentes en cada momento y ello hace que en períodos secos, parte de esa oferta no esté disponible lo cual complica el normal abastecimiento de la demanda.

De todos modos y con independencia de la reserva de generación, las crisis económicas han afectado el normal ingreso de nuevas instalaciones, por ello, la mayor parte de los países de cada región tienen desafíos al normal

suministro para satisfacer el incremento de demanda que ha surgido con la reactivación económica ***(ver Cuadro 7).***

**Cuadro 7. Balance oferta-demanda**

| | MERCOSUR | Andina | Centro, Norte y Caribe |
|---|---|---|---|
| Demanda máxima | 92.310 | 34.920 | 49.254 |
| Hidráulica | 119.238 | 31.287 | 15.839 |
| Geotérmica | 0 | 0 | 1.560 |
| Nuclear | 3.025 | 0 | 1.365 |
| Térmica | 44.702 | 19.184 | 44.304 |
| **Total** | **166.965** | **50.471** | **75.068** |
| Reserva teórica | 45% | 31% | 34% |

Fuente: elaboración propia.

*La generación por región*

*Andina*

La capacidad efectiva neta de la región muestra una predominancia de plantas hidroeléctricas, completada con termoeléctricas que queman gas natural y carbón.

La confiabilidad del abastecimiento del sistema ha tenido mejoras sensibles en las dos últimas décadas. Sin embargo, las condiciones de disponibilidad dependen de los niveles de hidraulicidad en la región y del acceso a gas natural.

*MERCOSUR*

La capacidad de generación de esta región ha tenido un crecimiento sostenido después de la crisis de principios de siglo, con un rol muy preponderante de hidroelectricidad.

Debido al sostenido incremento de la demanda, aunque el balance de energía muestra que el sistema está equilibrado, el margen de reserva de generación ha caído considerablemente. En la actualidad la reserva existente se considera la mínima indispensable.

Debido a las condiciones hidráulicas de esta región, la producción hidroeléctrica tiene grandes variaciones, aún con suficiente energía disponible en escenarios de déficit de potencia, esto debido a la capacidad de punta de las represas, por lo que el sistema en general en

ALC no tiene limitaciones para la demanda de punta sino restricciones de energía, lo cual es una característica típica de los sistemas hídricos. La generación térmica de toda la región tiene una fuerte dependencia del gas natural.

*Centro, Norte y Caribe*

La mayoría de la generación de esta región se encuentra en manos privadas o cooperativas, con excepción de México donde está principalmente a cargo de una empresa estatal (Comisión Federal de Electricidad).

La evolución del parque de generación en los últimos años muestra un crecimiento equilibrado entre termoeléctricas e hidráulicas y el margen de reserva oscila entre el 40% y el 50%.

## Transmisión de electricidad

*La densidad de redes de transmisión por energía suministrada*

El Cuadro 8 presenta las longitudes de líneas de transmisión de los distintos países, latinoamericanos ordenadas por rangos de tensión.

En cada caso se ha calculado un índice que permite comparar las longitudes ponderadas por nivel de tensión[2] por unidad de demanda de energía anual, medida en TWh, para cada sistema, lo que da una idea de los requerimientos de inversión en transmisión para el suministro de energía.

Así, aquellos sistemas para los que este índice es alto, tienen normalmente largas líneas radiales que vinculan demandas de bajo porte, o sistemas de transmisión desarrollados para el transporte de energía generada en centrales hidroeléctricas (o a boca de pozo de gas natural), lejanas de los centros de demanda.

Dadas las naturales economías de escala que caracterizan a los sistemas de transmisión, es de esperar que sistemas con pequeñas demandas dispersas resulten en requerimientos de transmisión más onerosos ***(ver Cuadro 8, p. 18).***

Los resultados calculados muestran valores que son claramente superiores a 500 km/TWh para todas las regiones, alcanzando en algunos casos valores cercanos a 800 km/TWh en MERCOSUR.

Un cálculo similar para sistemas europeos muestra valores del índice en el entorno de 300 km/TWh ***(ver Cuadro 9, p. 19).***

En el caso de Estados Unidos, puede verificarse que la relación definida es aún menor a la europea (cerca de 200 km/TWh).

**2** Los km equivalentes se determinaron afectando a las líneas de hasta 150 KV, de 151 a 245 KV, de entre 246 KV hasta 449 kV y de más de 449 kV por el coeficiente 1, 2, 3 y 4 respectivamente, de modo de tener un índice equivalente de inversiones en transmisión.

**Cuadro 8. Densidad de líneas de transmisión**

| País | Energía demandada anual TWh | Índice Km/TWh |
|---|---|---|
| Colombia | 47 | 767 |
| Ecuador | 13 | 325 |
| Perú | 24 | 575 |
| Venezuela | 97 | 418 |
| Bolivia | 6 | 788 |
| **Región Andina** | **181** | **522** |
| Argentina | 105 | 696 |
| Brasil | 465 | 775 |
| Paraguay | 8 | 966 |
| Uruguay | 9 | 785 |
| Chile | 17 | 1758 |
| **MERCOSUR** | **610** | **792** |
| Costa Rica | 6 | 333 |
| El Salvador | 5 | 234 |
| Guatemala | 6 | 263 |
| Honduras | 1 | |
| Nicaragua | 2 | 555 |
| Panamá | 5 | 327 |
| México | 199 | 729 |
| **Centro, Norte y Caribe** | **224** | **668** |

Fuente: elaboración propia en base a información CIER.

La relación entre densidades de 800 y de 300 ó 200 km/TWh demuestra que ALC requiere de tres a cuatro veces más longitudes equivalentes de transmisión por unidad de demanda. Esto indica que las inversiones en transmisión son mucho más importantes que en Europa y Estados Unidos, por lo cual su regulación y planificación es un tema crítico que debe ser analizado en detalle cuando se analiza la infraestructura requerida.

### *Las empresas de transmisión*

Es generalizado el requerimiento para todas las regiones de alcanzar costos eficientes en la prestación del servicio, y especialmente en lo que refiere a operación y mantenimiento de las instalaciones.

**Cuadro 9. Densidad de líneas de transmisión Europa-Estados Unidos**

| Sistema interconectado | Capacidad instalada (GW) | Consumo anual TWh | Índice Km/TWh |
|---|---|---|---|
| UCTE | 585,0 | 2.345 | 317 |
| NORDEL | 91,2 | 380 | 298 |
| Báltica | 11,4 | 23 | 614 |
| Gran Bretaña | 76,0 | 384 | 133 |
| Irlanda | 5,3 | 22 | 312 |
| Chipre | 1,0 | 4 | 607 |
| Turquía | 36,0 | 140 | 1.074 |
| **Total** | **805,9** | **3.298** | **328** |
| Estados Unidos | – | 3.836 | 193 |

Fuente: elaboración propia en base a información de CIER.

También está generalizándose la exigencia de alcanzar determinadas metas de confiabilidad de las instalaciones, en muchos casos con aplicación de penalidades cuando estas metas no son alcanzadas.

En lo que refiere a la propiedad del capital accionario de la empresa operadora, se pueden apreciar variadas situaciones. La característica pública o privada del operador de transmisión no refiere, necesariamente, a la propiedad de los activos bajo su responsabilidad.

En algunos casos la transmisión está a cargo de una empresa pública, integrada verticalmente o no, que es en general dueña de los activos que opera y mantiene, en tanto que en otros casos se recurre a la figura de concesión a privados de la prestación de un servicio público, con reversión de los activos al Estado luego del plazo de concesión. En algunos países las transportistas privadas pueden ser dueñas de los activos a su cargo.

En aquellos casos en que se ha desarrollado o se busca desarrollar un mercado mayorista de generación, la condición de libre acceso a las redes para los agentes que estarán en competencia es imprescindible.

El establecimiento de un esquema de referenciamiento y medición continua del desempeño de las empresas que prestan servicios permite realizar análisis comparativo entre las mismas.

En ese marco se aplican varios indicadores técnicos orientados a medir el desempeño y la productividad de los procesos de operación y mantenimiento de transmisión, que permiten caracterizar los niveles de

confiabilidad y calidad del desempeño de las redes[3]. Los valores máximos y mínimos de los resultados para cada uno de los indicadores se muestran en el siguiente cuadro.

**Cuadro 10. Indicadores técnicos de calidad del servicio**

| Indicador | Máximo | Mínimo | Unidades |
|---|---|---|---|
| IENS | 6,65E-5 | 2,04E-5 | # Veces |
| FEI | 9,60E-2 | 1,97E-3 | # Veces |
| DEI | 2,04E-1 | 0,003 | Horas |
| TF | 0,231 | 0,035 | Interrupciones/100 km |
| CONF | 100% | 99,98% | % |
| DISPL | 99,60% | 99,51% | % |
| TFL | 261.306 | 0,334 | Fallas/100 km |

Fuente: elaboración propia.

## Distribución de electricidad

La situación de la distribución es diferente en cada región.

A pesar de que el promedio general de los índices de electrificación es superior al 90%, existen importantes diferencias entre las regiones y dentro de las mismas. Aun después de que varios países han realizado progresos importantes en este sentido en los últimos años.

La región más homogénea y más electrificada es MERCOSUR, aunque el país con más alta tasa de electrificación es Venezuela.

En la región Centro, Norte y Caribe se destaca Costa Rica, con más del 98 % de viviendas electrificadas y México tiene un porcentaje de electrificación del 97% ***(ver Cuadro 11).***

A continuación se detallan las características de los sistemas de distribución predominantes en las regiones bajo estudios.

### *Andina*

Esta región muestra diversas estructuras de propiedad de las empresas distribuidoras. Perú, luego de la reforma del sector eléctrico, ha realizado una apertura fuerte a capitales privados, particularmente en lo que refiere a las empresas distribuidoras más importantes.

Colombia, se encuentra en una situación intermedia respecto de la participación del capital privado, estando actualmente en el proceso

**3** Índice de energía no suministrada (IENS): mide la magnitud del racionamiento de energía a los consumidores finales, debida a los eventos de la función de transmisión, relativa a la energía total demandada que requiere de dicha función para su abastecimiento.

Frecuencia equivalente de interrupción (FEI): mide el número de veces en que es interrumpida la demanda máxima originada en eventos de la función de transmisión debido a causas programadas y no programadas.

Duración equivalente de interrupción (DEI): mide la duración promedio de interrupciones originadas por causas programadas y no programadas que los consumidores sufrieron en el período.

Tasa de interrupción (TF): corresponde a la cantidad de cortes por año del servicio debido a eventos forzados y programados de la función de transmisión y/o transformación.

Confiabilidad del suministro (CONF): mide el porcentaje del tiempo en que el sistema de transmisión permite atender toda la demanda de los consumidores finales.

Disponibilidad de Circuitos (DISPL):es la proporción entre el número total de horas disponibles de los circuitos y el número de horas calendario del mismo período.

Tasa de fallas de líneas de transmisión (TFL): el objetivo de este indicador es evaluar la cantidad de fallas por unidad de longitud en los circuitos por año.

**Cuadro 11. Características de la distribución en los países de las regiones**

| País | Población total (miles) | Clientes servidos (miles) | Población servida (miles) | Población electrificada (%) | Viviendas totales (miles) | Viviendas electrificadas (miles) | Viviendas electrificadas (%) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Argentina | 40.134 | 13.730 | s/d | s/d | s/d | 11.724 | 95,00 |
| Bolivia | 10.225 | 1.634 | 7.646 | 74,80 | 2.502 | 1.871 | 74,80 |
| Brasil | 193.934 | 65.722 | 190.575 | 98,30 | 57.037 | 56.140 | 98,40 |
| Chile | 16.970 | s/d | s/d | s/d | 5.133 | 4.928 | 96,00 |
| Colombia | 44.460 | 10.441 | 38.620 | 86,90 | 10.571 | 9.559 | 90,40 |
| Ecuador | 13.627 | 3.745 | s/d | s/d | s/d | s/d | s/d |
| Paraguay | 6.396 | 1.279 | 6.266 | 98,00 | 1.204 | 1.180 | 98,00 |
| Perú | 29.132 | 4.879 | 22.443 | 77,00 | 7.996 | 5.917 | 74,00 |
| Uruguay | 3.345 | 1.283 | 3.271 | 97,80 | 1.392 | 1.361 | 97.8 |
| Venezuela | 28.584 | 5.544 | s/d | s/d | s/d | s/d | s/d |
| Costa Rica | 4.509 | 1.415 | 4.463 | 99,00 | 1.097 | 1.086 | 99,00 |
| El Salvador | 5.744 | 1.444 | 4.697 | 81,80 | 1.668 | 1.475 | 88,40 |
| Guatemala | 14.030 | s/d | s/d | s/d | s/d | s/d | s/d |
| Honduras | 7.473 | 1.236 | s/d | s/d | 1.558 | 1.236 | 79,30 |
| Nicaragua | 5.749 | 736 | s/d | s/d | s/d | s/d | s/d |
| Panamá | 3.454 | 786 | s/d | s/d | s/d | s/d | s/d |
| República Dominicana | 9.756 | 1.449 | 9.317 | 95,50 | 2.292 | 2.173 | 94,80 |

Fuente: s/d: sin datos CIER Estadísticas 2009.

de convocatoria de interesados para más de una decena de empresas distribuidoras públicas, pero manteniendo la participación efectiva del estado en todas las distribuidoras del país.

Venezuela hasta el año 2006 tuvo empresas privadas de importancia, además de una significativa participación del sector público. A partir de enero de 2007 decidió la estatización de las empresas privadas, por lo cual actualmente el Estado asume totalmente la conducción del sector eléctrico.

En Ecuador, todas las distribuidoras tienen participación pública plena.

### *MERCOSUR*

Esta región también muestra diversas estructuras de propiedad de las empresas distribuidoras.

En Uruguay y Paraguay, el sector de distribución está integrado con las demás actividades del sector eléctrico en una única empresa pública.

Argentina tiene una gran cantidad de empresas distribuidoras privadas, las que representan una amplia mayoría en la cantidad de clientes atendidos, aunque permanecen algunas empresas provinciales -de importancia- totalmente públicas.

Chile muestra el sector con la mayor participación privada de la región.

Brasil tiene una gran cantidad de empresas distribuidoras privadas, las que congregan un volumen relevante de clientes atendidos, y también empresas públicas importantes de capital abierto y algunas empresas netamente públicas.

Bolivia, durante el período de apertura, dio una fuerte participación a capitales privados, particularmente en lo que refiere a las empresas distribuidoras más importantes, posteriormente decidió disminuir la participación de empresas privadas y el Estado asumió una importante porción de la conducción del sector eléctrico.

### *Centro, Norte y Caribe*

Honduras y Costa Rica muestran el sector de distribución integrado con las demás etapas del sector eléctrico en una única empresa pública. México se encuadra dentro de esta descripción, con CFE como empresa única.

Guatemala, Panamá, El Salvador y Nicaragua tienen el sector de distribución atendido por empresas privadas.

## Aspectos medioambientales

América Latina y el Caribe tienen una gran dotación de recursos naturales cuyo aprovechamiento en condiciones adecuadas tiene el potencial de reducir la pobreza y mejorar la calidad de vida. El desarrollo sostenible de la región requiere de importantes inversiones en infraestructura para el crecimiento económico y el suministro de energía a una demanda creciente, al mismo tiempo que deben ser enfrentadas las presiones sobre su base de recursos y las amenazas asociadas al cambio climático.

El desarrollo sostenible del sector energético es actualmente un desafío en todo el mundo; es necesario encontrar respuestas efectivas a los aumentos del precio del petróleo y a la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. En el caso de ALC las soluciones deben considerar, además, la necesidad de aumentar la cobertura de servicios

energéticos en áreas en que ésta es aún insuficiente y facilitar el acceso a fuentes energéticas adecuadas a una parte significativa de la población.

No obstante, los proyectos de transmisión nacionales y regionales y el desarrollo de la generación hidráulica, tienen también potencial de afectar los ecosistemas más importantes del continente y de desplazar grupos vulnerables, amenazando la sostenibilidad de la explotación de los recursos naturales y el desarrollo económico en el largo plazo, si no se diseñan y operan en un marco de desarrollo sostenible.

# Capítulo2

# La regulación sectorial

## La generación

*La organización de la generación y su expansión*

Desde la década de los noventa la generación eléctrica se ha organizado en la mayor parte de los países como un mercado de libre ingreso, donde los precios marginales de corto plazo llevan al ingreso de nueva generación y se ha transformado en un sector muy eficiente, incluso en aquellos países que como México no lo ha transformado en un esquema de mercado.

El ingreso libre de nueva generación cuando el precio de mercado lo justifica se ha ido transformando, por problemas de mercado, oscilación del precio de los productos primarios, defectos de diseño, entre otros, en ingreso por mecanismos de licitación en los cuales los potenciales inversores compiten por acceder a contratos de largo plazo que reducen su riesgo y facilitan la financiación de nuevos proyectos de generación. Estas subastas están enfocadas y justificadas por la intención de los reguladores de garantizar un nivel mínimo de margen de reserva, mediante la incorporación de nueva inversión en condiciones competitivas. Esta alternativa consiste en convocar subastas sujetas a plazos y condiciones de manera que los seleccionados tengan tiempo suficiente para desarrollar su inversión y un ingreso mínimo garantizado por un periodo suficiente de años, y que se afirme la seguridad de suministro, con una potencia que se denomina firme.

Además de la seguridad de suministro, el otro tema clave de estas licitaciones es que resuelve el precio de la energía que se incorpora a la tarifa regulada.

Existen algunas experiencias exitosas en la región:

- Colombia: el mecanismo del cargo por confiabilidad colombiano constituye un ejemplo paradigmático para ilustrar la alternativa de tomar el pago por capacidad como variable de apoyo para la entrada de nueva generación en un sistema.

- Brasil: las licitaciones desarrolladas en el caso brasileño resuelven algunos de los aspectos clave de forma eficiente:

    - Las licitaciones son organizadas centralizadamente por el gobierno, que agrega las demandas de los usuarios regulados de las distribuidoras.

    - La cantidad a contratar es informada por las distribuidoras (sin interferencia del gobierno).

    - Son realizadas licitaciones anuales y de productos estandarizados,

    - Son realizadas licitaciones separadas de corto y de largo plazo.

*La generación renovable no convencional*

La sustentabilidad y disponibilidad local se han convertido en algunos de los atributos más preciados de las fuentes energéticas primarias en el ámbito mundial. La afectación que producen al medioambiente algunas tecnologías convencionales, ha incentivado progresivamente el desarrollo de las llamadas tecnologías limpias, ya sea porque éstas evitan los efectos nocivos de las convencionales o porque reutilizan o capturan elementos generados por otras actividades con efectos ambientales negativos (biomasa, biogás).

Es así que el concepto de desarrollo sostenible se ha convertido en el principal promotor del empleo de fuentes renovables de energía. Desde la subscripción de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC) y del Protocolo de Kioto a finales de 1997 —que entrara en vigor en 2005— han sido numerosas las acciones que han ido desarrollando los diferentes países para propiciar el desarrollo de fuentes renovables de energía, en particular las naciones industrializadas con objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero comprometidos mediante este protocolo.

Más recientemente, los elevados precios que se han alcanzado en los mercados internacionales de hidrocarburos y la percepción de que estos son de naturaleza volátil, se ha sumado como factor relevante para el desarrollo a nivel global de fuentes renovables, lo que puede significar el despegue definitivo a escalas mayores en países en vías de desarrollo,

efecto por ahora solo registrado en pocos casos y restringido a ciertas tecnologías.

Uno de los campos de acción más relevantes para el desarrollo de fuentes renovables ha sido y es el sector eléctrico, habida cuenta de las múltiples opciones tecnológicas para generar electricidad en base a recursos renovables que se han ido desarrollando en este contexto.

Las acciones de los países para el desarrollo de las Energías Renovables no Convencionales (ERNC) han ido convergiendo a la fijación de políticas específicas, que en forma general se pueden clasificar en dos: aquellas que fijan objetivos de participación de fuentes renovables en forma mandatoria, complementadas con algún mecanismo de comercialización de excedentes y faltantes respecto de la obligación, y aquellas que, si bien establecen objetivos como el anterior, implementan incentivos prefijados para su desarrollo tales como tarifas especiales para remunerar la energía producida.

Las acciones de promoción implican que, a través de la regulación, se creen condiciones para el desarrollo de las energías renovables en la medida en que la propia dinámica de los mercados energéticos no sea capaz de lograrlo. Es evidente, asimismo, que las acciones de promoción requieren ser más importantes cuando mayor es la brecha entre el costo de mercado del abastecimiento energético con fuentes tradicionales, y el costo de desarrollo de las tecnologías renovables, entendiendo por costo de mercado a aquel que resulta de mantener una situación de *status-quo* de los marcos regulatorios (esto es, sin introducir consideraciones particulares para energías renovables). Como se mencionó anteriormente, los elevados precios internacionales de combustibles líquidos experimentados hace pocos años, han sido un motivador adicional para el desarrollo de renovables, pues redujo sustancialmente esa brecha.

En la actualidad las energías renovables en el ámbito mundial representan el 18%[4] de la generación eléctrica (la mayoría de esta participación considera las energías hidráulica y eólica) mientras que la contribución de las mismas al suministro de energía térmica (por ejemplo como biocombustibles) es de un 24%[5] La participación de las energías fotovoltaica, solar, eólica y la bioenergía ha crecido rápidamente en los últimos años, efecto que se atribuye a las inversiones en investigación y desarrollo que se iniciaron hace más de tres décadas. Se estima que antes de 2015 el conjunto de energías renovables (incluyendo todo tipo de hidroeléctricas), supere al gas natural en términos de su participación en la generación de electricidad, alcanzando en ese año un 20%[6], para ocupar así el segundo puesto a nivel mundial detrás del carbón. Para 2030 se estima que la generación eléctrica sobre la base de renovables será del 23%, siendo esta porción mayor en los países desarrollados (26%) que en aquellos en vías de desarrollo (22%). En estos últimos, el 17% corresponde a generación hidroeléctrica, mientras que el 5% restante a otras tecnologías renovables. La energía eólica ha sido la gran beneficiada y la capacidad instalada de eólicas en el mundo subió de 24.000 MW en 2001 hasta prácticamente 170.000 MW en 2010.

**4** Agencia Internacional de Energía, *Renewable Energy Outlook*. 2008. Disponible en: http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2008/weo2008.pdf Pág. 159.

**5** Greenpeace. Revolución Energética: *Perspectiva Mundial de la Energía Renovable*. 2008. Disponible en: http://www.greenpeace.org/raw/content/mexico/prensa/reports/r-evoluci-n-energetica-persp.pdf

**6** Agencia Internacional de Energía, *Renewable Energy Outlook*. 2008. Disponible en: http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2008/weo2008.pdf Pág. 160.

En los últimos años, diversos países de ALC han comenzado a promover el desarrollo de estas tecnologías a escalas mayores, destacándose el mecanismo de licitación organizada en el marco de programas nacionales para asignación de contratos de venta de energía de largo plazo. Se destacan así:

- Brasil, con la implementación del Programa de Incentivo de Fuentes Alternativas que incluye las tecnologías solar, eólica y biomasa.

- Perú, con la implementación de subastas particulares para recursos de energías renovables.

- Uruguay, con la implementación de licitaciones para compra de energía de centrales a biomasa y eólicas.

- México, con la implementación de contratos de compra para energía eólica para servicio público a través de CFE.

- Argentina, con la implementación de una licitación para compra centralizada de energía proveniente de distintas fuentes renovables (GENREN), incluyendo generación eólica, geotérmica, pequeñas hidroeléctricas, biomasa y otros.

Países como Colombia o Chile, si bien han desarrollado legislación al respecto, por el momento mantienen una política menos agresiva en la materia, si bien el último implementó una cuota obligatoria para la participación de renovables en la generación (ley de Energías Renovables No convencionales –ERNC) e implementó además algunos incentivos particulares para renovables tales como reducción en los cargos por uso de la red de transmisión y facilidades financieras a través de CORFO.

En lo referente a generación eólica en particular, la capacidad instalada en la región se duplicó en 2009, esencialmente por los incrementos en Brasil y México. La siguiente tabla resume la capacidad instalada eólica en la región en 2008 y 2009, observándose que en Argentina esta actividad solo se ha desarrollado en pequeña escala ***(ver Cuadro 12).***

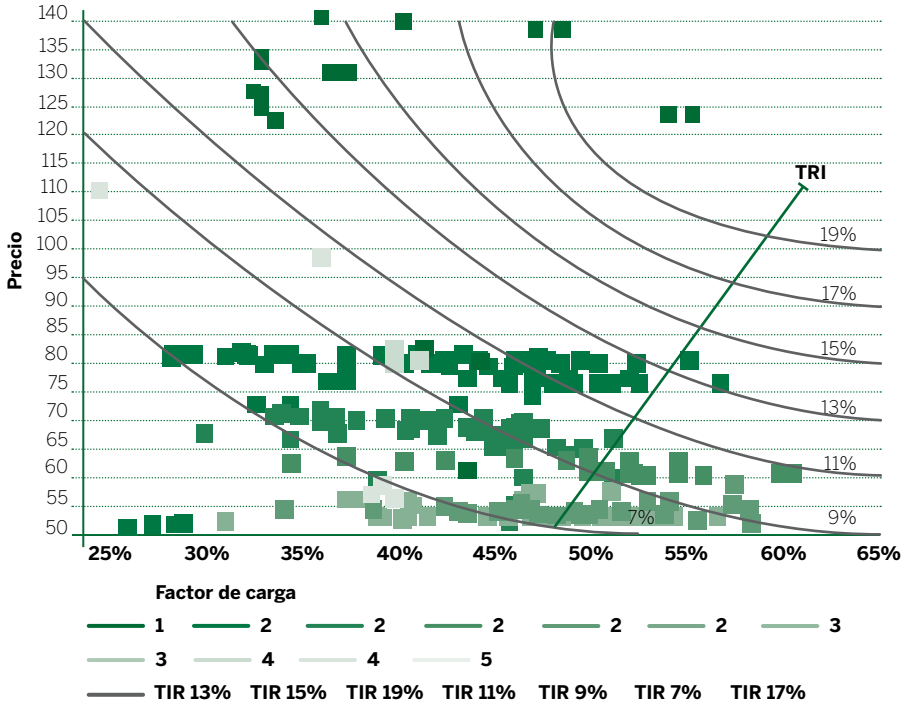
En el siguiente gráfico se observa una comparación con los precios de energía en contratos con generación eólica obtenidos en la región a través de licitaciones en Brasil, Perú, Uruguay, Chile y Argentina comparando con factor de despacho y precio resultante para cada emprendimiento. De manera indicativa se muestran las curvas de Tasa Interna de Retorno (TIR) después de impuestos ***(ver Gráfico 3).***

**Cuadro 12. Capacidad de generación eólica en América Latina y el Caribe**

| País | MW INICIOS 2008 | MW 2009 |
|---|---|---|
| Argentina | 27 | 29 |
| Brasil | 247 | 600 |
| Chile | 20 | 58 |
| Colombia | 20 | 20 |
| Costa Rica | 70 | 98 |
| Cuba | 7 | 12 |
| Ecuador | 2,4 | 2 |
| México | 88 | 320 |
| Nicaragua | 0 | 39 |
| Perú | 0,7 | 1 |
| Uruguay | 0,7 | 21 |
| Caribe | 53 | 53,2 |
| **Total** | **536** | **> 1.250** |

Fuente: LAWEA – noviembre 2009.

**Gráfico 3. Comparación de ofertas por generación eólica en el ámbito regional**




Fuente: elaboración propia.

## La transmisión

La evolución de la transmisión es crítica para el desarrollo del mercado de generación y la seguridad de suministro del consumo.

Durante la transformación se fue avanzando esencialmente en la asignación de responsabilidades a la generación y demanda en tomar la decisión de las expansiones requeridas, como respuesta a lo que en muchos países fueron esquemas de planificación con resultados poco eficientes. Ese esquema establecido en Chile, Perú y Argentina esencialmente, considerando además la característica radial de esos sistemas, ha tenido sus limitaciones a medida que la transmisión se hizo más mallada e incluso a dar espacio al desarrollo adecuado de una matriz que responda a diversas fuentes de generación. En la medida que las fuentes primarias son más volátiles, para tomar la decisión de cuáles son las ampliaciones necesarias se requiere una planificación más sólida.

En este aspecto ha sido siempre un ejemplo en la región la experiencia de Brasil y de sus sistemas de expansión de corto y largo plazo. Las mejoras que en este aspecto ha hecho Perú, al menos en término de diseño, los cambios de Chile, al igual que Centroamérica son una muestra que hay un cambio positivo en respuesta a las necesidades. De todos modos la eficiencia de la planificación de la transmisión es la primer muestra que el país ha logrado una institucionalidad sectorial adecuada.

Como mencionamos, el primer tema es la decisión de la expansión y el segundo cómo se implementa y a qué precio.

El seguimiento de la evolución de los precios de las expansiones de transmisión muestra claramente el nivel de competencia sectorial por el suministro y también la institucionalidad sectorial. En este aspecto la región ha avanzado notablemente desde un extremo al otro.

Desde la situación de empresas únicas de transmisión se ha pasado a dejar la expansión en manos de nuevas empresas a cargo de proyectos de financiamiento, desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión con acuerdo de concesión por un largo periodo. Muchos de los países de la región (Argentina, Bolivia, Perú, Colombia, Chile, Brasil, Guatemala), han adoptado sistemas de regulación similares, que en términos generales se podría definir como un contrato BOOT (construcción, propiedad, operación y transferencia, por sus siglas en inglés), que es una Participación Público-Privada (PPP) del proyecto en el que una organización privada lleva a cabo un gran proyecto de desarrollo bajo contrato para un socio del sector público, tal como una agencia gubernamental.

La primera vez que la metodología de la Empresa de Transmisión Independiente se aplicó fue en 1994 y desde ese año, ha habido muchas experiencias en la región, especialmente en Brasil, que ha desarrollado la

expansión de transmisión a través de este tipo de empresas. La ANEEL en Brasil llevó a cabo hasta el primer semestre de 2010 unos 38.800 km de nuevas líneas de transmisión y un total de 60.600 MVA. Estos proyectos han atraído a los inversionistas nacionales e internacionales, especialmente de países como España, Italia, Portugal y también ha habido importantes inversiones dentro de los mismos países de ALC.

En general, la ETI tiene las siguientes características regulatorias:

- La concesión es por 30 años, o más, con una tarifa anual definida en un concurso público. La regulación del rendimiento está relacionado con la disponibilidad y el número de fallos.

- La tarifa anual durante los primeros 30 años de concesión es por lo general la cantidad propuesta en el concurso de los 15 primeros años y luego un porcentaje del monto del concurso para los siguientes 15 años. Este porcentaje es el 30% en Argentina, el 50% en Brasil y 100% en Perú y Colombia. La razón de esta caída en la tarifa es que es conveniente para el usuario para reducir la depreciación del primer período, porque esta reducción, ante el mismo valor presente, produce un arancel considerablemente más bajo promedio durante la vida útil de las instalaciones. Sin embargo, se produce un pequeño aumento en la tarifa a corto plazo cuando la tasa de rendimiento es alta.

- El regulador de Brasil y Perú, la Unidad de Planeación de Colombia y los beneficiarios en la Argentina lideran el proceso de licitación.

- El pago está garantizado por el gestor de red independiente y la compañía administradora del mercado en todos los casos.

Con este sistema se ha logrado una gran eficiencia en la reducción de los costos de la expansión.

## La distribución y las tarifas reguladas

*Las tarifas reguladas*

La mayor parte de la región tiene asignada la responsabilidad de la distribución a empresas privadas, excepto México, Venezuela, Paraguay y Ecuador.

Un tema clave de la distribución es que las tarifas se aliñen con los costos de suministro. Para ello el cálculo de costos eficientes es muy importante y que las tarifas que se apliquen sean representativas del mismo. En este aspecto se ha avanzado notablemente pasando de modelos de empresa de referencia, generalmente en los países con menos posibilidad de comparación en sí mismo y *benchmarking* econométricos como los

aplicados por Brasil y México. No obstante ello en algunos países, como Argentina, Ecuador, México y Venezuela entre otros, las tarifas no son representativas de esos costos eficientes lo cual afecta el desarrollo de la infraestructura necesaria para un suministro con la calidad requerida.

Una comparación de las tarifas hoy vigentes en América Latina muestra una notoria diversidad, no solo en el nivel medio de las mismas, sino en la estructura tarifaria aplicada. También son distintos los esquemas definidos para la prestación del servicio, desde los casos en los que es posible verificar una fuerte participación privada entre los prestadores (Chile, Brasil, Perú, Guatemala, El Salvador), hasta los casos en que el Estado ha asumido total o casi totalmente la responsabilidad de la prestación (Paraguay, Uruguay y Costa Rica), con varios casos mixtos (Colombia y Bolivia).

En cualquier caso, ya sea que el servicio sea prestado por empresas públicas o privadas, permanece inalterable el hecho de que alguien debe pagar el costo del servicio, ya sea los usuarios en sus facturas o los ciudadanos a través de los impuestos. De lo contrario, los activos (y los usuarios del servicio), sufren las consecuencias de desinversión y/o de un mantenimiento insuficiente. Las políticas redistributivas que los gobiernos estiman necesarias pueden implementarse ya sea con subsidios cruzados (y en este caso algunos usuarios aportarán con el pago de su factura los fondos necesarios para la provisión del servicio de quienes no pueden pagar los costos que ocasionan), o con subsidios desde el Estado (financiados por quienes pagan impuestos).

En este sentido, resulta crítico que la prestación del servicio resulte tan eficiente como sea posible, a fin de minimizar los costos totales necesarios, y también que el esquema de subsidios sea cuidadosamente diseñado, a efectos de evitar la exclusión de quienes deberían ser destinatarios, pero también la inclusión de quienes tienen capacidad de pago de los costos de prestación del servicio. Una prestación ineficiente del servicio o un esquema de subsidios no selectivo pueden conducir a resultados regresivos, impidiendo la mejor aplicación de recursos escasos y en particular la disponibilidad de recursos para mejorar la cobertura.

Un trabajo realizado por especialistas del Banco Mundial en el año 2006 presenta la evolución de la tarifa eléctrica en los países latinoamericanos entre los años 1992 y 2002, y muestra en grandes líneas su relación con los costos de servicio. Las tarifas se clasifican en tres grupos, aquellas que permiten recuperar los costos de operación y mantenimiento (O&M) y además aportan significativamente a la recuperación de los costos de capital, las que cubren los costos de O&M pero casi no contribuyen a la recuperación de costos de capital y, finalmente, aquellas que no alcanzan a cubrir los costos de O&M. El Cuadro 13 ha sido elaborado con la información de tarifas correspondiente al año 2009 y se presenta a continuación ***(ver Cuadro 13).***

**Cuadro 13. Evolución de las tarifas medias**[1]

| País | Tarifa promedio (USD/kWh) | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Residencial | | | | Industrial | | | |
| | 1992 | 1996 | 2002 | 2009 | 1992 | 1996 | 2002 | 2009 |
| Argentina | 0,09 | 0,12 | 0,04 | 0,04 | 0,09 | 0,09 | 0,02 | 0,05 |
| Bolivia | 0,07 | 0,08 | 0,06 | 0,08 | 0,07 | 0,09 | 0,04 | 0,05 |
| Brasil | 0,08 | 0,15 | 0,08 | 0,19 | 0,06 | 0,06 | 0,04 | 0,18 |
| Chile | 0,14 | 0,15 | 0,08 | 0,20 | 0,08 | 0,08 | 0,06 | 0,14 |
| Colombia | 0,04 | 0,05 | 0,07 | 0,17 | 0,07 | 0,10 | 0,06 | 0,17 |
| Costa Rica | 0,06 | 0,08 | 0,06 | 0,12 | 0,08 | 0,11 | 0,07 | 0,12 |
| Ecuador | 0,02 | 0,03 | 0,09 | 0,09 | 0,04 | 0,06 | 0,08 | 0,08 |
| El Salvador | 0,04 | 0,09 | 0,09 | 0,19 | 0,04 | 0,12 | 0,11 | 0,18 |
| Guatemala | 0,05 | 0,08 | 0,08 | 0,17 | 0,07 | 0,11 | 0,07 | 0,16 |
| Honduras | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,11 | 0,05 | 0,10 | 0,06 | 0,14 |
| México | 0,06 | 0,05 | 0,08 | 0,09 | 0,06 | 0,04 | 0,06 | 0,13 |
| Nicaragua | 0,06 | 0,12 | 0,13 | 0,14 | 0,07 | 0,11 | 0,11 | 0,14 |
| Panamá | 0,16 | 0,13 | 0,12 | 0,16 | 0,14 | 0,11 | 0,10 | 0,16 |
| Paraguay | 0,06 | 0,07 | 0,05 | 0,08 | 0,04 | 0,06 | 0,03 | 0,05 |
| Perú | 0,02 | 0,16 | 0,11 | 0,13 | 0,08 | 0,06 | 0,07 | 0,07 |
| Uruguay | 0,11 | 0,17 | 0,10 | 0,22 | 0,08 | 0,09 | 0,05 | 0,13 |
| Venezuela | 0,02 | 0,02 | 0,06 | 0,04 | 0,02 | 0,02 | 0,03 | 0,04 |
| Promedio | 0,07 | 0,10 | 0,09 | 0,13 | 0,07 | 0,09 | 0,07 | 0,12 |
| Mediana | 0,06 | 0,09 | 0,08 | 0,14 | 0,07 | 0,09 | 0,06 | 0,14 |
| Mínimo | 0,02 | 0,02 | 0,04 | 0,04 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,04 |
| Máximo | 0,18 | 0,16 | 0,16 | 0,22 | 0,14 | 0,13 | 0,11 | 0,18 |
| **Recuperación costos (% países)** | | | | | | | | |
| Significativa de costos de capital | 32 | 68 | 63 | 68 | 74 | 89 | 68 | 79 |
| Básicamente de costos O&M | 52 | 21 | 37 | 21 | 21 | 6 | 16 | 16 |
| Menos que costos O&M | 16 | 11 | 0 | 11 | 5 | 5 | 16 | 5 |

[1] A efectos de la clasificación en el año 2009, se ha considerado que los costos de servicio han sufrido un ajuste de un 20%. Este ajuste, que se considera conservador, responde por un lado, a la apreciación que han tenido varias de las monedas latinoamericanas desde el año 2002, que incide en los precios locales en dólares y particularmente en la mano de obra, y por otro al aumento del precio de los combustibles. Los criterios considerados para la clasificación son los siguientes.

Fuentes: *Vivien Foster and Tito Yepes, Is Cost Recovery a Feasible Objective for Water and Electricity?* The Latin American Experience. The World Bank 2006. CIER Síntesis informativa 2010 CEPAL Centroamérica. Estadísticas del Subsector Eléctrico 2009 Banco de México.

*Tarifa residencial:*

Inferior a 0,04 USD/kWh: insuficiente para cubrir costos O&M Superior o igual a 0,08: aporte significativo a costos de capital. Para el año 2009, los valores adoptados son de 0,05 y 0,10 respectivamente.

*Tarifa industrial*

Inferior a 0,04 USD/kWh: insuficiente para cubrir costos O&M Superior a 0,05: aporte significativo a costos de capital. Para el año 2009, los valores son de 0,05 y 0,06 respectivamente.

*La capacidad de pago de los usuarios*

En principio, el establecimiento de tarifas que reflejan los costos de prestación del servicio propende a una asignación eficiente de los recursos. Por lo tanto, la razón fundamental para que las tarifas no cubran los costos de servicio, o para que cubriéndolos en media, no respondan a los costos ocasionados por los distintos tipos de clientes, es tomar en consideración la capacidad de pago de los mismos.

Sin embargo, el acceso de la población a la electricidad presenta importantes externalidades positivas, que justifican la adopción de políticas de universalización del servicio.

Para ello, es imprescindible que la fijación de tarifas tome en consideración la capacidad de pago de los usuarios.

La capacidad de pago de los usuarios del servicio eléctrico presenta situaciones muy diversas en distintos países de ALC.

Así, el porcentaje de la población que debería gastar más del 5% de sus ingresos para pagar un consumo de subsistencia a una tarifa que cubra los costos de servicio, puede alcanzar niveles de alrededor del 50% en los países con ingreso per cápita más reducido. El mismo porcentaje es inferior al 10 % en los países de la región con ingreso per cápita más alto.

Por lo tanto, las dimensiones del problema enfrentado no son las mismas en todos los casos, ni tampoco las soluciones óptimas para ello.

La utilización de subsidios cruzados puede ser la solución para recaudar los costos de servicio cuando se trata de subsidiar a un porcentaje reducido de los usuarios, pero no es factible si este porcentaje es elevado.

A diferencia de lo que sucede en África, en ALC, los análisis realizados por el Banco Mundial indican que el problema de capacidad de pago del consumo de subsistencia se limita al primer quintil de nivel de ingresos

de cada país, excepto en los países de ingreso per cápita más bajo que enfrentan precios internacionales para los servicios de electricidad.

Sin embargo, uno de los problemas encontrados en el diseño de las políticas de subsidios es la caracterización del usuario a ser protegido. Así, es usual la utilización del nivel de consumo como indicador de esa condición, lo que ha llevado a programas que subsidian un importante porcentaje de los hogares servidos, aún en países con niveles de ingresos relativamente altos, como Colombia o Argentina.

La innecesaria inclusión de hogares que pueden enfrentar sus costos de servicio desvía recursos necesarios para el desarrollo del sistema y el avance de la cobertura, entre otros.

### *Las pérdidas no técnicas de la distribución*

Las pérdidas de energía representan costos adicionales para el suministro eléctrico, ya sean pérdidas técnicas o comerciales. Esos costos adicionales deben ser financiados por los usuarios que efectivamente pagan lo que consumen o por los contribuyentes a través de impuestos.

Quienes roban energía usufructúan de hecho un subsidio del 100% que es pagado por los otros consumidores, o requiere de aportes adicionales del Estado para mantener un servicio sustentable, sin que exista verificación de que no pueden hacer frente a la tarifa vigente. El consumo de energía no medido y no cobrado fomenta el desperdicio, sobrecarga las redes, afecta la calidad de servicio de quienes pagan y, en general, provoca distorsiones en la operación, mantenimiento y financiamiento del sistema.

En varios países de ALC, las pérdidas constituyen un problema de magnitud, que debe ser encarado y considerado en el diseño estratégico del sector, porque constituye una amenaza a la sustentabilidad del desarrollo del sistema eléctrico. Para ello, se contará con esquemas de conexión blindados y herramientas de control cada vez más sofisticadas a precios competitivos, pero el éxito en esta gestión dependerá finalmente del convencimiento del gobierno en cuanto a su importancia y de implantar un cambio en la cultura de pago de los usuarios.

## Los subsidios en tarifas eléctricas y la equidad de su asignación

Los subsidios en tarifas eléctricas tienen como objetivo fundamental proveer algún tipo de bien social, tal como mejorar los ingresos o la calidad de vida de un grupo determinado, para asegurar que los sectores de menores recursos puedan satisfacer sus necesidades básicas de electricidad a un costo razonable desde el punto de vista de su capacidad adquisitiva, y así contribuir a la redistribución de los ingresos de los habitantes.

En América Latina las políticas de subsidios son parte integrante de la política social y están destinadas principalmente a los consumidores. Mientras que la mayor parte de los subsidios existentes en los países de la OECD van a la producción y al desarrollo de proyectos de generación de energía renovable y nuclear, los países de ingresos medios-bajos presentan un patrón común al generar subsidios para la demanda y consumo final de electricidad, básicamente. El fin último de las ayudas que concede el Estado es, en la mayor parte de los casos, aumentar el acceso a los servicios de modo de sanear las desigualdades y carencias generadas por el modelo implementado, y reducir la carga de las tarifas en el ingreso monetario de los hogares.

La experiencia latinoamericana en la aplicación de esquemas de subsidios al consumo o al acceso al servicio eléctrico es variada, así como los mecanismos de financiación. Sin embargo, es posible agruparlos en dos grandes modalidades –no necesariamente excluyentes–.

- Esquemas en donde la discriminación de precios está basada en características socioeconómicas para el caso de usuarios domésticos, o en la actividad económica para el resto de los usuarios. Estos se denominan subsidios específicos.

- Esquemas en donde la discriminación de precios está basada en los niveles de consumo, por ejemplo, a través de un umbral excluyente (un consumo por encima del mismo hace perder completamente el subsidio), o incluyente (solo el consumo por encima del umbral pierde el subsidio, pero las unidades iniciales no).

Se distinguen dos variantes de los subsidios específicos:

- Subsidios específicos directos, establecidos en general como descuentos de precios a hogares que califican según un mecanismo previamente establecido para comprobar el nivel de ingresos;

- Subsidios específicos indirectos, basados en características observables –por ejemplo, habitacionales o regionales– como aproximaciones al nivel de ingresos.

El caso de Chile es un ejemplo de subsidios específicos directos con comprobación previa de nivel de ingresos: la tarifa doméstica posee un único bloque tarifario, sin posibilidades de subsidios cruzados de ningún tipo; y se aplica un subsidio directo y explicito financiado por el Estado y destinado a los hogares que califican según una encuesta domiciliaria (denominada Ficha de Protección Social, que es un instrumento de focalización para diversos programas sociales), que aplica también para los servicios públicos de agua y saneamiento[7].

Un ejemplo de subsidios específicos indirectos se encuentra en Colombia, donde se usa un criterio de zonificación para determinar los subsidios:

**7** Cabe mencionar que en el caso de la electricidad, a diferencia de agua y saneamiento, los beneficios sociales han sido contingentes, habiéndose aplicado en períodos excepcionales en los cuales el precio de la energía eléctrica sufre aumentos muy grandes que impactan considerablemente en las facturas de los usuarios domésticos.

existe un umbral de consumo para recibir el subsidio al que se le agrega un elemento de focalización, clasificando a los hogares en estratos según la zona geográfica a la que pertenece (región, barrio, etc.). Para esto último, los municipios realizan una estratificación socioeconómica de las viviendas en seis grupos, en la que el primer estrato es clasificado como el más carencial. Los estratos 1, 2 y 3 son los únicos habilitados por ley para recibir subsidios. El estrato 4 paga la tarifa plena, mientras que los estratos 5 y 6, los usuarios industriales y los usuarios comerciales soportan un precio mayor, constituyéndose así un subsidio cruzado. Este esquema con algunas variantes particulares, opera también en los sectores de agua y saneamiento, gas natural y telefonía básica.

En México también existe un programa de subsidios específicos directos —el cual se aplica de forma paralela a un esquema de subsidios implícitos en las tarifas eléctricas—. En el año 2007 el Gobierno Federal puso en marcha el programa *Oportunidades Energético,* mediante el cual se brinda apoyo a las cinco millones de familias inscriptas en el mencionado programa Oportunidades. La ayuda equivale a 50 $ MxN mensuales (USD 4) y se entrega bimestralmente. Este beneficio representa un 25% de lo que en promedio gastan las familias objetivo del programa. Este nuevo subsidio se otorgó sin conexión alguna con las tarifas eléctricas vigentes, por lo cual constituye un subsidio adicional para los hogares elegibles. El programa es pequeño en relación a los subsidios en tarifas eléctricas, y no reemplaza a dichos subsidios, sino que opera en paralelo. En México también existe un mecanismo de subsidios vinculado al consumo con algunas características muy particulares. El esquema incluye un descuento en la tarifa eléctrica vinculado al consumo mediante uno o más bloques incluyentes; al que se le agrega un criterio de estacionalidad, estructurando las tarifas tanto en rangos de consumo como en temperaturas con el objeto de canalizar los subsidios a los usuarios en función del nivel de consumo, así como de las condiciones climáticas de la región donde habitan. Los usuarios de las localidades más cálidas reciben un mayor subsidio, especialmente durante los meses de temporada de verano.

En general se observa que los esquemas de subsidios en tarifas eléctricas vinculados al consumo, son la elección más utilizada en la mayoría de los países latinoamericanos, mediante la aplicación de tarifas multi-bloque. En la mayoría de estos países existen tarifas residenciales no uniformes con varios bloques. Casi la totalidad de ellos contempla límites o umbrales máximos de consumo. Los mecanismos utilizados para focalizar los subsidios otorgados son amplios. En Ecuador, Guatemala, Honduras y Panamá, el nivel de consumo es la única variable de determinación para el acceso al subsidio.

En Ecuador, los usuarios que consumen hasta 130 kWh/mes en la costa y 110 kWh/mes en la Sierra pagan un precio por kWh subsidiado. Para los usuarios que consuman desde el límite de la Tarifa de la Dignidad hasta los 500 kWh se aplican 6 valores de acuerdo a su consumo (tarifa escalonada), pero por debajo de la tarifa real. Desde julio de este año, los

usuarios con consumos superiores a los 500 kWh no tienen ningún tipo de subsidio. También existe un segundo tipo de subsidio que busca aumentar la electrificación rural y apoyar proyectos de generación con energía no convencional. Dicho fondo realiza transferencias a las empresas de distribución para que éstas promuevan proyectos de electrificación rural y urbana marginal.

En Guatemala, existen una tarifa subsidiada para los consumidores que consumen hasta 100 kWh/mes, siendo que los usuarios que consumen hasta 50 kWh/mes están más subsidiados que los que consumen entre 51 y 100 kWh/mes. Adicionalmente los usuarios que consumen hasta 300 kWh/mes también reciben un subsidio en sus tarifas eléctricas por los primeros 100 kWh/mes. El subsidio conlleva un problema de tipo financiero relacionado con la existencia de una única empresa –el INDE– capaz de brindar generación más barata a las empresas distribuidoras para financiar el subsidio.

En Honduras el subsidio es directo y se implementa a través de un monto fijo creciente por nivel de consumo, siendo 300 kWh/mes el límite para ser beneficiario. Adicionalmente, existe un subsidio para los consumidores mayores de 60 años, quienes reciben una reducción de aproximadamente el 25% en sus tarifas eléctricas. La situación del sector eléctrico de Honduras evidencia falencias y desajustes debido a problemas estructurales generados por la falta de equilibrio entre la oferta y la demanda, las distorsiones en el sistema de precios y subsidios y las diferencias entre la electrificación rural y urbana. En lo relacionado con los subsidios, el sistema existente –más específicamente la definición de un umbral alto que no refleja el consumo real de un hogar pobre- implica un bajo poder de focalización, lo que resulta en la filtración de recursos fiscales a hogares de clase media que podrían pagar los verdaderos costos del servicio. Adicionalmente, dado que el grado de electrificación es bajo en las áreas rurales (según información de CEPAL, en 2007 solo el 50,7% de los hogares rurales disponían del servicio de electricidad, mientras en áreas urbanas dicho porcentaje llegaba al 97,9%) y el subsidio se direcciona solamente a quienes ya son usuarios, existe una cantidad de hogares pobres que son excluidos del beneficio. Para estos usuarios, así como disminuir la brecha existente entre zonas urbanas y rurales, sería también necesario un subsidio a la inversión.

En Panamá, el umbral elegido para recibir el subsidio es el consumo básico de subsistencia, que está definido en 40 kWh/mes. A este subsidio básico se agregan otras bonificaciones para usuarios que cumplen con determinadas características que están establecidas en los pliegos tarifarios (jubilados, clientes agropecuarios y sedes provinciales de partidos políticos).

En Argentina, Brasil, Colombia y Perú, además de considerar montos límites de consumo, se incorporan elementos adicionales para mejorar el poder de focalización.

En Argentina, no ha habido una nueva revisión de tarifas de distribución en el ámbito nacional (se estaba llevando a cabo cuando la crisis de 2001 llevó a la pesificación y congelamiento de tarifas). Han existido intentos de ajuste, los cuales en general han quedado postergados debido a las presiones de diversas organizaciones. Como consecuencia de esta situación, surgen distintas propuestas de tarifa social a nivel provincial y municipal, mientras que a nivel nacional no se instaurado ningún tipo de tarifa social (aunque en la práctica la mayoría de los usuarios residencial pagan tarifas por debajo de los costos económicos de proveer la electricidad, ya que sus tarifas no han sido revisadas[8]). En estos niveles provinciales y municipales, la variedad de subsidios es amplia y se tienen distintos esquemas dependiendo del lugar. Las experiencias provinciales varían en los requisitos para ser beneficiario de la misma, en su forma de aplicación, en su financiamiento y en los resultados que tienen. En muchos casos, los beneficios incluyen reducciones o incluso exenciones en los cargos fijos mientras que en otros, los subsidios son en función del consumo registrado (cargos variables). Existen algunos subsidios para hogares situados en determinadas áreas geográficas, para jubilados que poseen un determinado haber mínimo, para desocupados, indigentes, para hogares que califican a otros programas sociales, entre otros. En el ámbito nacional, existen fondos específicos para electrificación rural, para el financiamiento de obras de infraestructura en el interior de país, para realizar compensaciones tarifarias entre los usuarios de distintas provincias, y para proyectos de promoción de usos de energía no convencionales y renovables.

En Brasil, existe una tarifa social para los consumidores que registran un consumo mensual inferior a 80 kWh/mes, y aquellos que registran un consumo entre 80 y 220 kWh/mes y son beneficiarios de los programas oficiales del Gobierno Federal (mediante la comprobación de la condición de baja renta, que implica que el titular de la unidad consumidora tiene un ingreso per cápita familiar de hasta R$ 122 –unos USD 76–) reciben un descuento en la factura eléctrica. Además de esta tarifa social, existen otros esquemas de subsidios que contemplan también las necesidades de la oferta. Existen subsidios para la reducción de los costos de generación de energía en el norte del país –que es, junto con el noreste, la región más deficitaria en términos de infraestructura y necesidades básicas insatisfechas– y tanto el desarrollo energético como la búsqueda de nuevas formas de energía están financiados por fondos sectoriales específicos.

En Colombia, como ya se mencionó, al umbral de consumo se le adhiere un elemento adicional de focalización según la zona geográfica a la que pertenece el hogar.

En Perú también se utiliza un elemento de focalización basado en la zona geográfica que complementa al monto máximo permitido de consumo. El esquema busca reducir el peso del servicio de electricidad para todos los hogares que registren un consumo mensual inferior a 100 kWh/mes. La aplicación de este criterio presenta diferencias en función del nivel de consumo (30 KWh/mes) y de la zona en la que reside el cliente (si la

**8** Los usuarios comerciales e industriales han recibido ajustes de tarifas.

misma está o no conectada al Sistema Interconectado Nacional –SIN–). Así, los usuarios de áreas con conectadas al SIN reciben un descuento mayor en su tarifa. Sin embargo, dado que el umbral de consumo definido es igual tanto en las áreas conectadas al SIN como en la no conectadas, y debido a la alta variabilidad entre los consumos de áreas urbanas y rurales, el esquema implica altos errores de exclusión y de inclusión en la aplicación de la tarifa social.

En Bolivia la tarifa social incluye un descuento del 25% en la factura eléctrica mensual para los usuarios con consumos hasta 70 kWh/mes en las áreas urbanas y de 30 kWh/mes en las áreas rurales.

En Paraguay, la tarifa social existente beneficia a aquellos consumidores residenciales que registran un consumo inferior a 300 kWh/mes. Dentro de ese umbral se establecen tres categorías de subsidios diferentes: *i)* aquellos que registran un consumo entre 0 y 100 kWh/mes tienen una tarifa igual al 25% de la tarifa residencial normal; *ii)* aquellos que consumen entre 101 hasta 200 kWh/mes pagan una tarifa igual al 50% de la tarifa vigente; y *iii)* los que utilizan entre 201 hasta 300 kWh/mes tienen una tarifa igual al 75% de la tarifa residencial normal. Para beneficiarse, los usuarios deben solicitar su inclusión como beneficiarios de la tarifa social, previa presentación ante la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) de una declaración jurada que acredite la condición de persona de escasos recursos.

## La evolución de la cobertura y la electrificación rural

En lo que respecta a los subsidios aplicados a la demanda, se ha presentado que en muchas oportunidades, los grupos más pobres no logran el acceso a los servicios y no forman parte siquiera de la potencial masa de beneficiarios, por no ser consumidores del servicio.

En esos casos, la política de subsidios en tarifas eléctricas no logra aumentar la tasa de acceso a los servicios de electrificación, aunque sí permite mitigar los problemas de accesibilidad, vía reducción del peso de las tarifas en el ingreso monetario de las familias.

Establecido como fin último de una política social el aseguramiento de la provisión de las necesidades básicas de la población, en el caso de los servicios públicos el objeto debería ser expandir la tasa de cobertura y el acceso a los mismos, tratando de que las tarifas reflejen su costo real.

En ese sentido, los subsidios que subvencionan el costo inicial de la conexión, que suele ser la mayor barrera al acceso, parecen tener un mayor impacto en los grupos de ingresos bajos que los subsidios al consumo.

*La evolución reciente de la cobertura*

Durante las últimas dos décadas, América Latina ha realizado importantes avances en la universalización del acceso a la energía. Las cifras muestran que el servicio eléctrico ha alcanzado al 92,7 % de la población total, con una cobertura urbana del 98,7% y una rural del 70,6%.

Así, la región presenta globalmente la cifra de electrificación más elevada del mundo en desarrollo, netamente por encima de África y todavía superior a Asia, aunque en este caso los valores se aproximan.

**Cuadro 14. Cobertura del servicio eléctrico (2009)**

| Región | Población sin servicio | Cobertura (%) | Urbana (%) | Rural (%) |
|---|---|---|---|---|
| África del Norte | 2 | 99,0 | 99,6 | 98,4 |
| África subsahariana | 585 | 30,5 | 59,9 | 14,3 |
| China y Este Asiático | 186 | 90,8 | 99,6 | 86,5 |
| Sur Asia | 612 | 62,2 | 89,1 | 51,2 |
| ALC | 31 | 93,4 | 98,8 | 74,0 |
| Medio Oriente | 22 | 89,5 | 98,6 | 72,2 |
| **Total países en desarrollo** | **1,438** | **73,0** | **90,7** | **60,1** |
| **Economías en transición-OECD** | **3** | **99,8** | **100,0** | **99,5** |
| **Mundo** | **1,441** | **78,9** | **93,6** | **65,1** |

Fuente:http://www.worldenergyoutlook.org/electricity.asp

Aún con avances en todos los casos, la situación al interior de la región es diversa:

Los países suramericanos y México presentan índices de cobertura superiores al 90%, con la excepción de Perú y Bolivia, que a 2009 presentaban valores cercanos al 75%. El índice de electrificación rural de Bolivia era de aproximadamente el 38%.

Los países de América Central, que en general han tenido un pronunciado avance en este aspecto, aún presentan índices de cobertura inferiores al 90%, con la excepción de Costa Rica. Al 2009, el índice de electrificación de Nicaragua era del 66,7%.

**Gráfico 4. Honduras: evolución del índice de electrificación**

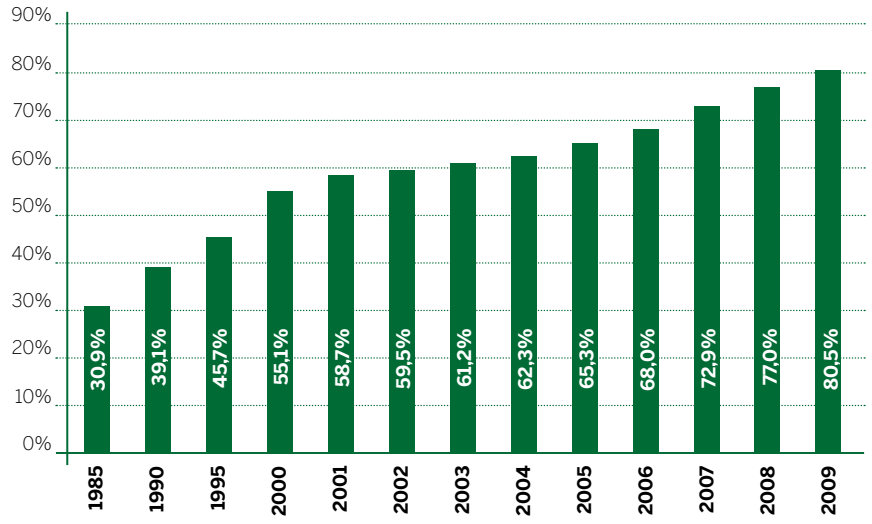
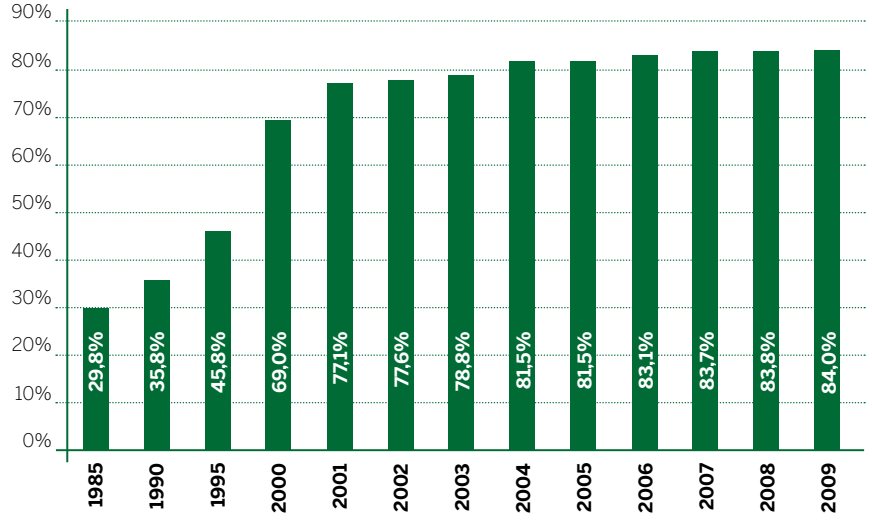



**Gráfico 5. Guatemala: evolución del índice de electrificación en países de América Central**




Fuente: CEPAL.

En la medida en que los porcentajes de electrificación han alcanzado valores elevados a nivel urbano, la conexión de la población que aún carece del servicio será en el futuro más costosa, y seguramente requerirá la utilización combinada de soluciones de conexión a la red y extra-red. Especialistas del Banco Mundial estimaban en 2006 que, para alcanzar

el acceso universal a la energía eléctrica en el año 2030, en ALC serían necesarios USD 86.000 millones de inversión destinada a conectar nuevos hogares, lo que significa un promedio de inversión anual de USD 3.400 millones con este objetivo.

*Las experiencias en electrificación rural*

Tradicionalmente, se han utilizado varias opciones de modelos institucionales para encarar los planes de universalización de acceso al servicio, y muchas veces un combinado de ellos.

En Honduras, donde como ya se mencionó la brecha entre la cobertura en zonas urbanas y rurales es muy amplia (según información de CEPAL, en 2007 solo el 50,7% de los hogares rurales disponían del servicio de electricidad, mientras en áreas urbanas dicho porcentaje llegaba al 97,9%), existe un fondo específico para aumentar la electrificación de las zonas rurales. El Fondo Social de Electrificación (FOSODE) es administrado por la estatal Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y financiado con fondos del gobierno y otras fuentes de financiamiento interno y externo.

Argentina posee un elevado porcentaje de electrificación (95%), pero una proporción importante de su población rural (30%) carece de servicio eléctrico. El Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) financiado por el Gobierno Nacional, tiene como objetivo principal el abastecimiento de electricidad a hogares rurales y a servicios públicos (escuelas, salas de emergencia médica, destacamentos policiales, entre otros) que se encuentran fuera del alcance de los centros de distribución de energía. El PERMER subsidia la instalación de los equipos, como una forma de incentivar a los usuarios y hacer posible la inversión privada, al absorber los mayores costos de la inversión inicial. El proyecto está financiado con un préstamo del Banco Mundial, una donación del Fondo para el Medio Ambiente Mundial, Fondos Eléctricos u otros fondos Provinciales; y aportes de los Concesionarios provinciales y de beneficiarios. También eexiste el Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI), que se usa para la ejecución de obras en las provincias del interior del país y para la financiación de proyectos para promoción de usos de energía no convencionales y renovables.

En Brasil existen distintos programas de incentivos que buscan resolver las diferencias existentes entre las distintas regiones del país y entre la población rural y la urbana. Los benefactores de estos programas varían y abarcan desde la esfera pública de Brasil hasta organizaciones internacionales (Banco Mundial, BID) y organizaciones privadas y ONG. Actualmente, el principal programa oficial es "Luz para todos", cuyo objetivo es llevar energía eléctrica a más de 10 millones de personas en áreas rurales. El programa es coordinado por el Ministerio de Minas y Energía (MEM), operado por Eletrobrás y ejecutado por concesionarias de electricidad o cooperativas de electrificación rural.

En Ecuador existe en el ámbito gubernamental el Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal (FERUM) gestionado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). De la gestión de este fondo se derivan programas y proyectos de electrificación rural. Desde la creación del FERUM se ha conseguido aumentar la cobertura de electricidad total en las zonas rurales en un 6%. Según las estadísticas de censo y vivienda del año 2001 la electrificación en el sector rural alcanzaba el 79 %, en el sector urbano el 91,5% y la cobertura nacional el 89%. La cobertura estimada para el año 2009 es del 85,7 % en el sector rural, del 92,7 % en el sector urbano y del 90,4 % la cobertura nacional.

Existen diferentes proyectos y actividades relativas a la electrificación rural en Ecuador, como por ejemplo los convenios de colaboración que el CONELEC tiene en marcha con diversas instituciones. Cabe destacar el convenio con la Confederación de Municipalidades Amazónicas y el convenio con la Confederación de Juntas Parroquiales para encontrar cuales son las poblaciones que tengan necesidad de servicio eléctrico y recopilar datos para enviar a las empresas distribuidoras.

El Proyecto de Modernización de los Sectores Eléctricos, de Telecomunicaciones y Servicios Rurales (PROMEC) ha conseguido dotar de energía eléctrica a través de sistemas solares fotovoltaicos a 604 viviendas de zonas rurales de difícil acceso en la provincia de Esmeraldas y 619 en la provincia de Napo. Otro proyecto a destacar es el "Proyecto Eurosolar" cuyo objetivo es proporcionar a 91 comunidades una fuente de energía eléctrica renovable para uso estrictamente comunitario mediante un sistema estándar compuesto por paneles fotovoltaicos y un aerogenerador para la producción de energía. Adicionalmente contarán con acceso a servicios de telecomunicación.

Otra experiencia interesante en programas de Electrificación Rural se ha dado en Bolivia, donde existe una gran cantidad de viviendas en zonas rurales que no están electrificadas. La expansión de las soluciones *on grid* ha sido muy lenta; la inexistencia de un mecanismo permanente de financiamiento al interior del sector eléctrico para la expansión hacia zonas rurales (existe un fondo proveniente de multas y los montos recaudados son aleatorios), y las indefiniciones en relación al uso de subsidios cruzados, ha contribuido a que este crecimiento haya sido lento. En pos de buscar modelos superadores para la difusión de las soluciones *off grid*, el esquema de Contratos a Mediano Plazo bajo esquemas del tipo *Output Based Aid* (OBA) ha sido adoptado por el Programa de Infraestructura Descentralizada para la Transformación Rural (IDTR), llevado a cabo conjuntamente entre el Gobierno de Bolivia y el Banco Mundial desde hace ya varios años, con resultados exitosos.

El Proyecto tiene el objetivo de expandir y mejorar la provisión de servicios de infraestructura en el área rural, a través de: *i)* apoyar la Estrategia Nacional de Infraestructura Rural (electricidad y telecomunicaciones), *ii)* expandir la cobertura de los servicios de electricidad y telecomunicaciones

en las áreas rurales; *iii)* promover los usos productivos y sociales de la electricidad y de las telecomunicaciones. Este componente promoverá la provisión de servicios con sistemas fotovoltaicos domésticos bajo un enfoque de modelos de servicios replicables con participación privada. El programa provee subsidios suficientes a un cierto segmento de la población para acercar su capacidad de pago al precio de mercado del servicio. Estas estimaciones se calculan con respecto a la disponibilidad de pago y a las inferencias hechas a partir de los gastos que actualmente realizan en bienes sustitutos, como fuentes tradicionales de energía para iluminación y comunicación básica.

El Proyecto IDTR, recientemente finalizado, alcanzó la totalidad de su ejecución y el 92% del total del convenio de crédito, es decir, más de USD 20 millones (el más alto financiamiento del Banco Mundial). Benefició a 199 comunidades rurales de los nueve departamentos y favoreció a 86.205 habitantes.

En Chile está vigente el Programa de Electrificación Rural (PER), creado por el Gobierno a fines de año 1994, como parte de la estrategia para superar la pobreza, elevar la calidad de vida de los sectores rurales, e integrarlos al proceso de desarrollo económico y social del país, siendo la Comisión Nacional de Energía (CNE) desde sus inicios el organismo coordinador y técnico a nivel central. Sus objetivos específicos apuntan a solucionar las carencias de electricidad y/o a mejorar la calidad del abastecimiento energético de viviendas y centros comunitarios en el medio rural. Para lograr los objetivos, se trabaja de manera coordinada con municipios, gobiernos regionales e instituciones públicas del nivel central, para generar las normativas, metodologías, diseños de ingeniería y recursos necesarios para lograr la electrificación rural. Los proyectos nacen de la demanda colectiva de los propios habitantes de los sectores rurales, quienes se organizan y canalizan su necesidad a través de su respectivo municipio, dando así inicio al proceso. Sus metas son: *i)* 1995-1999: contar con un 75% de cobertura nacional en electrificación rural; *ii)* 2000-2005: contar con un 90% de cobertura nacional en electrificación rural; *iii)* 2006-2010: contar con un 96% de cobertura nacional en electrificación rural, *iv)* mejorar en la calidad del abastecimiento eléctrico con energías renovables en comunidades aisladas y viviendas dispersas; *v)* fomentar el uso de la ERNC en electrificación rural; *vi)* electrificar escuelas y postas rurales en donde no es factible la interconexión vía red tradicional, energización de viviendas rurales y el fomento al desarrollo productivo con ERNC.

Los proyectos se cofinancian entre el Estado, los privados y usuarios. La inversión del Estado se canaliza a través de un subsidio a la inversión y no a la operación. Los costos de operación y mantenimiento y administración son cubiertos por los usuarios de los sistemas mediante el pago de una tarifa.

En general se observa la creación de instituciones estatales específicas para desarrollar los proyectos de electrificación rural, en respuesta a la falta de interés demostrado por las distribuidoras. Con frecuencia, la

creación de la institución se acompaña con la de un fondo destinado a electrificación rural, que es administrado por esa misma institución o por otra entidad separada. Hay más de una forma de llevar a cabo esta participación del Estado a través de la institución específica. En algunos casos, ésta realiza la obra y luego se la entrega a un concesionario. Los concesionarios privados son a veces reticentes en hacerse cargo de estas redes construidas por otros. También ha habido críticas con respecto a la acción del Estado como ejecutor de obras. A raíz de esto se ha introducido (p.e, Perú) un modelo complementario de gestión denominado modelo de fondos concursables, en el que las empresas compiten por el subsidio del Estado. En este modelo el Estado deja su rol ejecutor y prioriza la supervisión y regulación de las obras. La selección de los proyectos se realiza con un criterio de menor costo por unidad conectada o similar.

De esa forma se tiene una oportunidad para incrementar la eficiencia en la construcción de obras de electrificación rural a través de la aplicación, en forma predominante, de un esquema de fondos concursables, aprovechando la mayor eficiencia observada de la gestión privada en la construcción.

## El financiamiento de la infraestructura

El financiamiento es, sin duda alguna, el punto de partida de cualquier proyecto de infraestructura, en los últimos 20 años la región ha atravesado turbulencias externas y cambios políticos internos que modificaron el origen de los fondos.

A principios de los años noventa las empresas y la inversión en las estructuras de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, y en extracción, transporte y distribución de gas natural y petróleo eran realizadas por el sector eléctrico[9].

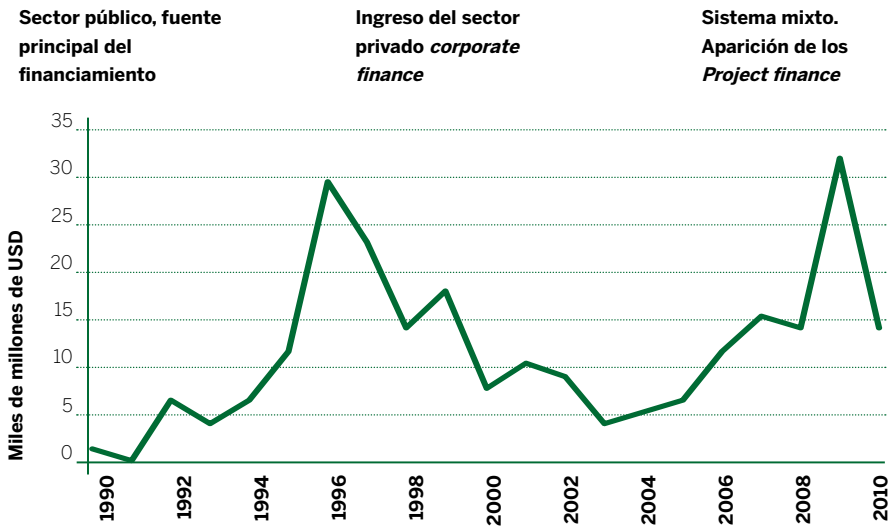
En esa época y como consecuencia del proceso de desregulación de la infraestructura iniciada en Estados Unidos a mediados de los años setenta, se inició una serie de transferencias de activos al sector privado. Si bien la búsqueda de eficiencia y las transferencias de tecnologías de los países en desarrollo fue el conductor de esta atracción del capital privado, también los problemas de "suficiencia fiscal" impulsaron a muchos países a privatizar o concesionar sus activos y convocar al capital privado para impulsar la expansión del sector ***(ver Gráfico 6).***

A fines de los años noventa, algunos de los países de la región comenzaron a realizar políticas activas para fomentar las inversiones del sector privado, *Purchase Power Agreement*, *take or pay* y similares.

Los años noventa se caracterizaron por el financiamiento a las grandes corporaciones privatizadas que invertían en nuevos proyectos, siendo la fuente del financiamiento los bancos privados locales e internacionales.

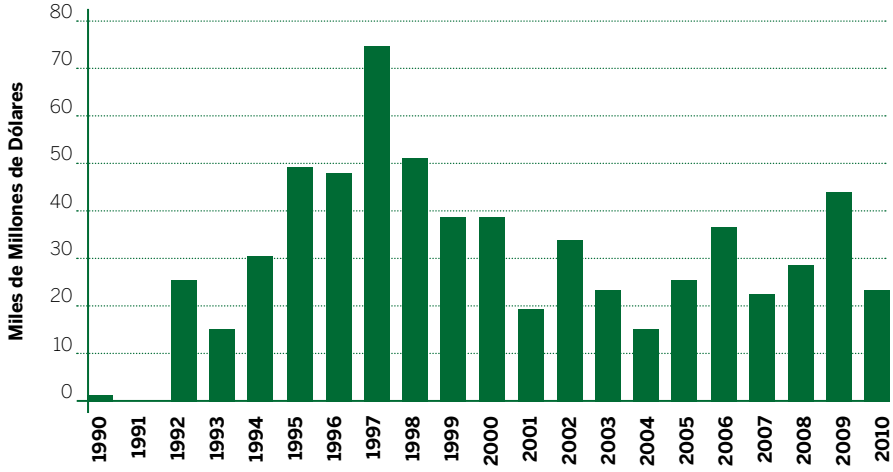
**9** Chile había iniciado el proceso de incorporación del capital privado en el sector a principios de los años 80. En el resto del continente el sector público gestionaba el sector.

**Gráfico 6. Evolución de las inversiones empresarias**[10]




Fuente: PPIAF Database, Banco Mundial.

**Gráfico 7. Cantidad de operaciones del sector privado en el sector energético en América Latina y el Caribe (1990-2010)**




Fuente: PPIAF Database, Banco Mundial.

La crisis asiática y luego la rusa, así como desregulaciones de los sectores energéticos en Europa y Estados Unidos, redirigieron la atención de las compañías de estas regionales a sus mercados.

El financiamiento de los grandes proyectos se había concentrado en mecanismo de *corporate finance*, de los bancos extranjeros a las empresas de capital extranjero, con lo cual la cantidad de nuevos proyectos comenzaron a verse reducidos.

**10** Incluye empresas del Estado en el sector energético en América Latina y el Caribe entre 1990 y 2010.

A su vez la mayoría de los países de la región no estaban calificados con "grado de inversión" con lo cual el estado imponía un costo mínimo para el financiamiento.

A fines de los años noventa y durante la primera década del milenio, Chile, Uruguay, Brasil, Perú, Colombia, México, El Salvador, Panamá, Costa Rica, entre otros., fueron calificados con grado de inversión, lo que permitió una sustancial baja del costo de financiamiento.

Entres 2000 y 2009 el sector empresario invirtió USD 94.700 millones en 209 proyectos que fueron desarrollados en 25 países diferentes, de estos proyectos el 51 % del monto fue asignado a inversiones en nuevos proyectos y el 49 % restante en proyectos originados en los años noventa.

**Cuadro 15. Cantidad de proyectos y monto invertido**

| Cantidad de proyectos | 1990-1999 | 2000-2009 | 1990-2010 |
|---|---|---|---|
| Proyectos | 243 | 188 | 431 |
| Privatizaciones o concesiones | 183 | 21 | 204 |
| **Total** | **426** | **209** | **635** |
| **Monto invertido (USD 1.000 millones)** | | | |
| Proyectos | 44 | 59 | 93 |
| Privatizaciones o concesiones | 53 | 46 | 99 |
| **Total** | **97** | **95** | **192** |

Fuente: PPIAF Database, World Bank.

La generación de energía eléctrica fue el sector más activo con 184 proyectos por USD 52.400 millones, con una capacidad adicional de 47,4 GW. La transmisión fue el segundo sector en importancia con 42 proyectos por USD 8.900 millones. El sector gasífero (distribución y transmisión) que tiene una menor penetración en la región, representó USD 9.100 millones.

# Capítulo3

## El crecimiento de la demanda y la capacidad de generación requerida

Con base a la información presentada se ha proyectado la demanda de energía por región para el período 2012-2025 junto con una estimación de cómo será la demanda al final del corriente año. Esta proyección de la demanda se basa esencialmente en la combinatoria de dos factores críticos que conforman el futuro del sector. En primer lugar, estas proyecciones afectan las tendencias que se han venido dando en cada una de las regiones, y a esto se le han agregado estimaciones de desarrollos esperados y tendencias globales y particulares (nuevas tecnologías, crecimiento vegetativo, eficiencia energética) que pueden modificar la intensidad de la demanda unitaria y estacional, basado en la información obtenida del Proyecto CIER 15 Fase II y nuestras extrapolaciones. Esta proyección del proyecto CIER 15 es en general conservadora y responde a la información suministrada por los países de la CIER.

Dos de los factores que generan mayor impacto sobre estas estimaciones y sus porcentajes de incremento son:

- Los coeficientes de indisponibilidad utilizados.
- Los niveles de cobertura y de demanda unitaria.

Incrementos medios de cerca del 3% en los primeros años y de aproximadamente el 2,5% en la segunda resultan valores conservadores. Como ejemplo, en la planificación de Brasil, el ONS, en el Plan Anual de Operación, establece un 5,2% de crecimiento de la demanda anual promedio en 2011-2014. Otro caso clave es México que en su Plan 2010-2025 establece un incremento de demanda anual promedio del 3,7%.

Se ha considerado además como proyección alternativa un crecimiento del PBI del 6% anual constante a lo largo de todo el período, con una

elasticidad de demanda obtenida del comportamiento de ALC. En base a ello se ha proyectado este escenario de crecimiento sostenido.

**Cuadro 16. Demanda de energía proyectada (expresada en GWh)**

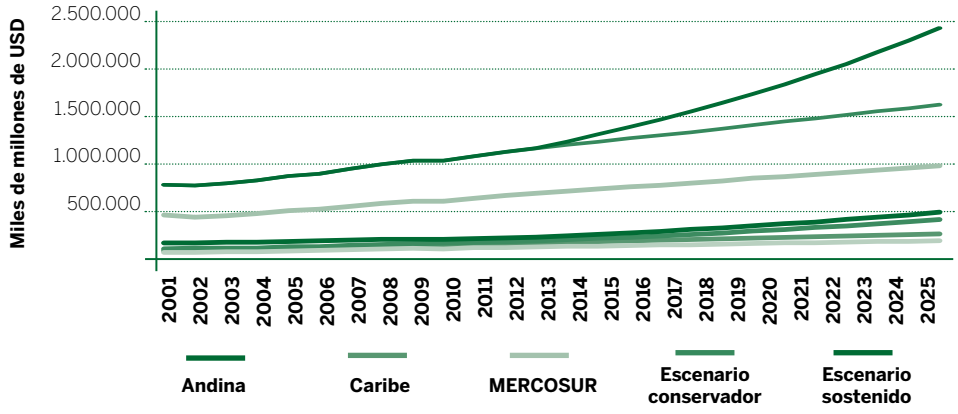
| Región | 2011(x) | 2012 | 2015 | 2020 | 2025 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Escenario conservador | | |
| MERCOSUR | 641.919 | 664.153 | 726.212 | 831.212 | 935.595 |
| Andina | 190.420 | 199.090 | 220.963 | 257.543 | 293.688 |
| Centro, Norte y Caribe | 229.071 | 234.115 | 248.842 | 273.178 | 297.403 |
| **Total ALC** | **1.061.411** | **1.097.358** | **1.196.017** | **1.361.933** | **1.526.686** |
| | | | Escenario de crecimiento sostenido | | |
| MERCOSUR | 641.919 | 664.153 | 791.017 | 1.043.664 | 1.377.005 |
| Andina | 190.420 | 199.090 | 237.119 | 312.854 | 412.778 |
| Centro, Norte y Caribe | 229.071 | 234.115 | 278.835 | 367.893 | 485.397 |
| **Total ALC** | **1.061.410** | **1.097.358** | **1.306.971** | **1.724.411** | **2.275.180** |

(x) estimado.

Fuente: elaboración propia.

Las tendencias de cada región y el acumulado global de toda el área se representan gráficamente a continuación.

**Gráfico 8. Demanda de energía**




Fuente: elaboración propia.

Basados en los valores de energía demandada, por región y global, se han supuesto los requerimientos de potencia máxima para los mismos períodos.

Las estimaciones de la oferta de generación se basan en la potencia máxima requerida y esta tiene una relación directa con la energía total demandada.

De esta forma, al disponer de un parque de generación en condiciones de satisfacer la demanda de potencia máxima, se garantiza con un bajo nivel de riesgo la satisfacción de la totalidad de la energía consumida por el mercado, en cualquier momento del año.

En el Cuadro 17 y Gráfico 9 se proyecta la demanda de cada región y el acumulado para toda América Latina y el Caribe, para ambos escenarios ***(ver Gráfico 9, p. 54).***

**Cuadro 17. Demanda máxima de potencia proyectada (expresada en MW)**

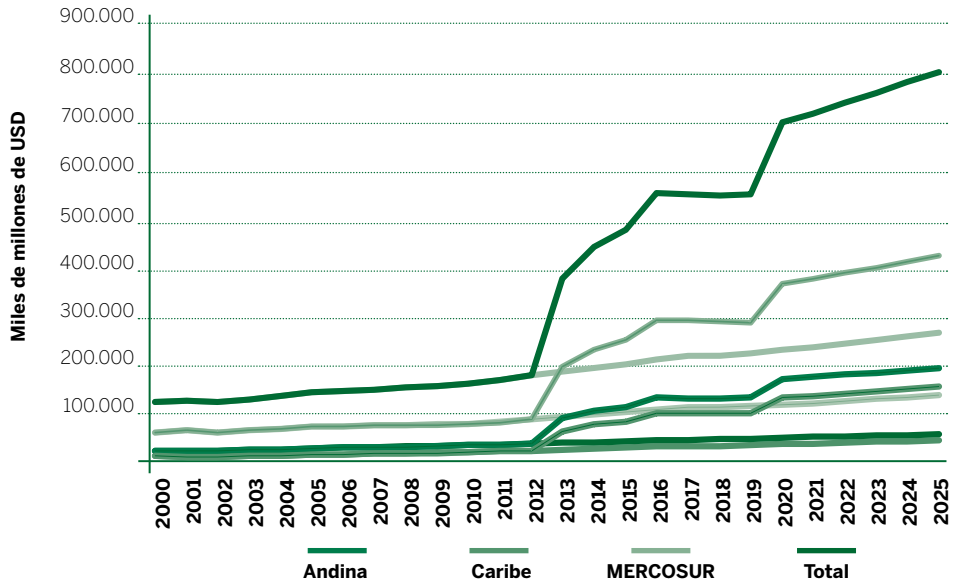
| Región | 2011(x) | 2012 | 2015 | 2020 | 2025 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | **Escenario conservador** | | |
| MERCOSUR | 96.484 | 103.550 | 117.708 | 131.404 | 150.990 |
| Andina | 36.909 | 38.319 | 43.646 | 50.877 | 58.978 |
| Centro, Norte y Caribe | 50.599 | 52.261 | 57.05l | 64.290 | 71.905 |
| **Total ALC** | **183.992** | **194.130** | **218.413** | **246.570** | **281.873** |
| | | | **Escenario de crecimiento sostenido** | | |
| MERCOSUR | 96.484 | 103.550 | 258.938 | 381.824 | 437.344 |
| Andina | 36.909 | 38.319 | 99.055 | 146.064 | 167.303 |
| Centro, Norte y Caribe | 50.599 | 52.261 | 135.794 | 200.239 | 229.355 |
| **Total ALC** | **183.992** | **194.130** | **493.787** | **728.127** | **834.001** |

(x) estimado.

Fuente: elaboración propia.

Históricamente, en ALC, la oferta supera la demanda en factores que han oscilado entre el 20 y el 35% , lo que garantiza la estabilidad del suministro con los niveles de indisponibilidad existentes en la actualidad. Cabe recordar que estos valores son globales y que cada región tiene factores de indisponibilidad diferentes dependiendo del tipo de generación (hidráulica, térmica, entre otros.), y de la seguridad de suministro del insumo primario. A su vez dentro de cada región los diferentes países tienen también variaciones entre sí que a menudo son compensadas por las interconexiones regionales.

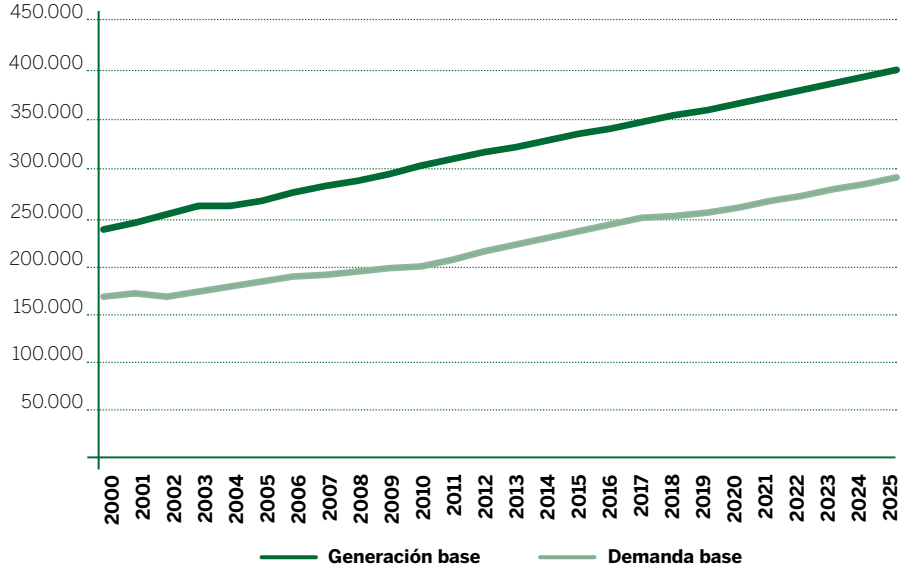
**Gráfico 9. Demanda de potencia**




Fuente: elaboración propia.

En las proyecciones futuras se ha ampliado el índice de disponibilidad –para disminuir el riesgo de suministro– en un valor prudentemente razonable, teniendo en cuenta la accesibilidad a combustibles, la hidraulicidad y también que un parque renovado tiene un factor de falla menor que los equipos más antiguos que estuvieron operando hasta el momento y siguen vigentes. En el gráfico se muestra los resultados de la proyección para el escenario conservador, aplicándose el mismo criterio para el escenario de crecimiento sostenido.

**Gráfico 10. Demanda de potencia**




Fuente: elaboración propia.

Las proyecciones se establecen sobre la potencia máxima demandada a los efectos de asegurar la respuesta para satisfacer al mercado.

La potencia requerida que se aprecia en el gráfico anterior corresponde al total de generación necesaria para el escenario conservador que asume que las condiciones macro de la economía y el desarrollo de la sociedad mantienen las tendencias actuales. En estas condiciones, la participación de la generación hidráulica mantiene, en promedio, la misma proporción que ha tenido hasta ahora. De tal modo que la infraestructura en cada región combina la termogeneración y la producción renovable en proporciones similares según se ve en el Cuadro 18.

**Cuadro 18. Incremento medio anual de generación. Para el incremento de demanda base escenario conservador (expresada en MW)**

| Año | Infraestructura hidráulica por región | | | | Infraestructura termoeléctrica porregión | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | MERCOSUR | Andina | Centro, Norte y Caribe | Total hidro | MERCOSUR | Andina | Centro, Norte y Caribe | Total termo |
| 2012 | 2.319 | 1.088 | 543 | **3.950** | 1.621 | 694 | 1.625 | **3.940** |
| 2013 | 2.319 | 1.088 | 543 | **3.950** | 1.621 | 694 | 1.625 | **3.940** |
| 2014 | 2.319 | 1.088 | 543 | **3.950** | 1.621 | 694 | 1.625 | **3.940** |
| 2015 | 2.319 | 1.088 | 543 | **3.950** | 1.621 | 694 | 1.625 | **3.940** |
| 2016 | 3.183 | 396 | 444 | **4.023** | 1.830 | 314 | 1.293 | **3.437** |
| 2017 | 3.183 | 396 | 444 | **4.023** | 1.830 | 314 | 1.293 | **3.437** |
| 2018 | 3.183 | 396 | 444 | **4.023** | 1.830 | 314 | 1.293 | **3.437** |
| 2019 | 3.183 | 396 | 444 | **4.023** | 1.830 | 314 | 1.293 | **3.437** |
| 2020 | 3.183 | 396 | 444 | **4.023** | 1.830 | 314 | 1.293 | **3.437** |
| 2021 | 3.318 | 396 | 542 | **4.256** | 1.894 | 314 | 1.594 | **3.802** |
| 2022 | 3.318 | 396 | 542 | **4.256** | 1.894 | 314 | 1.594 | **3.802** |
| 2023 | 3.318 | 396 | 542 | **4.256** | 1.894 | 314 | 1.594 | **3.802** |
| 2024 | 3.318 | 396 | 542 | **4.256** | 1.894 | 314 | 1.594 | **3.802** |
| 2025 | 3.318 | 396 | 542 | **4.256** | 1.894 | 314 | 1.594 | **3.802** |

Fuente: elaboración propia.

El escenario conservador considerado contempla condiciones de borde macroeconómicas y sociales con un desarrollo y crecimiento similar al existente en la actualidad. Lo que significa que el consumo de energía

per cápita y los niveles de urbanización y cobertura de las redes en cada región se mantienen crecimientos constantes e iguales a los actuales.

Por lo tanto la tendencia de la demanda crece con tasas similares al promedio que cada país y región ha tenido hasta ahora.

Las condiciones de consumo y cobertura contemplan las siguientes premisas:

- Cada región crece con un ritmo diferente producto del promedio de la condición económica y cultural de los países incluidos en ella.

- La tasa de crecimiento de consumo per cápita es el resultado de la combinatoria del crecimiento de la demanda por un aumento del poder adquisitivo (efecto económico sobre la calidad de vida), afectado correlativamente por un incremento en la eficiencia energética de los dispositivos, especialmente de los domiciliarios, que como consecuencia mitiga el crecimiento relativo.

En estas condiciones, la región MERCOSUR continúa liderando con valores de consumo per cápita cuyas proporciones relativas con respecto a las otras dos regiones se mantienen constantes. Ello es debido a que se estima que el crecimiento económico del PBI es, en promedio, consistente a lo largo de cada una de las regiones y generado por un impulso de crecimiento de las economías de estos países acorde a las condiciones globales de la economía mundial.

**Cuadro 19. Consumo de energía per cápita (expresada en kWh/hab)**

| | Escenario conservador | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Región** | **2000** | **2005** | **2008** | **2015** | **2020** | **2025** |
| MERCOSUR | 1.871 | 2.147 | 2.363 | 2.503 | 2.689 | 2.803 |
| Andina | 1.574 | 1.819 | 1.999 | 2.118 | 2.275 | 2.372 |
| Centro, Norte y Caribe | 1.017 | 1.171 | 1.297 | 1.374 | 1.476 | 1.539 |
| **Total ALC** | **1.562** | **1.796** | **1.978** | **2.096** | **2.251** | **2.347** |

Fuente: elaboración propia.

De manera similar, la tendencia a la urbanización en cada región está relacionada con las expectativas de crecimiento de las ciudades y la modificación de los hábitos poblacionales.

El escenario conservador, igual que lo considerado con el consumo per cápita, contempla niveles constantes de urbanización y cobertura

(aumento de la urbanización y mayor cobertura de las redes eléctricas), iguales a los que tiene en promedio hoy cada región.

Esos niveles de urbanización y cobertura que se proyectan son el resultado de políticas que responden a objetivos globales en cada una de las regiones con una tasa de crecimiento promedio para los países de cada región.

**Cuadro 20. Niveles de urbanización y cobertura (%)**

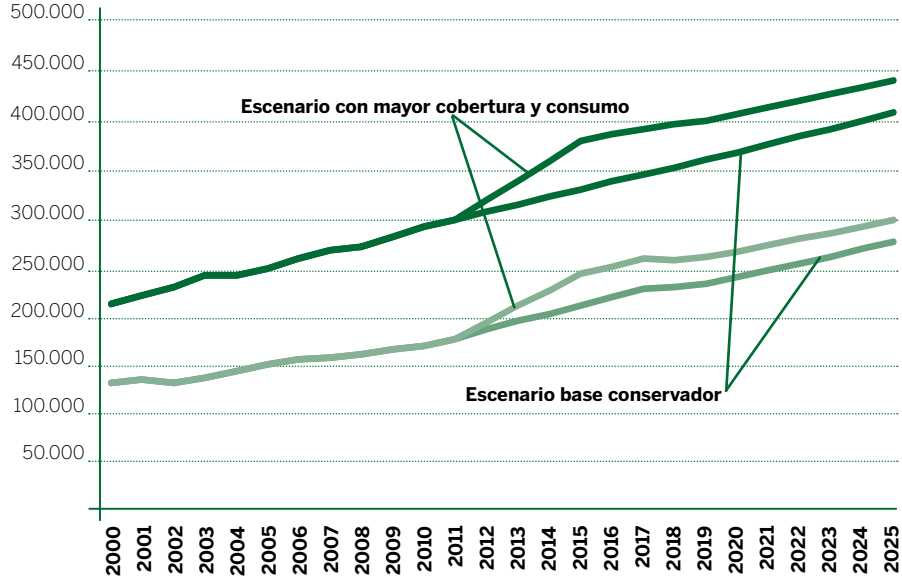
| Región | 1990 | 2005 | 2015 | 2020 | 2025 |
|---|---|---|---|---|---|
| MERCOSUR | 90 | 92 | 95 | 96 | 96 |
| Andina | 66 | 70 | 82 | 88 | 94 |
| Centro, Norte y Caribe | 60 | 70 | 80 | 83 | 92 |
| **Total ALC** | **75** | **81** | **88** | **91** | **95** |

Fuente: elaboración propia.

## Requerimientos de inversión

Se puede asumir dentro del escenario conservador, condiciones de crecimiento del consumo más favorables y desarrollos más acelerados de cobertura y urbanización, cuyos resultados se observan en el ***(Cuadro 22, ver, p. 58).***

**Gráfico 11. Escenario de mayor cobertura y consumo**




Fuente: elaboración propia.

**Cuadro 21. Demanda de potencia proyectada. Escenario conservador (MW)**

| Año/escenario | 2011(x) | 2012 | 2015 | 2020 | 2025 |
|---|---|---|---|---|---|
| Conservador | 183.992 | 194.130 | 218.413 | 247.474 | 283.459 |
| Conservador con mayor cobertura | 183.992 | 198.018 | 236.146 | 254.350 | 293.164 |
| Conservador con mayores cobertura y consumo | 183.992 | 201.411 | 250.157 | 273.238 | 305.625 |

(x) estimado.

Fuente: elaboración propia.

Se observa que el efecto de adoptar otros niveles de cobertura y consumo para un escenario da incrementos de demanda de un orden de magnitud menor que los que se producen por diferentes escenarios de crecimiento del PBI.

Los Cuadros 23 y 24 describen las necesidades de inversión para el escenario de conservador y el de crecimiento sostenido en cada región y los valores integrados para toda el área.

**Cuadro 22. Requerimientos de inversión en MERCOSUR. (en millones de USD 2011)**

| Año | Escenario conservador | | | Escenario de crecimiento sostenido | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Generación | Transmisión | Distribución | Generación | Transmisión | Distribución |
| 2012 | 7.417 | 3.205 | 4.727 | 7.417 | 3.205 | 4.727 |
| 2013 | 7.417 | 2.944 | 4.727 | 14.379 | 5.707 | 9.164 |
| 2014 | 7.417 | 2.936 | 4.727 | 16.190 | 6.409 | 10.318 |
| 2015 | 7.417 | 3.066 | 4.727 | 16.768 | 6.932 | 10.687 |
| 2016 | 9.787 | 2.713 | 6.015 | 24.671 | 6.839 | 15.163 |
| 2017 | 9.787 | 2.921 | 6.015 | 23.639 | 7.055 | 14.528 |
| 2018 | 9.787 | 3.211 | 6.015 | 23.418 | 7.683 | 14.392 |
| 2019 | 9.787 | 3.433 | 6.015 | 23.040 | 8.082 | 14.160 |
| 2020 | 9.787 | 2.857 | 6.015 | 28.326 | 8.269 | 17.409 |
| 2021 | 10.190 | 2.882 | 6.255 | 29.492 | 8.341 | 18.103 |
| 2022 | 10.190 | 3.004 | 6.255 | 29.492 | 8.694 | 18.103 |
| 2023 | 10.190 | 3.049 | 6.255 | 29.492 | 8.824 | 18.103 |
| 2024 | 10.190 | 3.056 | 6.255 | 29.492 | 8.845 | 18.103 |
| 2025 | 10.190 | 3.056 | 6.255 | 29.492 | 8.845 | 18.103 |

Fuente: elaboración propia.

**Cuadro 23. Requerimientos de inversión en región andina (USD millones de 2011)**

| | Escenario conservador | | | Escenario de crecimiento sostenido | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Año | Generación | Transmisión | Distribución | Generación | Transmisión | Distribución |
| 2012 | 3.414 | 678 | 2.138 | 3.414 | 678 | 2.138 |
| 2013 | 3.414 | 620 | 2.138 | 6.618 | 1.202 | 4.145 |
| 2014 | 3.414 | 537 | 2.138 | 7.452 | 1.172 | 4.667 |
| 2015 | 3.414 | 552 | 2.138 | 7.718 | 1.248 | 4.834 |
| 2016 | 1.305 | 503 | 853 | 3.290 | 1.268 | 2.150 |
| 2017 | 1.305 | 596 | 853 | 3.152 | 1.440 | 2.060 |
| 2018 | 1.305 | 562 | 853 | 3.123 | 1.345 | 2.041 |
| 2019 | 1.305 | 622 | 853 | 3.072 | 1.464 | 2.008 |
| 2020 | 1.305 | 576 | 853 | 3.777 | 1.667 | 2.469 |
| 2021 | 1.305 | 553 | 853 | 3.777 | 1.601 | 2.469 |
| 2022 | 1.305 | 551 | 853 | 3.777 | 1.595 | 2.469 |
| 2023 | 1.305 | 565 | 853 | 3.777 | 1.635 | 2.469 |
| 2024 | 1.305 | 578 | 853 | 3.777 | 1.673 | 2.469 |
| 2025 | 1.305 | 578 | 853 | 3.777 | 1.673 | 2.469 |

Fuente: elaboración propia.

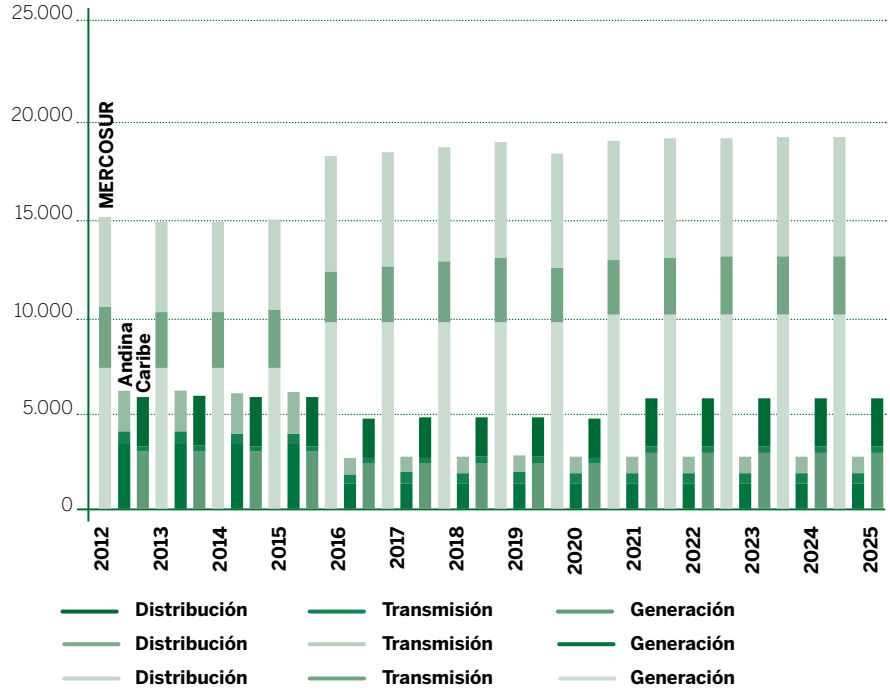
**Cuadro 24. Requerimientos de inversión en región Centro, Norte y Caribe (en millones de USD, 2011)**

| | Escenario conservador | | | Escenario de crecimiento sostenido | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Año | Generación | Transmisión | Distribución | Generación | Transmisión | Distribución |
| 2012 | 2.982 | 308 | 2.601 | 2.982 | 308 | 2.601 |
| 2013 | 2.982 | 342 | 2.601 | 5.781 | 663 | 5.042 |
| 2014 | 2.982 | 289 | 2.601 | 6.509 | 631 | 5.678 |
| 2015 | 2.982 | 268 | 2.601 | 6.742 | 606 | 5.880 |
| 2016 | 2.402 | 262 | 2.084 | 6.055 | 660 | 5.253 |
| 2017 | 2.402 | 288 | 2.084 | 5.802 | 696 | 5.034 |
| 2018 | 2.402 | 325 | 2.084 | 5.747 | 778 | 4.986 |
| 2019 | 2.402 | 341 | 2.084 | 5.655 | 803 | 4.906 |
| 2020 | 2.402 | 270 | 2.084 | 6.952 | 781 | 6.032 |
| 2021 | 2.949 | 291 | 2.564 | 8.535 | 842 | 7.421 |
| 2022 | 2.949 | 291 | 2.564 | 8.535 | 842 | 7.421 |
| 2023 | 2.949 | 291 | 2.564 | 8.535 | 842 | 7.421 |
| 2024 | 2.949 | 301 | 2.564 | 8.535 | 871 | 7.421 |
| 2025 | 2.949 | 304 | 2.564 | 8.535 | 880 | 7.421 |

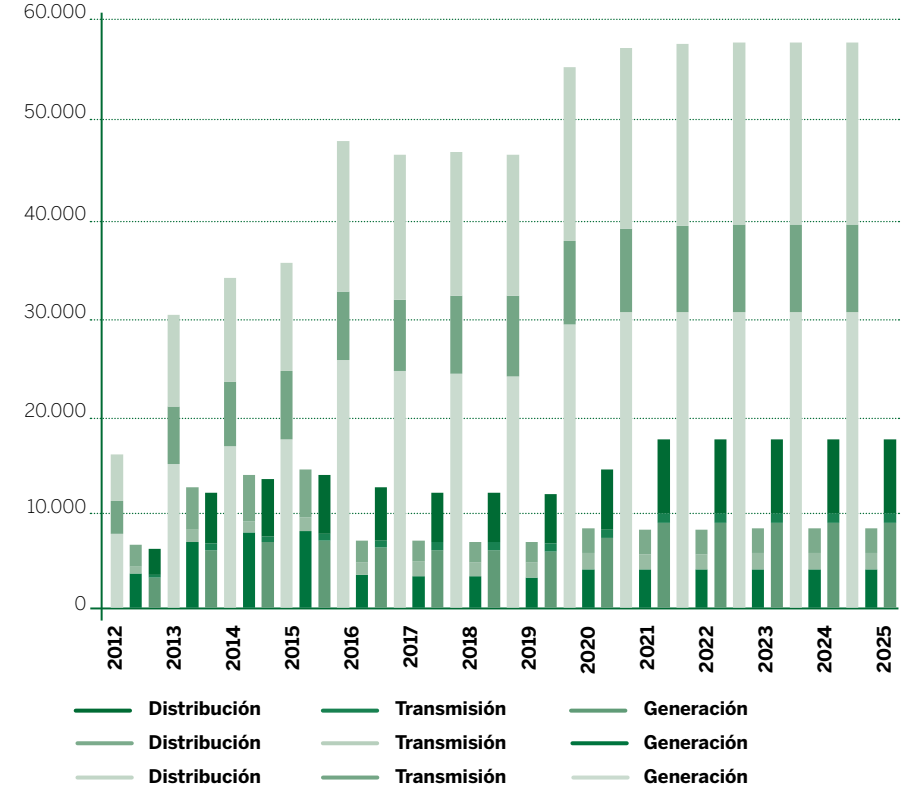
Fuente: elaboración propia.

**Gráfico 12. Inversiones anuales en infraestructura (en millones de USD)**

**Escenario conservador**




**Escenario sostenido**




Fuente: elaboración propia.

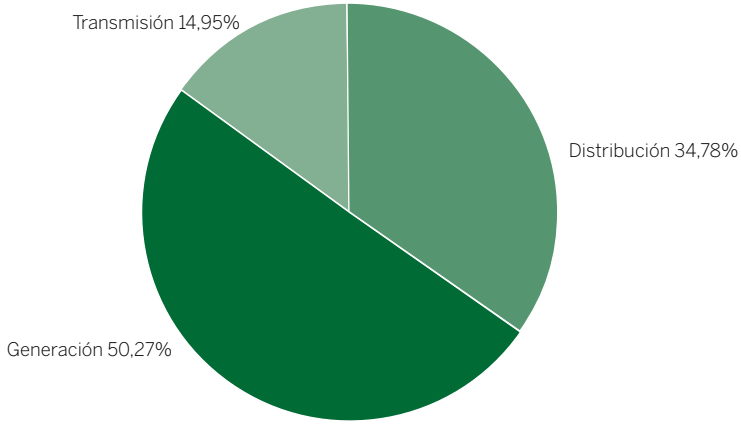
**Cuadro 25. Requerimientos de inversión América Latina y el Caribe (en millones de USD 2011)**

| Escenario conservador | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Año** | **Generación** | **Transmisión** | **Distribución** | **Totales** |
| 2012 | 13.813 | 4.190 | 9.466 | **27.469** |
| 2013 | 13.813 | 3.906 | 9.466 | **27.185** |
| 2014 | 13.813 | 3.762 | 9.466 | **27.041** |
| 2015 | 13.813 | 3.886 | 9.466 | **27.165** |
| 2016 | 13.494 | 3.478 | 8.951 | **25.923** |
| 2017 | 13.494 | 3.805 | 8.951 | **26.250** |
| 2018 | 13.494 | 4.098 | 8.951 | **26.543** |
| 2019 | 13.494 | 4.397 | 8.951 | **26.842** |
| 2020 | 13.494 | 3.703 | 8.951 | **26.148** |
| 2021 | 14.445 | 3.726 | 9.671 | **27.842** |
| 2022 | 14.445 | 3.846 | 9.671 | **27.962** |
| 2023 | 14.445 | 3.905 | 9.671 | **28.021** |
| 2024 | 14.445 | 3.935 | 9.671 | **28.051** |
| 2025 | 14.445 | 3.939 | 9.671 | **28.055** |
| **Escenario crecimiento sostenido** | | | | |
| **Año** | **Generación** | **Transmisión** | **Distribución** | **Totales** |
| 2012 | 13.813 | 4.191 | 9.466 | **27.470** |
| 2013 | 26.778 | 7.572 | 18.351 | **52.702** |
| 2014 | 30.152 | 8.212 | 20.663 | **59.026** |
| 2015 | 31.228 | 8.785 | 21.401 | **61.415** |
| 2016 | 34.016 | 8.767 | 22.566 | **65.349** |
| 2017 | 32.593 | 9.190 | 21.622 | **63.405** |
| 2018 | 32.288 | 9.805 | 21.420 | **63.513** |
| 2019 | 31.767 | 10.349 | 21.074 | **63.190** |
| 2020 | 39.055 | 10.717 | 25.909 | **75.681** |
| 2021 | 41.804 | 10.784 | 27.993 | **80.581** |
| 2022 | 41.804 | 11.131 | 27.993 | **80.928** |
| 2023 | 41.804 | 11.302 | 27.993 | **81.099** |
| 2024 | 41.804 | 11.389 | 27.993 | **81.186** |
| 2025 | 41.804 | 11.397 | 27.993 | **81.195** |

Fuente: elaboración propia.

Crecimientos más acelerados tanto en la urbanización de la población, como en la cobertura de áreas rurales o en el aumento del consumo por habitante, representan un incremento de las necesidades de capital de entre el 4 y el 5% en cada caso.

**Gráfico 13. Proporción de la inversión en infraestructura**




Fuente: elaboración propia.

### *Los cambios tecnológicos*

En los últimos años todos los países desarrollados han establecido proyectos para el desarrollo de una red inteligente *smart grid* no es más que dar el paso de una red descentralizada y pasiva que funciona en un único sentido (de proveedores a consumidores), a un modelo de red donde en cada nodo puede haber generación y demanda. Supone para el sistema energético un salto desde un sistema descentralizado a uno distribuido.

La evolución de las nuevas tecnologías va alcanzando a todos los sectores y ahora parece que es el turno de un cambio importante en el sector eléctrico, que necesita nuevos modelos que permitan un uso más eficiente de la energía, para responder a los desafíos que el medio ambiente, los nuevos generadores y los nuevos consumos producen. El modelo clásico, centralizado de las centrales eléctricas, no se ajusta a las energías renovables, ya que estas no proporcionan un flujo constante de energía.

La principal característica de una smart grid es que permite la distribución de electricidad desde los proveedores hasta los consumidores, utilizando tecnología digital con el objetivo de ahorrar energía, reducir costes e incrementar la fiabilidad. Para conseguir este objetivo es necesario un reparto óptimo de la energía que implicaría bien su almacenamiento cuando existe un excedente (algo realmente complejo y costoso), o una

reestructuración del sistema actual para adaptarse a la demanda de forma flexible aprovechando las tecnologías existentes.

La solución pasa por implicar al usuario consumidor, que tiene un papel muy importante, ya que se convierte en un elemento más dentro de la red inteligente. La idea es que las tarifas sean dinámicas, variando su precio en función de la demanda y siendo el usuario conocedor de las mismas en tiempo real. Para conseguir eso, se añadirían en los hogares dispositivos inteligentes (*smart meters*), que reemplazarían a los clásicos medidores y que son capaces de informar en cada momento el precio de la energía que se consume.

# Capítulo4

# Los obstáculos y desafíos para alcanzar las metas

## Los obstáculos

El desarrollo sustentable del sector energético de ALC exige que se introduzcan importantes cambios en la forma en que se produce y consume electricidad, promoviendo modalidades sostenibles de consumo y producción, lo que incluye naturalmente la preservación del medio ambiente. Para reducir la brecha existente en ALC respecto a los países desarrollados, se requiere además:

- Maximizar el acceso de la población al servicio eléctrico, en condiciones económicas y ambientalmente sostenibles, a efectos de obtener una mejora de la calidad de vida y la equidad.

- Alcanzar condiciones de calidad de servicio, seguridad de suministro y precios competitivos, que habiliten el desarrollo económico.

El desarrollo de la infraestructura que ALC requiere es un desafío mayor cuando, a su vez, enfrenta importantes obstáculos, como se indica a continuación.

*La cobertura de varias regiones, especialmente en zonas rurales, es baja*

A pesar de que el promedio general de los índices de electrificación es hoy superior al 90%, existen importantes diferencias entre las regiones y todavía hay países con un grado relativamente bajo de electrificación. En la medida en que los porcentajes de electrificación han alcanzado valores elevados a nivel urbano, la conexión de la población que aún carece del servicio será en el futuro más costosa, y seguramente requerirá la utilización combinada de soluciones de conexión a la red y extra-red.

*Los recursos económicos son escasos con relación a las necesidades de inversión que pueden duplicar los requerimientos de los países desarrollados por habitante*

Efectivamente, los importantes requerimientos en inversiones superan los USD 27.000 millones por año en el escenario conservador y superan los USD 80.000 millones por año y representan cerca del 0,58% del PBI, con un incremento de demanda a tasas que pueden triplicar la de los países desarrollados.

Especialmente en transmisión se requiere de tres a cuatro veces más inversiones por unidad de demanda que en Europa y Estados Unidos, por lo cual los problemas existentes en su planificación son un obstáculo importante. Se suma a esto que se debe resolver la brecha tecnológica que permita asumir los cambios en la producción y consumo que se dará en los próximos 15 años (para lo cual los países desarrollados tienen los planes de *smart grid*), que exige disponer de sistema de transmisión integrado. Asimismo los requerimientos de inversión en distribución por cada consumidor ,y por cada valor unitario de energía resultan, en algunos casos, más del doble en ALC respecto a los países desarrollados, lo que se explica por la intensidad del consumo que se registra en estos últimos. En generación las inversiones unitarias también son mayores dado que la generación hidráulica, de mayor costo unitario, es preponderante.

*Tarifas que no son representativas de los costos, pérdidas de energía elevada y subsidios no focalizados en los usuarios de menores recursos atentan contra los recursos disponibles*

Existen fuertes diferencias en las tarifas por servicios regulados similares entre los distintos países de la región porque las mismas no son representativas de costos en todos los casos. Esto representa un obstáculo importante para lograr una asignación eficiente de recursos.

Sin embargo, el acceso de la población a la electricidad presenta importantes externalidades positivas, que justifican la adopción de políticas de universalización del servicio. Para ello, es imprescindible que la fijación de tarifas tome en consideración la capacidad de pago de los usuarios y las políticas de subsidios destinadas principalmente a los consumidores. Si bien los esquemas de subsidios en tarifas eléctricas vinculados al consumo son la elección más utilizada, el nivel de focalización en muchos casos es muy pobre, no enfocándose a aquellos más necesitados.

Las pérdidas de energía representan costos adicionales para el suministro eléctrico, ya sean pérdidas técnicas no óptimas, o comerciales. Esos costos adicionales deben ser financiados por los usuarios que efectivamente pagan lo que consumen o por los contribuyentes a través de impuestos, y en algunos países atenta contra la sustentabilidad del sector.

*El uso de los recursos de capital no siempre es eficiente*

Ante esta realidad, e independientemente del modelo que se defina para el sector en cada país, es imprescindible romper el obstáculo que impone niveles mejorables de optimización en el uso de los recursos, de forma de extraer de los mismos el máximo potencial de desarrollo y bienestar para los habitantes de la región. Ello implica los procesos de decisión y ejecución de las inversiones en infraestructura, la eficiencia en la gestión y el aprovechamiento de la infraestructura existente, y el uso adecuado de los subsidios, focalizado a la población que los requiere.

En una región donde una parte importante de la capacidad de generación existente no es firme[11], haciendo que las inversiones de capital tengan bajo factor de uso y habiendo complementariedad hidráulica entre los diversos países, una baja integración regional es representativa de un bajo uso de los recursos. Importantes mejoras se han hecho en Centroamérica, pero el resto de ALC requiere una mayor integración.

Los costos de inversión de la infraestructura deben ser reducidos al mínimo y para ello se deben extender los modelos de gestión exitosos de PPP como ser los que permiten desarrollar las importantes expansiones de transmisión, que se han dado en los últimos años (esquemas BOOT), hasta lo que en electrificación rural son los denominados modelos de fondos concursables, que permiten la mayor eficiencia observada de la gestión privada en la construcción.

*La institucionalidad, la sostenibilidad medioambiental y la regulación de los servicios asignados a empresas privadas deben mejorar para poder hacer efectivas las inversiones requeridas*

La estrategia de largo plazo que se fije un país para el desarrollo de la infraestructura necesaria para asegurar el suministro universal, con la calidad requerida por los desafíos tecnológicos del consumo y de la producción, requiere una sólida institucionalidad. Aunque su implementación sea por medio de inversiones públicas o privadas, debe mejorarse notablemente la eficiencia de la planificación estratégica y disponer de la institucionalidad que asegure su cumplimiento. Este es un obstáculo muy importante en muchos de los países de la región.

En aquellos países donde se han implementado reformas sectoriales, en mucho casos éstas son incompletas y los marcos regulatorios requieren consistencia con la estrategia de largo plazo establecida. Se verifica que cuando se recurre a estrategias de solución que involucran a inversores privados, se desalienta a los mismos con mala regulación o con intervenciones del estado inadecuadas, y en aquellos casos en los que el estado decide invertir, no dispone de los recursos o hace un uso ineficiente de los mismos por falta de capacidad institucional. Cuando el ingreso de generación en la región se produce por mecanismos de

**11** Porque corresponde a centrales hidráulicas que no tienen una capacidad significativa de embalse, y ello hace que en periodos secos parte de esa oferta no esté disponible, exigiendo la presencia de inversiones en generación de otras fuentes (generalmente térmicas).

licitación o subasta, en los cuales los potenciales inversores compiten por acceder a contratos de largo plazo, su organización y su convergencia con las estrategias de largo plazo debe ser verificada. El desarrollo de las energías renovables no convencionales requiere la fijación de políticas específicas y una planificación sólida.

Los importantes proyectos de transmisión nacionales y regionales requeridos, y el desarrollo de la generación hidráulica tienen potencial de afectar los ecosistemas más importantes del continente y de desplazar grupos vulnerables, amenazando la sostenibilidad de la explotación de los recursos naturales y el desarrollo económico en el largo plazo, si no se diseñan y operan en un marco de desarrollo sostenible.

## Los desafíos por resolver

Para alcanzar los ambiciosos objetivos planteados, logrando que la energía resulte un elemento clave para el desarrollo futuro de la región, se requiere resolver importantes desafíos, válidos cualquiera sea el modelo seleccionado para el sector eléctrico.

### *Desarrollar una planificación estratégica sectorial consistente con el resto del sector energético*

Una adecuada planificación estratégica del sector eléctrico consistente con el resto del sector energético permite tomar las decisiones de largo plazo que son necesarias para el desarrollo de la infraestructura ,y definir cuáles son las políticas que se deben adoptar en el futuro para adecuarse a los cambios y a las demandas que les impone el entorno y lograr la mayor eficiencia, eficacia y calidad en los bienes y servicios que se proveen, particularmente cuando se debe enfrentar desafíos tecnológicos en un ambiente de variabilidad tanto en los mercados de energéticos como en los financieros. Se debe lograr:

- Establecer planes estratégicos para el corto, mediano y largo plazo, tanto sobre la producción como sobre la demanda, que expresen los objetivos económicos, sociales y ambientales que definen la política energética de cada país.

- Desarrollar estrategias para implementar los planes, que sean consistentes y flexibles, de modo tal de poder incorporar los cambios de escenario que se enfrenten.

- Definir los roles del Estado y del sector privado en la implementación de esas estrategias, considerando los requerimientos financieros y los desafíos tecnológicos que deberá asumir el sector.

- Dotar a las instituciones de la capacidad necesaria para desarrollar sus funciones en forma consistente con el régimen regulatorio que se adopte.

Entender cuál es la matriz de generación eléctrica que se adecúa a las condiciones de largo plazo, cuál es el esquema de transmisión que puede dar respuesta a una generación de características y ubicaciones cambiantes, junto con la necesidad de aumentar la interconexión de cada país con el resto de la región, incrementar la cobertura de servicio y a su vez aumentar la calidad respondiendo a los desafíos tecnológicos, es un desafío de relevancia en toda la región. Lograr una planificación estratégica eficiente que no interfiera con las inversiones sino que las promueva y potencie, es uno de los grandes desafíos sectoriales. Brasil y Colombia han liderado en este aspecto, alcanzando el mayor grado de articulación entre la planificación y la libre participación privada. Perú, Chile, Panamá, Guatemala y El Salvador han mostrado avances en esta materia.

### *Mejorar la capacidad de las instituciones sectoriales en forma consistente con el régimen regulatorio que se adopte*

En la última década la mayoría de los países latinoamericanos han aplicado importantes reformas a sus respectivos sectores eléctricos que han involucrado tanto a la estructura institucional como regulatoria. Estas reformas propiciaron la participación del sector privado en el rol empresario, concentrando al Estado en el rol de fijador de políticas, planificador, regulador y fiscalizador. En los últimos años se ha analizado la continuidad de esas reformas en un nuevo contexto político, económico y social, aunque manteniéndose en la mayoría de los casos la participación privada pero con un rol diferente al del Estado. Se fueron creando los mecanismos institucionales para que el Estado manejara la fijación de políticas sectoriales de manera independiente de la regulación, pero la experiencia ha demostrado que las estructuras diseñadas no fueron suficientes para que se diseñe un planeamiento estratégico exitoso en todos los casos y, particularmente, para garantizar la plena independencia regulatoria.

Las importantes inversiones requeridas en generación, transmisión, así como en distribución requieren una institucionalidad que sostenga las mismas, fortaleciendo las instituciones del estado, su independencia, la regulación y su cumplimiento.

### *Establecer tarifas representativas de los costos y asegurar que las fuentes de subsidios sean asignadas y enfocadas de manera eficiente*

Un tema clave para asegurar la recuperación de costos y darle sustentabilidad al sector es que las tarifas se aliñen con los costos de suministro, dejando en los subsidios focalizados la reducción tarifaria

para aquellos que la requieren. Tarifas menores a las representativas de costos eficientes, promueven un uso no eficiente de la energía por parte de los consumidores, incrementando el requerimiento de infraestructura requerido para abastecerla a igualdad de condiciones de calidad. Es un gran desafío para el regulador definir cuál es el reconocimiento adecuado del costo de capital inmovilizado, específicamente de la tasa utilizada, para que sea representativa para los inversores considerando los riesgos de mercado, regulatorios y de país donde se presta el servicio.

Asimismo, optimizar la asignación de recursos destinados a asegurar el acceso universal al servicio eléctrico es un elemento clave. Para que una política social de subsidios en tarifas eléctricas sea efectiva, se requiere que el instrumento de focalización elegido así como el mecanismo de implementación alcance al grupo de la población que se quiere alcanzar con la política social.

En general, se coincide en que son los grupos de menores recursos de la población quienes deben beneficiarse del subsidio, ya que son éstos quienes no tienen capacidad adquisitiva para asegurarse los niveles mínimos de consumo de subsistencia que les permitan satisfacer sus necesidades básicas y mejorar su calidad de vida en el caso de los usuarios domésticos; o bien mejorar su productividad y competitividad en el caso de los productores agrícolas. Sin embargo, la definición del grupo objetivo de la política social implica cierto grado de discrecionalidad, y requiere un consenso político, que incluso involucra la decisión de qué hacer con el grupo que se excluye de la política de subsidios. En la medida en que usuarios de sectores favorecidos, que tienen capacidad para pagar un precio más alto por la electricidad que consumen, estén siendo subsidiados, el objetivo redistributivo de la política social se diluye, y al final del camino se podría incluso estar empeorando la situación de las familias menos privilegiados.

La alternativa más eficaz en términos de focalización son los denominados subsidios específicos, donde la discriminación de precios está basada en características socioeconómicas para el caso de usuarios domésticos, o en la actividad económica para el resto de los usuarios. Otra alternativa en subsidios, más sencilla de administrar que la anterior, es asumir que existe una relación estrecha entre el nivel de consumo de los hogares y sus ingresos monetarios, es decir, que los hogares menos favorecidos consumen menos electricidad, y basar la discriminación de precios en los niveles de consumo[12]. Este es el caso de las denominadas tarifas multi-bloque, comúnmente aplicadas en la mayoría de los países latinoamericanos.

Es importante que el diseño de la política de subsidios asegure que los montos que se comprometerán con los subsidios den un resultado sustentable en el sector.

**12** Chile había iniciado el proceso de incorporación del capital privado en el sector a principios de los años ochenta. En el resto del continente el sector público gestionaba el sector.

*Mejorar la eficiencia en el uso de la infraestructura existente y por desarrollar*

En un sector eléctrico que se caracteriza por costos elevados de transmisión y distribución, y por recursos de generación de baja utilización media debido a la oscilación de la disponibilidad hidráulica, considerando el importante incremento previsto para la demanda y una menor disponibilidad de recursos económicos en comparación con países desarrollados, la búsqueda de la eficiencia en el uso de los recursos es más importante aún en ALC que en otras regiones.

La búsqueda de esta eficiencia presenta varias direcciones:

- Mejorar la eficiencia del gasto público en infraestructura y los procesos de adjudicación, el diseño de concesiones, y la asignación y gestión de riesgos.

- Apoyarse en los avances tecnológicos disponibles para mejorar la eficiencia en la inversión y en la operación de los sistemas.

- Avanzar en la integración regional para permitir un mejor aprovechamiento de la infraestructura de generación disponible en cada país.

*Mejorar la eficiencia del gasto público en infraestructura, los procesos de adjudicación, el diseño de concesiones y la asignación y gestión de riesgos*

Es necesario mejorar los mecanismos para la inversión en infraestructura, aumentando su simplicidad y transparencia con el objetivo de reducir los costos.

Los contratos de largo plazo de generación por medio de subastas o licitaciones permiten asegurar el suministro pero exigen un muy cuidadoso diseño de las mismas y, de las cantidades y tecnología requeridas para que la inversión sea la requerida para el nivel de eficiencia buscado.

En los últimos años se han aplicado modelos de gestión exitosos de PPP, tales como los que han permitido desarrollar las expansiones importantes de transmisión (esquemas BOOT). Se ha podido observar que cuando la institucionalidad es alta, la utilización de ese esquema de concesiones de transmisión permite asegurar la inversión y se logran costos significativamente menores a los obtenidos en otros países de la región. La experiencia de Brasil en esta materia es relevante, ya que ha logrado introducir elementos que estimulan la competencia entre oferentes. En otros casos, la segmentación de licitaciones en componentes, las restricciones a la oferta y una asignación de riesgos entre involucrados

que no se alinean con las mejores posibilidades de mitigación de cada parte, conspiran contra la eficiencia del gasto público requerido.

### *Realizar las inversiones requeridas para que las pérdidas alcancen su nivel óptimo y mejorar de relacionamiento de los prestadores del servicio con los usuarios*

El lograr un nivel de pérdidas de energía eficiente es imprescindible para disponer de recursos que son necesarios para la sustentabilidad sectorial. La experiencia en varios países de la región muestra que el desafío, sin bien es importante, puede ser alcanzado si existen políticas claras para enfrentarlo.

Paralelamente, los compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la proliferación de generación distribuida que emplea recursos renovables, la necesidad de gestionar la demanda para alcanzar un uso más eficiente de la red, y lograr una operación más segura y confiable, son algunas de las razones que han llevado a plantear el desarrollo de las llamadas *smart grids* o redes inteligentes en los países desarrollados. También hoy es previsible que la protección del medio ambiente, especialmente en grandes ciudades con altos niveles de contaminación, lleve progresivamente al uso masivo de locomoción eléctrica.

Las facilidades provistas por estas redes, cuyo primer paso es la implementación de medición inteligente, cambiarán la forma de relacionamiento de los prestadores del servicio con los usuarios (hoy extremadamente pasivos), las modalidades de consumo y su medición, y por supuesto la forma de las tarifas y su regulación. La utilización de medición inteligente es un apoyo muy importante a los planes de reducción de pérdidas, siendo incluso ésta una de las razones fundamentales del avance pionero de Italia en planes de instalación de estos medidores desde el año 2000.

Por otra parte, los medidores inteligentes permiten no solo la lectura de consumo a distancia o su control en tiempo real por el usuario, sino el desarrollo de una comunicación bidireccional con el usuario, con toda la potencialidad que ello genera en cuanto a su atención comercial. Aunque con importantes ahorros potenciales de inversión y gastos operativos en el futuro, la implantación de las primeras etapas de redes inteligentes requiere de una fuerte inversión inicial, que deberá competir con las otras necesidades de inversión en el sector.

En este contexto de cambio tecnológico, es importante considerar que los aspectos legales, regulatorios y tarifarios relativos al uso de las redes deberán acompañar los objetivos y desafíos asociados a la evolución de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica. El cambio de paradigma desde un esquema en el cual las redes tienen algunos puntos de inyección de energía y muchos puntos de entrega, a otro en

donde será posible entregar y recibir energía en cualquier punto de la red, necesariamente requerirá ajustes en temas clave que hoy definen la actividad: concesiones, exclusividades, calidad de servicio, libre acceso, universalización, garantía de suministro, entre otros.

### *Mejorar la integración regional para permitir una mejora en el uso de la infraestructura de generación*

En lo que se refiere a la integración regional, es conocido y aceptado el potencial de ahorro que la misma representa para los países. Aunque una integración total enfocada a lograr un mercado único en el que todos los países estén fuertemente integrados parece hoy un objetivo utópico, e incluso que atenta contra el comportamiento de los países como unidades independientes, el desafío es lograr establecer un paradigma de integración que, reconociendo la situación actual, procure:

- La búsqueda de eficiencia sectorial como un objetivo ineludible.
- Rescatar los beneficios estructurales alcanzables.
- Aprovechar las oportunidades que la integración, aún parcial, permite. Las líneas de interconexión como factores de mitigación del riesgo de suministro son uno de los objetivos de integración que no pueden soslayarse.

Es necesario, entonces, aplicar modelos flexibles adaptables a diferentes situaciones, y que puedan funcionar en condiciones de mayor interdependencia entre países, basados en valores que permitan converger a una eficiencia, sustentabilidad y seguridad de servicio sectorial. Los siguientes elementos de valor deberían ser tenidos en cuenta al definir el nivel de integración:

- La autonomía de cada país sobre su sector eléctrico. Sin embargo, la captura de beneficios asociados a la complementariedad requiere un manejo eficiente de los recursos que la desintegración no permite, por lo que dentro del contexto de autonomía deben fijarse reglas que permitan el uso coordinado de recursos de generación.
- Los esquemas de asignación de costos y beneficios de la interconexión que sean equilibrados y sostenibles en el largo plazo.
- La prima de riesgo que debe asumir un país para acotar los costos de abastecimiento futuros. En la elaboración de escenarios para determinar los riesgos y las primas asociadas, hay que tener en cuenta que no siempre ocurre lo más probable, y aplicar criterios de aversión al riesgo adecuados.

Los beneficios de la integración tendrán un límite natural en función de las restricciones que se le impongan, por lo que debería avanzarse en acuerdos marco entre gobiernos para la optimización del uso de recursos.

*Asegurar el financiamiento necesario para la expansión de la infraestructura requerida buscando las fuentes más eficientes*

Los proyectos de infraestructura energética desarrollados dentro del estado enfrentan diferentes riesgos, como:

- La capacidad del estado para soportar el financiamiento de nuevos proyectos,

- La capacidad institucional del gobierno para planificar e implementar proyectos, y la complejidad de ciertas normativas de adquisiciones estatales.

En general los proyectos de infraestructura poseen ciclos de evolución largos, lo que requiere compromisos presupuestarios plurianuales y por periodos más largos que los normalmente previstos para los compromisos presupuestarios. Para ello, la mayoría de los países de la región ha puesto en vehículos especiales el financiamiento desde el sector público para áreas donde no han logrado atraer capital privado o no lo consideraron conveniente. ENARSA de Argentina, ICE de Costa Rica, CFE de México, UTE de Uruguay, Eletrobras y otras en Brasil, Empresas de Energía de Bogotá, ISAGEN, ISA o Empresas Públicas de Medellín en Colombia, etc. Estos vehículos permiten los compromisos de más largo plazo, permiten desarrollar capacidad institucional y, según el caso, permiten dotar al proceso de una normativa de adquisiciones especializada para el sector. Con lo cual el principal desafío del sector público puede ser resumido en cómo:

- Desarrollar estos vehículos de inversión,

- Lograr que los mismos no sean capturados por sus *stakeholders*,

- Canalizar desde estos vehículos de inversión el financiamiento del sector.

Un mecanismo de gran importancia para el financiamiento de proyectos en general con participación de capital privado, ha sido la banca multilateral, que está otorgando financiamiento para los proyectos a empresas y proyectos privados y gubernamentales de infraestructura en la región, a través del sus sector privado o público. Un importante aporte de la banca multilateral ha sido el estudio de proyectos a través de *grants*.

La participación privada y los obstáculos que enfrenta son diferentes entre los países de la región. Dos tipos de condicionamientos existen para la inversión del sector privado, i) aquellas que se originan en el ambiente de negocio y pueden ser mitigadas con instrumentos financieros generales y ii) aquellas que se originan en el propio proyecto y deben ser mitigados por contratos específicos con los clientes, constructores, proveedores, etc.

- La región está experimentando un proceso de cambio hacia más financiamiento de proyectos (*Project Finance*).

La generación y mejoramiento de mecanismos de mitigación de riesgos permitirán además incrementar el flujo de inversiones.

*Establecer políticas ambientales que permitan el desarrollo sustentable del sector*

Un desafío relevante para lograr el desarrollo de infraestructura eléctrica en el futuro es lograr armonizar las políticas de protección al medio ambiente con las de planificación y desarrollo energético, y eléctrico en particular, sin afectar la competitividad de la economía y comprometer recursos más allá del límite posible.

Las grandes obras de infraestructura tienen en muchos casos impactos en el medio ambiente que pueden ser relevantes, incluyendo el desarrollo de redes (por ejemplo grandes líneas de transmisión), y uso de fuentes renovables (hidroeléctricas).

Es por ello que el desarrollo de mecanismos que articulen las políticas ambientales con las de desarrollo de la infraestructura eléctrica, asignando riesgos al Estado y a inversores en forma óptima según la posibilidad de mitigación que cada uno tenga, es un factor crítico.

Si bien las normativas ambientales de la región no figuran entre las más estrictas internacionalmente, las restricciones ambientales se han transformado en un factor que ha interferido en el desarrollo de infraestructura eléctrica, en particular en Brasil y Chile. En particular, se han observado retrasos cuando el inversor privado debe asumir todo el riesgo de aprobación ambiental.

En la medida en que el Estado se ha involucrado en la problemática, asumiendo al menos parcialmente el riesgo de aprobación ambiental de los proyectos, tal como en el caso de desarrollo de hidroeléctricas en Brasil, se ha logrado agilizar el proceso de desarrollo de obras.

Adicionalmente, si bien el grado de avance de los países de la región en regulación medioambiental por impactos locales es aceptable, prever el impacto de mayores compromisos internacionales sobre emisiones de gases de efecto invernadero sobre el sector eléctrico es un factor clave que debe ser incorporado a los procesos de planificación estratégica, los que debieran producir planes que presenten flexibilidad ante distintos requerimientos en esta materia. De otra manera, el riesgo de desarrollar infraestructura que en el futuro sea penalizada por restricciones medioambientales relativas al cambio climático es relevante, lo que potencialmente implica una pérdida de eficiencia sectorial que puede ser de alto impacto.

El desafío medioambiental se completa con la mejora requerida en la eficiencia energética. Algunos países, como México, han tenido mucho éxito en la ejecución de programas de eficiencia energética en varios

sectores. Otros países han iniciado, y en algunos casos abandonado, programas de este tipo. Los abandonos se han debido, a veces, al agotamiento de los recursos financieros asignados al plan, y otras al escaso éxito del mismo. Es importante señalar que las iniciativas para mejorar la eficiencia energética se ven a veces contrapuestas a la existencia de subsidios y otras medidas similares que distorsionan el mercado y llevan a los consumidores en la dirección opuesta. La coherencia de las políticas es fundamental para lograr la sostenibilidad de estos programas.

### *Asegurar simultáneamente el acceso de la población de menos recursos al suministro eléctrico*

Aunque la cobertura de servicio y la calidad del mismo en ALC ha mejorado en las últimas dos décadas, el avance no ha sido suficiente para reducir la brecha con otras regiones. Aunque firme, ese avance ha sido dispar entre países y también entre áreas urbanas y rurales, con un rezago en la calidad de servicio de las áreas rurales y áreas urbanas de menos recursos. Los avances son menores a los de los países asiáticos de ingreso medio y muy inferiores a los de China. La calidad de servicio ha mejorado muy lentamente y es, cada vez más, considerada un problema por los sectores productivos de los países.

América Latina enfrentará el desafío simultáneo de mejorar la cobertura rural y el acceso al servicio de los estratos urbanos más pobres y de mejorar sustancialmente la confiabilidad y calidad del servicio a quienes hoy ya lo disponen.

La característica común más importante de los programas exitosos de electrificación rural es el apoyo continuado y firme de los gobiernos. Un segundo aspecto fundamental es el diseño de un esquema financiero sustentable para la viabilidad del plan. Prácticamente todos los planes de electrificación rural requieren de alguna forma de subsidio, en la medida que los hogares a conectar no tengan en general capacidad para enfrentar el pago de los costos involucrados. La estrategia para la definición de los subsidios es propia de cada país y su realidad social y política, y de la prioridad que otorga al desarrollo de la electrificación. Otro punto que amerita especial consideración para el éxito de un programa de electrificación es lograr una ejecución eficiente. La extensión de la red existente es la opción más habitual en áreas no remotas y la implementación sustentable de esta solución requiere trabajo coordinado de regulador, concesionario y entidad responsable del desarrollo de la electrificación. El desarrollo de procesos competitivos para asignar la ejecución de los proyectos es también recomendable para lograr buenos niveles de eficiencia que se traducen en los costos. Entre los aspectos significativos a ser considerados para un plan exitoso se destaca la necesidad de prever, no solo las soluciones para realizar la inversión inicial, sino esquemas financieros y operativos sustentables que aseguren la continuidad del mantenimiento, y reposición de la infraestructura instalada en el largo plazo.