

**CENTRO DE ESTUDIOS
INTERNACIONALES
GILBERTO BOSQUES**



**REUNIÓN EXTRAORDINARIA DE
LA COMISIÓN DE
ENERGÍA Y MINAS DEL
PARLAMENTO
LATINOAMERICANO.**

**Provincia de Imbabura, Ecuador
29 Y 30 de agosto de 2014.**



**REUNIÓN EXTRAORDINARIA DE LA COMISIÓN DE
ENERGÍA Y MINAS DEL PARLAMENTO
LATINOAMERICANO.**

**Provincia de Imbabura, Ecuador
29 Y 30 de agosto de 2014.**

REUNIÓN EXTRAORDINARIA DE LA COMISIÓN DE ENERGÍA Y MINAS

Dirección: Antonio Ante, Provincia de Imbabura, Ecuador

29 Y 30 de agosto

INDICE

- Programa de la Reunión.
- Acta de la Reunión (25 y 26 de Julio de 2014).
- Nota Parlatino
- Perfiles:
 - Daisy Tourné Valdez.
 - Gabriela Alejandra Rivadeneira Burbano.
 - Elías Castillo
- Interconexión Eléctrica de las Américas (resumen).
- Interconexión Eléctrica de las Américas
- Nuevas Oportunidades de Interconexión Eléctrica en América Latina (resumen).
- Nuevas Oportunidades de Interconexión Eléctrica en América Latina.
- Evolución de la Minería en México.
- Ley de Minería de México.



**REUNIÓN EXTRAORDINARIA DE LA COMISIÓN DE
ENERGÍA Y MINAS**

**ATUNTAQUI, PROVINCIA DE IMBABURA, ECUADOR
29 Y 30 DE AGOSTO**

**LUGAR DE LA REUNIÓN: FÁBRICA TEXTIL IMBABURA: “CENTRO DE
CONVENCIONES EL ARRIERO”**

Dirección: Abdón Calderón y Junín- Ciudad de Atuntaqui-Provincia de Imbabura.

PROYECTO DE AGENDA

	28 DE AGOSTO	RESPONSABLE
	Llegada de los Parlamentarios a Quito Traslado de los Parlamentarios desde Quito a Atuntaqui, Provincia de Imbabura en transporte terrestre (Duración 2 horas y media aproximadamente)	Organizadores del Evento
19:00HS	Traslado de la Hostería Natabuela a la Hostería Chorlaví	Organizadores del Evento
19:30	Inauguración del evento en la Hostería Chorlaví, en el que se realizará el Acto de Instalación de las reuniones Himno Nacional del Ecuador Palabras de bienvenida: Intervención de la Diputada Daisy Tourné, Secretaria de Comisiones del Parlamento Latinoamericano Intervención de la Señora Gabriela Rivadeneira, Presidenta de la Asamblea Nacional Himno a la Provincia de Imbabura Recepción de Bienvenida	
22:00	Traslado a la Hostería Natabuela.	



Parlamento Latinoamericano



	29 DE AOSTO DE 2014	
08:30	Traslado del hotel para el Centro de Convenciones El Arriero en la ciudad de Atuntaqui	Organizadores del Evento
09:00	INICIO DE LOS TRABAJOS DESIGNACIÓN DE UN LEGISLADOR COMO SECRETARIO REDACTOR Tema I 1. Importancia y desafíos de la Interconexión Eléctrica Regional Invitado Ing. Beno Ruchansky (ex Presidente de UTE de Uruguay y ex coordinador del SINEA/Sistema de Interconexión Eléctrica Andina) CEPAL	
11:00	Receso	
11:30	Continuación de los trabajos	
13:30	Almuerzo	
15:00	Continuación de los trabajos	
16:30	Receso	
17:00	Continuación de los trabajos	
18:30	Fin de la jornada	
19:15	Noche Imabureña	
21:00	Traslado a la Hostería Natabuela de la ciudad de Ibarra	Organizadores del Evento

HORARIO	ACTIVIDADES	RESPONSABLE / OBSERVACIONES
---------	-------------	-----------------------------



Parlamento Latinoamericano



HORARIO	ACTIVIDADES	RESPONSABLE / OBSERVACIONES
SABADO 30 DE AGOSTO		
09:00	Traslado al Centro de Convenciones	Organizadores del Evento
09:30	Tema II Ley marco de seguridad minera. Dip. Issa Kort, Presidente de la Comisión	
11:00	Receso	
11:30	Continuación de los trabajos	
13:30	Almuerzo	
15:00	Continuación de los trabajos	
17:00	Fin de la Jornada Elaboración del Acta Lectura y aprobación del acta.	
17:30	Traslado a la Hostería Natabuela y a la ciudad de Quito	
DOMINGO 31 DE AGOSTO DE 2014		
	Salida de las delegaciones	

**REUNIÓN
DE LA COMISION DE ENERGÍA Y MINAS DEL PARLAMENTO
LATINOAMERICANO**

País: Panamá, República de Panamá

Fecha: 25 y 26 de Julio de 2014.

Lugar: Sede del Parlamento Latinoamericano.

En la ciudad de Panamá, República de Panamá, durante los días 25 y 26 de Julio del año 2014, se reúne la comisión de Energía y Minas del Parlamento Latinoamericano a donde asisten los siguientes Legisladores:

LEGISLADOR

Sen. Jorge Alberto Garramuño

Dip. Jose Antonio Vilariño

Sen. Andrés Agustín Villca Daza

Sen. Sherwin S. Leonora

Sen. Humphrey A. Davelaar

Dip. Issa Kort Garriga, Presidente de la Comisión

Dip. Renzo Trisotti

Dip. Germán Becker

Asamb. Paco Fierro Oviedo

Sen. Ramón Gómez Verlangieri

Sen. Ramón Jules Laville

PAIS

Argentina

Argentina

Bolivia

Curacao

Curacao

Chile

Chile

Chile

Ecuador

Paraguay

San Martin

Dip. Jorge Pozzi

Dip. Carolus Wimmer

Presidente del Grupo Parlamentario Venezolano

Uruguay

Venezuela

Venezuela

Se suma a la reunión el Diputado de Panamá, Sr. José Antonio Domínguez.

Siendo las 10:00 horas de la mañana, luego de la sesión inaugural, el Señor Presidente Issa Kort da inicio a la reunión de la Comisión.

Inmediatamente, señala que debe designarse al legislador redactor. Se designa a la Dip. José Antonio Vilariño de Argentina.

Seguidamente se da lugar a la presentación de cada uno de los miembros de la comisión presente.

El presidente de comisión informa de la invitación cursada por CEPAL, al V dialogo político regional de eficiencias energéticas al desarrollarse en Lima, Perú, entre el 27 y 28 de Octubre del corriente año. Se establece como fecha límite del 15 de agosto del corriente año, la confirmación de los parlamentarios que desean participar de ese evento a través de un correo electrónico al Parlatino.

Así mismo se decide aprobar por unanimidad el auspicio institucional de la comisión de Energía y Minas del Parlatino, al 5to dialogo de Política Regional de eficiencia energética.

Seguidamente, se da inicio a la discusión de los puntos de agenda, se pone en consideración el retiro de seguridad minera para ser tratado en la siguiente reunión y abocarse al tratamiento en esta reunión de la Ley Marco de Energía Eléctrica y la Ley Marco de Energía Renovables; como un aporte de la comisión a la conmemoración de los 50 años del Parlatino.

Se pone en consideración la Ley Marco de Energía Eléctrica, siendo el autor de propuesta se designa como miembro informante al Asambleísta Paco Fierro Oviedo.

Se propone tratar la Ley por capítulos dejando constancia de las modificaciones y aporte enviados por los Parlamentarios Issa Kort, Garramuño y Vilariño, como así también los comentarios enviados por el resto de los miembros de la Comisión.

Se leen la exposición de motivo y considerandos d agregando integración Latinoamericana y Caribeña, incrementando un considerando completo que se detalla.

“Que, los criterios normativos establecidos en el presente Proyecto de Ley Marco, basados en la integración y la cooperación regional, podrán inspirar y guiar la legislación y modificaciones al marco jurídico local, sin perjuicio de la normativa vigente de cada uno de los países miembros. Los principios recogidos en el presente Proyecto de Ley Marco podrán iluminar adecuaciones normativas armonizándolas con las respectivas normativas locales vigentes.”

En consideración el capítulo 1, se agrega en el inciso b: o diferenciadas; en inciso f; área peninsulares, insulares de menor desarrollo social.

Se pone a votación el capítulo 1 que consta del artículo 1 con las modificaciones propuestas resultando aprobada por una unanimidad.

En consideración el capítulo 2 se pone lo siguiente agregado en el artículo 3; la mitigación de daños ambientales y continua con la redacción.

Se pone a votación el capítulo 2 del artículo 2 al 8 con las modificaciones propuestas resultando la votación aprobada unanimidad.

Se pone en consideración el capítulo 3 con el siguiente agregado en el artículo 9: medidas de mitigación cuando corresponda, así como mejoras continua la redacción.

Se pone a votación el capítulo 3, artículo 9 y 10 con las modificaciones propuestas resultando la votación aprobada por unanimidad.

Se pone a consideración el capítulo 4, no habiendo modificación, se pone a votación el capítulo 4, artículos 11 al 13, resultando aprobada por unanimidad.

Se pone a consideración el capítulo 5, con el siguiente agregado en el artículo 14 inciso c: social o diferenciada.

Se pone a votación el capítulo 5, Artículo 14, con las modificaciones propuestas, resultando aprobada por unanimidad.

Se pone a consideración el capítulo 6, con el siguiente agregado en el artículo 16; locales, la solar, oceánica y la micro generación hidráulica de baja potencia.

Se pone a votación el capítulo 6, artículos 15, 16 y 17 con las modificaciones propuestas, resultando aprobada por unanimidad.

Se pone a consideración el capítulo 7, no habiendo modificación, se pone a votación el capítulo 7, artículos 18 al 19, resultando aprobada por unanimidad.

Se pone a consideración el capítulo 8, no habiendo modificación, se pone a votación el capítulo 8, artículos 20 al 24, resultando aprobada por unanimidad.

Habiendo terminado el tratamiento en particular se pone a votación para su aprobación en general de la Ley Marco de Energía Eléctrica con su exposición de motivos, considerandos, 8 capítulos y 24 artículos, resultando la votación aprobada por unanimidad.

PROYECTO DE LEY MARCO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL PARLAMENTO LATINOAMERICANO

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Entre los siglos XVIII y XIX se inicia la Revolución Industrial y con ella aparece la energía eléctrica, motor fundamental que estimuló a científicos de aquella época a poner en marcha inventos e ideas fundamentales para el desarrollo de la industria y el campo tecnológico, la electricidad dio el salto a campos insospechados como el teléfono, la radio, código Morse, que permitieron cambios vertiginosos en el quehacer humano y nuevas estrategias de los ejércitos en los campos de batalla.

La energía eléctrica a partir del siglo XIX se convirtió en el pilar fundamental del desarrollo de la sociedad y hoy no podemos concebir que existe vida si no dependemos de ella pues está presente en todas y cada una de las actividades y requerimientos diarios, alimentación, vivienda, transporte, comunicación, etc.

Siendo entonces la energía eléctrica, el elemento básico de toda sociedad civilizada, es necesario que los Estados miembros del Parlatino contemos con un marco jurídico que determine principios generales sobre los que se sustenten o desarrollen las normas que han de regir soberanamente en todos y cada uno de nuestros países, principios generales que básicamente deben propender al cuidado y protección del medio ambiente, a una cobertura total del servicio y a tarifas diferenciadas en relación al sector poblacional beneficiario; Por ello,

CONSIDERANDO:

Que, el Parlamento Latinoamericano, de conformidad con la declaración de Lima, es una Institución democrática de carácter permanente, representativa de todas las tendencias políticas existentes en todos los cuerpos legislativos y está encargada de promover, armonizar y canalizar el movimiento hacia la integración.

Que, el Parlamento Latinoamericano se creó en el marco de las integraciones regionales para asegurar la libertad de la región Latinoamericana, su desarrollo.

Que, el Art. 3, literal b) del Estatuto del Parlamento Latinoamericano tiene entre sus principios permanentes e inalterables, la integración Latinoamericana y Caribeña.

Que, el Art. 4, literales f), h) y m) del Estatuto del Parlamento Latinoamericano, señala entre otros los siguientes propósitos:

Estudiar, debatir y formular políticas de solución a los problemas sociales, económicos, culturales y de política exterior de la comunidad latinoamericana y del Caribe.

Canalizar y apoyar las exigencias de los pueblos de América Latina y del Caribe, en el ámbito internacional, respecto al justo reconocimiento de sus derechos.

Luchar a favor de la cooperación internacional, como medio para instrumentar y fomentar el desarrollo armónico de la comunidad latinoamericana, en términos de bienestar general.

Que, el Art. 17 del Estatuto del Parlamento Latinoamericano determina que: "Son atribuciones de la Asamblea, conocer y aprobar en forma de acuerdo, recomendaciones o resoluciones, según el caso, cualquier asunto, moción o proyecto que tenga relación con los principios y propósitos del Parlamento Latinoamericano..."

Que, la Resolución N° 1 del Parlamento Latinoamericano que determina el procedimiento de aprobación de Leyes Marco, en su Art. 1 determina: "Corresponde la iniciativa de los proyectos de Leyes Marco a todos los Órganos Estatutarios del Parlamento Latinoamericano. Así mismo, podrán los legisladores de los países miembros, y la ciudadanía, proponer el tratamiento de los proyectos de ley marco.

Que, los criterios normativos establecidos en el presente Proyecto de Ley Marco, basados en la integración y la cooperación regional, podrán inspirar y guiar la legislación y modificaciones al marco jurídico local, sin perjuicio de la normativa vigente de cada uno de los países miembros. Los principios recogidos en el presente Proyecto de Ley Marco podrán iluminar adecuaciones normativas armonizándolas con las respectivas normativas locales vigentes.

RESUELVE

APROBAR LA LEY MARCO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CAPITULO I

GENERALIDADES

Art. 1 La prestación del servicio eléctrico se sustenta en los siguientes principios:

a.- La provisión de servicio eléctrico es universal, de calidad con costos eficientes;

b.- El sistema tarifario debe incluir, dentro de su diseño, tarifas sociales o diferenciadas que permitan el acceso, a todos los sectores de la población;

c.- Los subsidios que se entreguen a los consumidores del servicio deben ser focalizados y orientados a la universalidad en su uso;

d.- Las tarifas de los servicios eléctricos deben permitir la sostenibilidad de las empresas;

e.- Los sistemas de transmisión y distribución deben permitir el libre acceso de los agentes en condiciones de igualdad;

f.- La expansión del sistema eléctrico debe considerar la inclusión de todos los sectores poblacionales, sobre todo de las áreas peninsulares, insulares y/o de menor desarrollo social.

g.- La producción de electricidad debe considerar prioritariamente la utilización de fuentes renovables;

h.- Las obras necesarias para la prestación del servicio eléctrico deben generar el menor impacto ambiental, según la normativa vigente.

CAPITULO II

INSTITUCIONALIDAD

Art.2 Las instituciones encargadas de la prestación del servicio eléctrico, tendrán como responsabilidad que éste llegue a todos los sectores poblacionales, a un precio justo y con niveles apropiados de calidad.

Art. 3 Los gobiernos centrales, a través de las instituciones competentes, se encargarán de la planificación del sector en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía. Dentro de esta planificación se debe considerar políticas para proteger el medio ambiente, la mitigación de daños ambientales, el uso óptimo de los recursos, y la eficiencia energética.

Art. 4 Los Entes Reguladores de electricidad son los encargados de emitir la normativa, a la cual deberán sujetarse las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, además del operador de la red, en lo relacionado con la prestación del servicio eléctrico.

Art. 5 Los Entes Reguladores basarán sus resoluciones en función de los análisis socio- económicos, técnicos y de medio ambiente que permitan cumplir con las políticas y metas de desarrollo del país; así como presentar los proyectos de ley y reglamentos que el sector eléctrico requiera.

Art. 6 Los Entes de Control del sector eléctrico serán los encargados de realizar la supervisión y control de las empresas responsables de la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, y del operador de red, a fin de que éstas cumplan con la normativa vigente del sector y se entregue el servicio en condiciones de calidad.

Art. 7 El Operador de Red será el encargado de realizar las operaciones de la energía en bloque, con el objeto de tener aparejado, a cada momento, la generación y la demanda, en condiciones de mínimo costo para el sistema; precautelando la seguridad y la continuidad del servicio.

Art. 8 Las empresas prestadoras serán encargadas de realizar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, con sujeción irrestricta a la protección del medio ambiente y normativa legal vigente.

CAPITULO III

EMPRESAS PRESTADORAS

Art. 9 Las empresas generadoras desarrollan los proyectos según la planificación del sector y sus respectivas habilitaciones. Dichas empresas desarrollarán sus actividades previendo un mínimo impacto al ambiente, e implementando medidas de mitigación cuando corresponda, así como mejoras en las comunidades donde se desarrollen los proyectos.

Art. 10 Las empresas que desarrollen actividades de transmisión, distribución y comercialización deben permitir el libre acceso a las redes y extender las mismas a todos los sectores.

CAPITULO IV

PLANIFICACIÓN

Art. 11 Los gobiernos centrales, a través de sus instituciones, son los responsables de la identificación de los recursos naturales que permitan la producción de electricidad. El aprovechamiento de los recursos debe respetar el ambiente y las comunidades; priorizando la implantación de proyectos en zonas de menor desarrollo económico del país.

Art. 12 Las instituciones encargadas de la planificación del sector eléctrico, a través de los planes de expansión de generación, deberán identificar los tipos de tecnologías a desarrollar para el abastecimiento de la demanda nacional, priorizando, dentro de éstas, la utilización de las fuentes naturales disponibles.

Art. 13 Las instituciones encargadas de la planificación del sector eléctrico deben elaborar anualmente planes de expansión para las redes de transmisión y distribución. Los planes de transmisión garantizarán la inyección de energías de los diferentes proyectos de generación, así como la entrega de estas a todos los puntos de demanda del país. Los planes de distribución deben garantizar el acceso al servicio a todos los consumidores del país, con niveles de calidad.

CAPITULO V

SISTEMA TARIFARIO

Art. 14 El costo de cada una de las etapas del sistema eléctrico, deberá sujetarse a los siguientes principios:

- Sostenibilidad: en cada una de las etapas del servicio: generación, transmisión, distribución y comercialización;
- Eficiencia: establecimiento de tarifas que reconozcan los costos del servicio, bajo principios de eficiencia;
- Social o diferenciadas: inclusión de tarifas sociales o diferenciadas, que permitan a todos los sectores del país acceder y mantener el servicio eléctrico;
- Subsidios: establecimiento de subsidios focalizados que permitan a grupos de la sociedad con bajos recursos, contar con el servicio
- Transparencia: la información de cada etapa del sistema tarifario eléctrico tiene que ser pública y de fácil comprensión

CAPITULO VI

ELECTRIFICACIÓN RURAL

Art. 15 La electrificación de las zonas rurales y marginadas debe ser un objetivo en la expansión del servicio eléctrico. Para el financiamiento de las obras en estas zonas, el Estado deberá generar mecanismos que aseguren su sostenibilidad en el tiempo, así como la asignación de fondos que permitan su financiamiento.

Art. 16 Para la atención a estos sectores se lo hará con la extensión de red de los sistemas de distribución, y en donde no sea posible dicha solución se privilegiará la utilización de energías renovables no convencionales, locales como la solar, la eólica, oceánica, la micro generación hidroeléctrica, entre otras.

Art. 17 Las obras que se desarrollen para la atención de estos sectores podrán contar con la participación social de las comunidades, sobre todo con el aporte de mano de obra no calificada.

CAPITULO VII

ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

Art. 18 Para la producción de electricidad, se implementarán mecanismos que permitan brindar un trato preferente a las energías renovables no convencionales, respecto a la generación tradicional. Estos mecanismos

deberán asegurar el menor impacto ambiental posible con arreglo a la diversidad geográfica. Se considerará como energías renovables no convencionales a la solar, eólica, biomasa, biogás, geotérmica, oceánica, generación hidráulica de baja potencia, entre otras.

Art. 19 Para implementar y desarrollar la generación distribuida, se fomentará el uso de generación renovable no convencional. Los mecanismos técnicos y comerciales deberán ser implementados de manera que asegure su sustentabilidad en el tiempo.

CAPITULO VIII

INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA

Art. 20 Los Estados, a través de sus órganos competentes, son los responsables del desarrollo y la implementación de las políticas y mecanismos que permitan efectuar los intercambios internacionales de electricidad.

Art. 21 Los Estados miembros del Parlamento Latinoamericano se comprometen con el desarrollo del proceso de integración energética regional, para lo cual impulsarán la armonización normativa que permita el desarrollo del comercio regional de electricidad, promoviendo la no-discriminación y la reciprocidad en el tratamiento de las ofertas y las demandas de los otros Estados.

Art. 22 Los Estados desarrollarán un sistema de cooperación para el uso eficiente de los recursos e integración energética regional; partiendo de las interconexiones y llegando a la consolidación de una integración regional.

Art. 23 Los Estados impulsarán políticas energéticas para la asistencia, intercambio y transferencia de conocimientos científicos y tecnológicos que permitan la explotación de fuentes alternativas de energía que contribuyan a mejorar la eficiencia energética, uso sostenible de los recursos y de manera especial, la conservación y/o protección del medio ambiente.

Art. 24 La planificación de la expansión del sistema eléctrico nacional deberá visualizar los procesos de integración energética regional, posibilitando el desarrollo e incorporación de una adecuada infraestructura regional, que permita un suministro de energía eléctrica seguro, confiable y eficiente en la región.

Se hace un cuarto intermedio para el almuerzo.

Siendo las 14 horas se reinicia la sesión de la comisión poniéndose a tratamiento el proyecto de Ley Marco de Energías Renovables, de autoría del Senador Jorge Alberto Garramuño y el Diputado José Antonio Vilariño; siendo miembro informante del presente proyecto el Senador Garramuño.

A proposición del Senador Villca Daza, se somete a la lectura del Proyecto, acto seguido se reciben los agregados y modificaciones de los siguientes Legisladores: Jorge Pozzi, Sherwin Leonora, Issa Kort, Humphrey A. Davelaar, Ramón Gómez, Paco Fierro Oviedo, Andrés Villca Daza.

A propuesta del Senador Ramón Gómez, se somete a votación en particular y en general, la exposición de motivos, considerando, artículos y capítulos de la Ley Marco de Energías Renovables con los agregados y modificaciones propuestos por los legisladores tras un arduo y extenso debate del Proyecto.

Se aprueba por una unanimidad la exposición de motivos, considerando, 8 capítulos y 21 artículos de la Ley de Energía Renovable que se detalla a continuación:

PROYECTO DE LEY MARCO DE ENERGÍAS RENOVABLES

DEL PARLAMENTO LATINOAMERICANO

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS:

El consumo de energía es uno de los grandes medidores del progreso y bienestar de una sociedad. El concepto de "crisis energética" aparece cuando las fuentes de energía de las que se abastece la sociedad se agotan. Un modelo económico como el actual, cuyo funcionamiento depende de un continuo crecimiento, exige también una demanda igualmente creciente de energía. Puesto que las fuentes de energía fósil

y nuclear son finitas, es inevitable que en un determinado momento la demanda no pueda ser abastecida y todo el sistema colapse, salvo que se descubran y desarrollen otros nuevos métodos para obtener energía: éstas serían las energías alternativas.

Se denomina *energía renovable* a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Entre las energías renovables se cuentan:

La eólica, solar, biomasa, biogás, geotérmica, oceánica, gases de vertederos, gases de plantas de depuración, generación hidráulica, biocombustibles, entre otras.

Un concepto similar, pero no idéntico es el de las energías alternativas: una *energía alternativa*, o más precisamente una *fuentes de energía alternativa* es aquella que puede suplir a las energías o fuentes energéticas actuales, ya sea por su menor efecto contaminante, o fundamentalmente por su posibilidad de renovación. Según esta definición, algunos incluyen la energía nuclear dentro de las energías alternativas, ya que generan muy pocos gases de efecto invernadero.

Por otra parte, el empleo de las fuentes de energía actuales tales como el [petróleo](#), [gas natural](#) o [carbón](#) acarrea consigo problemas como la progresiva [contaminación](#), o el aumento de los [gases invernadero](#).

La discusión energía alternativa/convencional no es una mera clasificación de las fuentes de energía, sino que representa un cambio que necesariamente tendrá que producirse durante este siglo. Es importante reseñar que las energías alternativas, aun siendo renovables, también son finitas, y como cualquier otro recurso natural tendrán un límite máximo de explotación. Por tanto, incluso aunque podamos realizar la transición a estas nuevas energías de forma suave y gradual, tampoco van a permitir continuar con el modelo económico actual basado en el crecimiento perpetuo. Es por ello por lo que surge el concepto del [Desarrollo sostenible](#). Dicho modelo se basa en las siguientes premisas desde el punto de vista energético.

- El uso de fuentes de energía renovable, ya que las fuentes fósiles actualmente explotadas terminarán agotándose, según los pronósticos actuales, en el transcurso de este siglo XXI.
- El uso de fuentes limpias, reduciendo la participación de las centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles y/o energía nuclear.
- La explotación extensiva de las fuentes de energía, proponiéndose como alternativa el fomento del autoconsumo, que evite en la medida de lo posible la construcción de grandes infraestructuras de generación y distribución de energía eléctrica.
- La disminución de la demanda energética, mediante la mejora del rendimiento de los dispositivos eléctricos (electrodomésticos, lámparas, etc.)
- Reducir o eliminar el consumo energético innecesario. No se trata sólo de consumir más eficientemente, sino de consumir **menos, es** decir, desarrollar una conciencia y una cultura del ahorro energético y condena del despilfarro.
- Crear políticas públicas que permitan generar conciencia sobre la necesidad de cuidado, eficiencia y eficacia en el manejo de la generación, transmisión y distribución de la energía renovable.
- Implementar centros de investigación para el desarrollo de tecnologías con uso de energías renovables.

La producción de energías limpias, [alternativas](#) y renovables no es por tanto una cultura o un intento de mejorar el medio ambiente, sino una necesidad a la que el ser humano se va a ver abocado, independientemente de nuestra opinión, gustos o creencias.

Siendo entonces la energía eléctrica el elemento básico de toda sociedad civilizada, y sumamente importante la incorporación de energías renovables que hagan sustentable esta premisa, es necesario que los Estados miembros del Parlatino contemos con un marco jurídico que determine principios generales sobre los que se sustenten o desarrollen las normas que han de regir soberanamente en todos y cada

uno de nuestros países, principios generales que básicamente deben propender al cuidado y protección del medio ambiente, a una cobertura total del servicio y a tarifas social o diferenciadas en relación al sector poblacional beneficiario.

Existe un grado menor de desarrollo tecnológico de los proyectos de energías renovables no convencionales respecto de la energías tradicionales, por lo que es necesario que el Estado, dicte políticas que permitan las participación de este tipo de fuentes renovables en igualdad de condiciones; Por ello,

CONSIDERANDO:

Que, el Parlamento Latinoamericano, de conformidad con la declaración de Lima, es una Institución democrática de carácter permanente, representativa de todas las tendencias políticas existentes en los cuerpos legislativos y está encargada de promover, armonizar y canalizar el movimiento hacia la integración.

Que, el Parlamento Latinoamericano se creó en el marco de las integraciones regionales para asegurar la libertad de la región Latinoamericana, su desarrollo y su participación en los procesos mundiales.

Que, el Art. 3, literal b) del Estatuto del Parlamento Latinoamericano tiene entre sus principios permanentes e inalterables, la Integración Latinoamericana y Caribeña.

Que, el Art. 4, literales f). h), y m) del Estatuto del Parlamento Latinoamericano, señala entre otros los siguientes propósitos:

Estudiar, debatir y formular políticas de solución a los problemas sociales, económicos, culturales y de política exterior de la comunidad latinoamericana.

Canalizar y apoyar las exigencias de los pueblos de América Latina, en el ámbito internacional, respecto al justo reconocimiento de sus derechos.

Luchar en favor de la cooperación internacional, como medio para instrumentar y fomentar el desarrollo armónico de la comunidad latinoamericana, en términos de bienestar general.

Que, el Art. 17 del Estatuto del Parlamento Latinoamericano determina que: “Son atribuciones de la Asamblea, conocer y aprobar en forma de acuerdo, recomendaciones o resoluciones, según el caso, cualquier asunto, moción o proyecto que tenga relación con los principios y propósitos del Parlamento Latinoamericano...”

Que, la Resolución N° 1 del Parlamento Latinoamericano que determina el procedimiento de aprobación de Leyes Marco, en su Art. 1 determina: “Corresponde la iniciativa de los proyectos de leyes Marco a todos los Organos Estatutarios del parlamento Latinoamericano. Así mismo, podrán los legisladores de los países miembros, y la ciudadanía, proponer el tratamiento de los proyectos de ley marco.

Que, este Parlamento Latinoamericano procede a aprobar una Ley Marco de Energía Eléctrica que fija principios básicos en la prestación del servicio en la región; siendo esta ley complementaria de la misma a efectos de cubrir la totalidad de las formas de generación de energía eléctrica.

Que, los criterios normativos establecidos en el presente Proyecto de Ley Marco, basados en la integración y la cooperación regional, podrán inspirar y guiar la legislación y modificaciones al marco jurídico local, sin perjuicio de la normativa vigente de cada uno de los países miembros. Los principios recogidos en el presente Proyecto de Ley Marco podrán iluminar adecuaciones normativas armonizándolas con las respectivas normativas locales vigentes

RESUELVE:

APROBAR LA LEY MARCO DE ENERGÍAS RENOVABLES

CAPITULO I: GENERALIDADES

Art. 1 *Fuentes de Energía Renovables: son las fuentes de energía renovables no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma*

sustentable en el corto, mediano y largo plazo: energía eólica, solar geotérmica, oceánica, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás, biocombustibles y otros.

Su incorporación para la prestación del servicio eléctrico se sustenta en similares principios a los de la ley Marco de Energía Eléctrica, que son:

a.- La provisión del servicio eléctrico es universal, de calidad y con costos eficientes; la incorporación de energías renovables complementarán su cumplimiento .

b.- El sistema tarifario debe incluir, dentro de su diseño, si correspondiere, tarifas sociales o diferenciadas que permitan el acceso, a todos los sectores de la población;

c.- Las tarifas de los servicios eléctricos que utilicen energías renovables deben permitir la sustentabilidad de las empresas y/o personas.

d.- Los sistemas de transmisión y distribución deben permitir el libre acceso de los agentes en condiciones de igualdad;

e.- La expansión del sistema eléctrico debe considerar la inclusión de todos los sectores poblacionales, sobre todo de las áreas de menor desarrollo social, peninsulares e insulares.

f.- La producción de electricidad a través de fuentes renovables deben buscar eficiencia y rendimiento en la generación de electricidad.

g.- Las obras necesarias para la prestación del servicio eléctrico deben generar el menor impacto ambiental, según la normativa vigente.

CAPITULO II: FOMENTO

Art. 2 Los gobiernos centrales establecerán mecanismos de fomento que vayan incorporando de manera paulatina y progresiva las fuentes de energías renovables en su matriz energética a precios correspondiente y con niveles apropiados de calidad.

Art. 3 Los mismos podrán consistir en metas predeterminadas de consumo de energías renovables en tiempos también predeterminados, lo que apuntaría a tener una previsibilidad que viabilicen los proyectos desde el punto de vista técnico y económico.

Art. 4 Los principales beneficios a implementar serían seguridad jurídica, que garantizaría la sustentabilidad de los proyectos desde el inicio hasta la amortización de la inversión, y desgravaciones impositivas, a efectos de acompañar desde el Estado las inversiones iniciales que hagan competitivos los precios de las energías renovables respecto de otro tipo de energías ya consolidadas.

Art. 5 Los beneficios impositivos deberán ser graduales, con una mayor importancia al inicio de los proyectos y considerando los tiempos prefijados de porcentajes esperados a alcanzar en los nichos de energía

Art. 6 A sus efectos se podrán desgravar los impuestos a las rentas generadas por el proyecto, como así también la importación de bienes de capital que sean estrictamente necesarios.

Se deberá privilegiar la compra de insumos regionales.

CAPITULO III: PLANIFICACION

Art. 7 Los gobiernos centrales, a través de sus instituciones, son los responsables de la identificación de los recursos naturales que permitan la producción de energía a través de energías renovables. El aprovechamiento de los recursos debe respetar el ambiente y las comunidades; priorizando la implantación de proyectos en zonas de menor de desarrollo económico del país.

Art. 8 Deberán planificar las previsiones de consumo de energía de sus pueblos, teniendo en cuenta para ello el crecimiento vegetativo de la población, recursos presupuestarios para ir incorporando energías renovables, concientización hacia las sociedades respecto de las nuevas tecnologías, capacitación de sus autoridades de aplicación y descentralización de sus facultades hacia las gobernaciones, municipios, comunas, etc, para garantizar la plena conciencia de todas las autoridades con poder de decisión.

Art. 9 Las empresas operadoras de sistemas de energías renovables deberán capacitar a su personal, garantizando eficiencia del servicio a prestar con costos acordes a los del mercado.

Deberán priorizar la compra de insumos regionales y privilegiar la contratación de personal local.

CAPITULO IV: FINANCIAMIENTO Y FONDOS ESPECIFICOS

Art.10 Los gobiernos centrales podrán proveer mecanismos de financiamiento que hagan sustentables los proyectos de generación de energía mediante la utilización de energías renovables.

Art.11 Para financiar la adquisición e instalación de bienes de capital o la fabricación de bienes u obras de infraestructura aplicables a la producción de energías renovables, los Estados podrán:

- a) Crear y gestionar fondos fiduciarios específicos.
- b) Emitir títulos públicos o instrumentos de deuda.
- c) Afectar partidas presupuestarias que se utilicen para la importación de combustibles fósiles.
- d) Establecer cargos específicos a la demanda.
- e) Otorgar los avales y/o garantías necesarios para respaldar los contratos de compraventa de energía.
- f) Otorgar los avales y/o garantías necesarios para respaldar la emisión de títulos, obligaciones negociables o cualquier instrumento de deuda a emitir por las empresas a desarrollar energías renovables para garantizar créditos internacionales destinados a financiar la compra e instalación de bienes de capital o la fabricación de bienes u obras de infraestructura aplicables a la producción de las mismas.
- g) Desgravar impositivamente a las rentas y a la importación de bienes de capital, de manera progresiva de acuerdo al momento y avance de los proyectos de energías renovables.
- h) Otorgar bonos fiscales que puedan ser utilizados para el cumplimiento de obligaciones tributarias.
- i) Cualquier otro instrumento que cada Estado considere adecuado.

CAPITULO V: ESTABILIDAD FISCAL

Art. 12 Los gobiernos centrales, como así también los que de ellos dependan, como provinciales, municipales, comunales, etc, podrán otorgar seguridad jurídica como mínimo hasta la amortización de las inversiones para proyectos de desarrollo de energías renovables.

Art.13 La misma podrá ser extensiva, durante el tiempo y la progresividad del beneficio, a los impuestos de carácter general y/o fuerza mayor que determinen los diferentes estados: nacional, provincial, municipal, comunales, etc.

CAPITULO VI: PRESERVACION DEL MEDIO AMBIENTE

Art. 14 Los gobiernos centrales deberán tener normas que garanticen el cuidado del medio ambiente. A sus efectos podrán establecer mecanismos de premios y castigos que hagan al equilibrio del desarrollo de energías renovables preservando el medio ambiente.

Art.15 Se dictarán normas que contemplen la obligatoriedad de presupuestar en los proyectos de energías renovables la incorporación de sistemas de tratamientos de residuos que sean amigables con el medio ambiente.

Art.16 Se establecerá un sistema sancionatorio para los incumplimientos.

CAPITULO VII: TRANSFERENCIA TECNOLOGICA ENTRE PAISES

Art. 17 Los Estados, a través de sus órganos competentes, son los responsables del desarrollo y la implementación de las políticas y mecanismos que permitan efectuar los intercambios internacionales de tecnologías que desarrollen las energías renovables.

Art.18 Los Estados miembros del Parlamento Latinoamericano se comprometen con el desarrollo del proceso de integración energética regional, para lo cual impulsarán la

armonización normativa que permita el desarrollo del comercio regional de las energías renovables.

Art.19 Los Estados desarrollarán un sistema de cooperación para el uso eficiente de los recursos e integración energética regional; partiendo de las interconexiones y llegando a la consolidación de una integración regional.

CAPITULO VIII: COMPLEMENTACION Y NO COMPETENCIA

Art.20 Los Estados impulsarán la complementación regional de sus energías renovables intercambiando experiencias y conocimientos, con un proceso de integración pleno de acuerdo a las posibilidades de interconexión que propenda a un desarrollo de las mismas, y cuyo eje central deberá ser el desarrollo económico de las regiones y el cuidado del medio ambiente.

Art.21 Se priorizará la integración regional, evitando la competencia. Se dictarán normas en los Estados miembros del Parlamento Latinoamericano que contemplen dicho precepto.

Habiendo agotado los puntos de la agenda de trabajo, se da por finalizada la sesión.

NOMBRE DEL FUNCIONARIO QUE REALIZÓ LA TRANSCRIPCIÓN DEL ACTA (TELÉFONO Y CORREO ELECTRÓNICO: Serial Escobar Secom_serial@parlatino.org.

Lectura y aprobación del Acta.

Firma de los parlamentarios asistentes.

FIRMAS

LEGISLADOR

PAIS

Sen. Jorge Alberto Garramuño

Argentina

Dip. Jose Antonio Vilariño

Argentina

Sen. Andrés Agustín Villca Daza

Bolivia

Dip. Issa Kort Garriga, Presidente de la Comisión

Chile

Dip. Renzo Trisotti Martínez

Chile

Sen. Humphrey Andres Davelaar

Curacao

Sen. Sherwin Leonora

Curacao

Asamb. Paco Fierro Oviedo

Ecuador

Sen. Ramón Gómez Verlangieri,

Paraguay

Dip. Jorge Pozzi

Uruguay

**Dip. Carolus Wimmer
Presidente Parlamento Grupo Venezolano**

Venezuela

EL PARLAMENTO LATINOAMERICANO¹

Entre los foros parlamentarios regionales de América Latina y El Caribe, destaca por su activismo el Parlamento Latinoamericano (Parlatino), constituido el 7 de diciembre de 1964, en la ciudad de Lima, Perú e integrado por los Parlamentos nacionales de América Latina cuyos países suscribieron el Tratado de Institucionalización, el 16 de noviembre de 1987, en Lima -Perú, y aquellos cuyos Estados se adhirieron posteriormente.

Por su carácter representativo de todas las tendencias políticas existentes en los cuerpos legislativos participantes, el Parlatino se ha conformado como un foro plural, democrático y transparente con la capacidad de promover, armonizar y canalizar el movimiento hacia la integración de Latinoamérica y El Caribe.

Desde su fundación el Parlamento Latinoamericano tuvo su sede permanente en Sao Paulo, Brasil. Pero en 2007, el gobierno del Estado de Sao Paulo decidió retirar el apoyo para su funcionamiento y actualmente la sede se encuentra en la Ciudad de Panamá, Panamá, en donde, de conformidad con el Acuerdo de Sede entre el Parlamento Latinoamericano y el Gobierno de la República de Panamá, suscrito el 27 de agosto de 2007, que entró en vigencia el 19 de enero de 2008, tiene el estatus y los privilegios e inmunidades correspondientes a su calidad de Sujeto con personería jurídica internacional.

Participación de México

Miembro desde 1987, el Congreso Mexicano ha presidido en dos ocasiones al Parlatino: la primera del 25 de abril de 1977 al 16 de julio de 1979, con el Diputado Augusto Gómez Villanueva, quien renunció durante su primer año y fue sustituido por el Diputado y Presidente Alterno Víctor Manzanilla Schaffer (México). La segunda ocasión en que México presidió el organismo fue del 18 de marzo de 2000 al 8 de noviembre de 2002, con la entonces Senadora Beatriz Paredes Rangel.

Durante la LX y la LXI Legislaturas, México ocupó tres lugares en la Junta Directiva: la Secretaría de Comisiones y la Secretaría General, a través de la Senadora María de los Ángeles Moreno Uriegas, y la Vicepresidencia por México que ocupó el Senador Jorge Ocejo Moreno. Asimismo, en las 13 comisiones de trabajo con que cuenta el Parlatino, participó una delegación de 125 legisladores mexicanos, 59 Senadores y 66 Diputados.

Actualmente, México ocupa la Secretaría General del Parlatino a través de la Senadora Blanca Alcalá Ruíz; la Vicepresidencia por México la ocupa la Senadora Mariana Gómez del Campo.

¹ Nota elaborada por el Centro de Estudios Internacionales "Gilberto Bosques"

DIPUTADA DAISY TOURNÉ



Formación Profesional.

- Licenciada en Psicología Social por la Escuela de Psicología Social de Montevideo, Uruguay.

Experiencia Laboral.

- Secretaria de Comisiones del Parlatino y Segunda Vice Presidenta de la Comisión de Equidad, Género, Niñez y Juventud del Parlatino desde 1995.
- Miembro de la Junta Directiva del Foro Parlamentario de Armas, 2010.
- Presidenta del Foro Parlamentario de Armas, 2008-2009.
- Integrante de la Junta Directiva del Foro Parlamentario de Armas, 2008-2009.
- Diputada por el Partido Socialista Frente Amplio desde 1995 hasta 2010.
- Ministra del Interior de Uruguay (2007-2010).

GABRIELA ALEJANDRA RIVADENEIRA BURBANO



Formación Profesional.

- Es Licenciada en Gestión para el Desarrollo Local Sostenible por la Universidad Politécnica Salesiana.

Experiencia Laboral.

- Presidenta de la Asamblea Nacional de Ecuador.
- Gobernadora de la provincia de Imbabura (2011)
- Viceprefecta de la provincia de Imbabura (2009).
- Consejera de la provincia Imbabura.
- Concejala de Otavalo en el 2004 y dos años después Vicepresidenta de ese Concejo.

DIP. ELIAS CASTILLO GONZÁLEZ
PRESIDENTE DEL PARLAMENTO LATINOAMERICANO



TRAYECTORIA POLÍTICA

Miembro fundador del Partido Revolucionario Democrático (PRD), 1979.

Posiciones ocupadas dentro del Partido:

- Miembro del Tribunal de Honor y Disciplina.
- Miembro del Directorio Nacional. (CDN)

Primer Vicepresidente del Comité Ejecutivo Nacional (CEN).

CARGOS DESEMPEÑADOS

- Tesorero Municipal del Distrito de Panamá, 1984-1989.
- Director Ejecutivo de Transporte, 1983-1984.
- Secretario General del Ministerio de Gobierno y Justicia, 1981-1984.
- Director Nacional de Migración y Naturalización, 1979-1981.
- Concejal del Distrito de Panamá, 1972-1978.
- Conciliador Laboral, Ministerio de Trabajo, 1971-1972.
- Inspector Docente en el Instituto Nacional, 1970-1971.
- Educador, 1968 -1969.

TRAYECTORIA PARLAMENTARIA

Diputado de la República de Panamá para los siguientes periodos:

1989-1994 2004-2009

1994-1999 2009-2014

1999-2004

- Presidente de la Asamblea Nacional, 2005-2006; 2006-2007.
- Presidente de la Asamblea Nacional Constituyente, 1972-1973.

- Miembro de la Asamblea Nacional de Representantes, 1972-1978.
- Electo durante seis períodos totalizando 31 años de vida parlamentaria.
- Presidente de las Comisiones de Relaciones Exteriores, Educación Cultura y Deportes, Credenciales, Ética y Honor Parlamentario y Hacienda Pública.
- Integrante de la Comisión de Población y Desarrollo en varias legislaturas.

PARTICIPACIÓN EN ORGANISMOS INTERPARLAMENTARIOS

- Asamblea General de la Unión Interparlamentaria (UIP), celebrada en Bonn, Alemania, 1978, manteniéndose activo desde entonces en este organismo internacional.
- Parlamento Latinoamericano, en la reunión extraordinaria celebrada en La Paz, Bolivia en marzo de 1990, manteniéndose activo hasta la fecha en este organismo regional.
- Parlamento Latinoamericano, como miembro de la Mesa Directiva, en el período 1995-1997 y 1997-1999.
- Parlamento Latinoamericano, como miembro del Consejo Consultivo, desde el 2000 al 2010.
- Presidente del Parlamento Latinoamericano (dic.2010 – 2012).
- Miembro Observador Permanente del Foro de Presidentes de Poderes Legislativos de Centroamérica y la Cuenca del Caribe (FOPREL)
- Miembro del Patronato de Virtual Educa.
- Asamblea Parlamentaria Euro-Latinoamericana (EUROLAT), en las asambleas y reuniones de comisiones en las que participó activamente.
- Miembro de la Comisión de Asuntos Políticos, Seguridad y Derechos Humanos de la Asamblea Parlamentaria Euro-Latinoamericana (EUROLAT)
- Co-Vicepresidente de la Mesa Directiva de la Asamblea Parlamentaria Euro-Latinoamericana (EUROLAT) (Mayo 2011 – 2012).

DISTINCIONES Y RECONOCIMIENTOS

- Condecorado con la Orden General Omar Torrijos Herrera por el Excelentísimo Señor, Martín Torrijos, Presidente Constitucional de la República, julio 2009.
- Condecorado con la Medalla Justo Arosemena como Ilustre Ciudadano en la conmemoración del Centenario de la Asamblea Nacional, 2006.
- Declarado Hijo Meritorio de su ciudad natal Las Tablas, recibió las Llaves de la Ciudad y Pergamino de Honor, noviembre de 2006.
- Invitado a la firma de los Tratados Torrijos-Carter en Washington el 7 de septiembre de 1977, por el Jefe de Gobierno General Omar Torrijos Herrera.
- Designado Abanderado Oficial de los Actos Conmemorativos de la Independencia de Panamá, noviembre 1972.

Nacido en la ciudad de Las Tablas, República de Panamá, el 23 de enero de 1948.

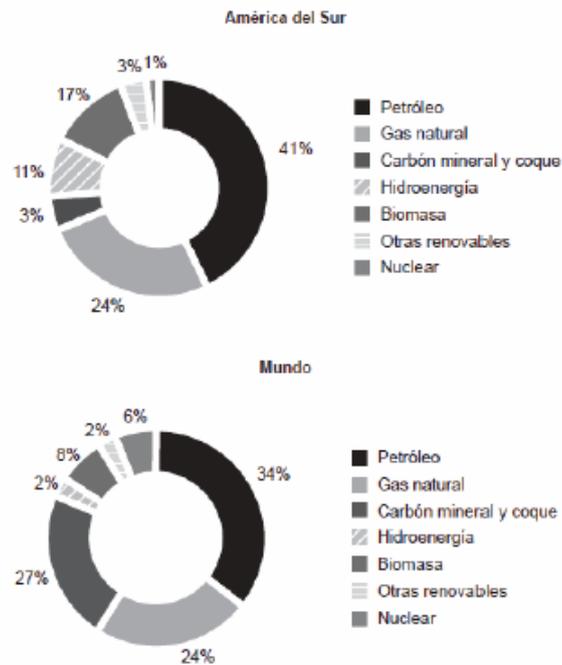
LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE LAS AMÉRICAS

*Germán Darío Valencia A.
Carlos Andrés Vasco C.*

Oferta y demanda de energía eléctrica en América

América es un continente joven y rico en energía: produce aproximadamente el 25% del petróleo mundial (siendo Venezuela en 2006 el país con mayores reservas de crudo en el mundo (García, 2006)), casi un tercio de su gas natural y cerca del 30% de la electricidad mundial; además cuenta con una diversidad recursos energéticos renovables (Gráficos 1).

Gráfico 1
Matriz energética de América del Sur y mundial, 2010



Fuente: Olade, Sistema de Información Económica Energética, 2011.

Un análisis por fuentes energéticas (Gráfico 1) se muestra como, en casi todos los países de América del Sur, la hidroelectricidad tiene la mayor participación (a excepción de Chile y Argentina) y en Centro América, la térmica. Esto convierte a la electricidad en el más importante recurso renovable para la región, tanto en el corto como el mediano plazo. Para 2030 se espera que la capacidad instalada hidráulica aumente en cerca de un 60% en todo el planeta, superando los 1.370 GW de potencia instalada, es decir, que pasará a significar el 17% de la potencia instalada mundial aproximadamente (Tokman, 2012: 6).

En América Latina, se viene presentando un dinamismo de los llamados auto-productores de energía, particularmente, a través de la biomasa (leña y otros): estos proveen un porcentaje cercano al 10% de la energía primaria y soportan una producción de electricidad cada vez mayor.

En las dos últimas décadas, la oferta energética de América Latina se ha ampliado, debido al crecimiento del consumo de energía regional, y presenta una tendencia positiva a crecer más. Las estimaciones de la demanda de energía muestran que la región requiere un aumento del 26% en nueva capacidad de generación de energía, si desea satisfacer el crecimiento anual del PIB, previsto en un 6% durante la próxima década.

Lo paradójico es que, a pesar de esta gran riqueza, el consumo de energía en el continente americano es muy desigual. Hay un número considerable de habitantes que no tienen acceso a estos servicios. Países como Argentina, Brasil, Chile y Venezuela consumen la mayor proporción de la energía; mientras otros como Bolivia, Nicaragua y Guatemala tienen un consumo per cápita muy bajo. Una de las razones de esta participación son las mayores tasas de crecimiento económico: los países de la región con mayor ritmo de crecimiento también tendrán mayor demanda y consumo de energía. En los países de mayor consumo se tiene presencia de procesos más rápidos de industrialización y urbanización, lo cual indudablemente afectará la demanda.

Además de la desigualdad en el consumo también hay exclusión: hay presencia de muchos hogares donde no se tiene acceso al servicio de energía. Se calcula que en la actualidad hay cerca de 30 millones de personas sin servicio de energía en el continente.

Avances en la integración eléctrica del continente americano

La integración eléctrica es tan solo un proyecto, que ha venido avanzando lentamente en la década del siglo XXI. Los avances que se tienen, especialmente en América del Sur y del norte, se encuentra en los acuerdos bilaterales entre países, siendo Centro América donde mayores logros se tienen en la integración subregional.

Desde lo económico hay más argumentos a favor que en contra. Tal vez el principal argumento es el papel esencial que tiene la energía en la vida social y económica de las naciones. La sociedad moderna no es pensable sin energía. Tanto en las actividades productivas como las cotidianas (educación, esparcimiento o transporte) se necesita de la energía en sus diversos tipos. De allí que se busque de manera constante ampliar la oferta de energía de manera segura y a bajos costos, para impactar positivamente las condiciones de vida de la población (Tokman, 2012: 1).

Estos argumentos incentivan a los países a mejorar la oferta de energía eléctrica a sus habitantes. Pero también hay otros, en los que se insiste cuando se habla de integración eléctrica regional. La expansión de la generación, la transmisión, la comercialización y la distribución de electricidad permitiría al continente americano:

1) Hacerlo más importante y competitivo en el contexto mundial.

2) Una mayor eficiencia energética. Explicada por el uso de los excedentes eléctricos de un país, que pueden suplir las necesidades de aquellos que tienen faltantes (Tokman, 2012).

3) Finalmente, mejorar las condiciones de vida de sus habitantes. En especial se beneficiarían sectores sociales, como la salud y la educación, económicos, y de seguridad vía alumbrado público.

Así, lo que se busca con la construcción de líneas de transmisión que conecten a los países es que quienes cuenten con excedentes puedan vendérselos a aquellos que tienen necesidades. El resultado es un beneficio para todos: los compradores, pues tienen mayor disposición de energía a un menor precio; y los vendedores, al aprovechar los excedentes y aumentar sus ventas.

La dinámica que ha seguido este proyecto ha sido primero integrar los países cercanos (integración subregional) y luego se trabaja en la integración entre subregiones. Veamos cómo ha sido esta dinámica subregional de norte a sur:

La región norteamericana, en la cual podría incluirse también a México, ha realizado importantes avances en la interconexión subregional. Una de las mayores razones se debe a los excedentes de energía eléctrica que tiene Canadá, debido a la excelente dotación de recursos hídricos que posee, y que trata de aprovechar vendiéndole a su vecino del sur.

En la frontera sur de Estados Unidos, con México también se tienen importantes intercambios de energía eléctrica, especialmente con los estados de California y Texas. Este intercambio viene realizándose desde hace varias décadas y ha sido estimulado básicamente por las diferencias en precios de la electricidad: los grandes consumidores industriales de México ven, en algunos períodos del año, muy atractivos los precios mayoristas en Estados Unidos; además, se le ofrece gran confiabilidad a los industriales.

En términos de acuerdos subregionales, el proyecto al cual se le apuesta en el norte está el de la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (ASPAN, o SPP en inglés), firmada en marzo de 2005 entre los gobiernos de Canadá, México y Estados Unidos, con el cual se busca trascender las limitantes en materia energética e incorporar el tema de la demanda de energía estadounidense como parte de la seguridad de la subregión.

Otra región, donde sí se ha avanzado aún más, en términos de interconexión eléctrica, es América Central. Desde 1980 comenzó a desarrollarse la idea de la interconexión, que va desde Guatemala y se extiende hacia el sur hasta Panamá (se exceptúa Belice). Este proyecto es una iniciativa público-privada, llamada Empresa Propietaria

de la Red y la compañía que desarrolla el proyecto es el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central –SIEPAC–. En la actualidad este proyecto aún está en ejecución, pero casi todos los países ya están interconectados.

Finalmente está la interconexión suramericana, donde, en comparación con las otras interconexiones subregionales, se encuentra más atrasada (Manco, 2003). Las integraciones suramericanas se han dado como un conjunto disperso de iniciativas de algunos países. Se han establecido acuerdos bilaterales específicos de cooperación, en construcción de gasoductos, oleoductos o redes de transporte de electricidad.

La propuesta que se maneja subregionalmente es extender la red desde Venezuela hasta Chile y desde Brasil hasta Argentina, finalmente interconectar toda la región. El mayor avance regional para el logro de este ideal es la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana –IIRSA–, constituido en 2000 en torno a la actual Unión de Naciones Suramericanas –UNASUR–, como estrategia para la creación de infraestructura regional y la venta de recursos naturales de los países sudamericanos al mercado mundial. Esta iniciativa cuenta con el apoyo financiero y técnico del Banco Interamericano de Desarrollo –BID–, la Corporación Andina de Fomento –CAF– y el Fondo Financiero para el Desarrollo de la Cuenca del Plata - Fonplata-.

BIBLIOGRAFÍA

García, M. (2006). *La energía como motor de la integración de América Latina*, Quito, ILDIS, Ed.

Manco, J. (2003). *Las políticas energéticas en la Comunidad*, Lima, Comunidad Andina, Consejo Consultivo Laboral Andino.

Tokman, M. (2008). *Política Energética: Nuevos Lineamientos. Transformando la Crisis Energética en una Oportunidad Política*, Santiago de Chile, Comisión Nacional de Energía, [en línea], disponible en:
http://www.cne.cl/archivos_bajar/Politica_Energetica_Nuevos_Lineamientos_08.pdf, recuperado: julio 10 de 2012.

Valencia, Germán Dario; Vasco, Carlos Andrés
La interconexión eléctrica de las Américas
Perfil de Coyuntura Económica, vol. 19, núm. 19, enero-julio, 2012, pp. 93-112
Universidad de Antioquia
Medellín, Colombia

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=86127730003>



Perfil de Coyuntura Económica,
ISSN (Versión impresa): 1657-4214
malopez@economicas.udea.edu.co
Universidad de Antioquia
Colombia

¿Cómo citar?

Número completo

Más información del artículo

Página de la revista

www.redalyc.org

Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

La interconexión eléctrica de las Américas*

Germán Darío Valencia A.**

Carlos Andrés Vasco C.***

*–Introducción. –I. Demanda y oferta de energía eléctrica en América.
–II. Avances en la integración eléctrica del continente americano.
–III. “Conectando a las Américas 20-22”: El acuerdo y retos en la VI
Cumbre de las Américas. –Conclusiones. –Referencias bibliográficas.*

Primera versión recibida: Abril 16 de 2012; versión final aceptada: Julio 27 de 2012

Resumen: La integración eléctrica hemisférica se ha convertido en el eje de cohesión y desarrollo en el continente americano. Desde hace más de dos décadas se vienen realizando esfuerzos por interconectar a estas naciones; sin embargo, solo en la VI Cumbre de las Américas (2012), con la firma del acuerdo *Conectando a las Américas 20-22*, se lograron avances políticos significativos. El artículo presenta la propuesta de integración eléctrica hemisférica, muestra la dinámica del mercado eléctrico, los avances en las integraciones subregionales y los acuerdos y retos que deja la VI Cumbre.

Palabras clave: Industria eléctrica, interconexión, América, cumbre de las Américas.

Abstract: Hemispheric electrical integration has become the focus of cohesion and development in the Americas. For over two decades efforts have been made to interconnect these nations, but only at the VI Cumbre de las Américas (2012), with the signing of *Conectando a las Américas 20-22*, achieved a significant political breakthrough. The article presents the proposed hemispheric electrical integration, shows the dynamics of the electricity market,

* El artículo de investigación es producto del proyecto de Investigación: “Estrategia para la sostenibilidad de los grupos A y A1 para los años 2011-2012”, financiado por el Comité de Apoyo a la Investigación –CODI– de la Universidad de Antioquia y desarrollado por el grupo de investigación Hegemonía, guerras y conflicto del Instituto de Estudios Políticos de la misma universidad, con el cual se fomenta la investigación autónoma de los miembros del grupo.

** Profesor Titular del Instituto de Estudios Políticos de la Universidad de Antioquia y miembro de los grupos de investigación Hegemonía, guerras y conflicto y Microeconomía Aplicada de la misma universidad. Estudiante del Doctorado en Estudios Políticos de la Universidad Externado de Colombia. Correo electrónico: german.valencia@udea.edu.co y gdvalencia@yahoo.com.

*** Economista de la Universidad de Antioquia, investigador del grupo Microeconomía Aplicada de la misma Universidad. Correo electrónico: carlosvasco@gmail.com.

advances in the subregional integration agreements and challenges left by the VI Cumbre.

Key words: Electrical industry, interconnection of Electrical market integration, America, Cumbre de las Américas.

L'interconnexion électrique des Amériques

Résumé : L'intégration des réseaux électriques dans le continent est devenue un point de cohésion et de développement pour las Amériques. Depuis plus de deux décennies, les pays ont fait des efforts pour interconnecter ces différents réseaux électriques, mais ce n'était que dans le VIème Sommet des Amériques en 2012, que des progrès politiques ont pu se matérialiser, à travers la signature d'un accord appelé *Conectar a las Américas 20-22*. Cet article présente la politique d'intégration des réseaux électriques, la dynamique de ce marché, les progrès en matière d'intégration régionale et les défis après la signature de l'accord.

Mots-clés : marché d'électricité, interconnexion électrique, Amérique, Sommet des Amériques.

Clasificación JEL: F15, L94, L50

Introducción

Durante el 14 y el 15 de abril de 2012 se cumplió en Cartagena de Indias (Colombia) la sexta versión de la Cumbre de las Américas. La primera se realizó en Miami (Estados Unidos), en 1994, y la quinta en Trinidad y Tobago, en 2009. En este último encuentro caribeño se le entregó a Colombia la responsabilidad de organizar el siguiente, cuyo nombre fue "Conectando las Américas: Socios para la Prosperidad". Estas son reuniones donde confluyen los gobiernos de todo el hemisferio occidental (exceptuando Cuba), y también múltiples actores procedentes de organizaciones no gubernamentales, organismos multilaterales de financiación, organismos del sistema interamericano y del sector productivo (más de 600 empresarios).

Desde su inicio, en 1994, el objetivo de estas reuniones ha sido discutir una variedad de temas de interés para todo el Continente, que buscan ser trabajados para impactar positivamente la calidad de vida de sus habitantes. Entre los temas discutidos están los clásicos de democracia, el tráfico de drogas y la seguridad, pero también otros de interés general, como el crecimiento económico, el empleo, la pobreza y la sostenibilidad ambiental. En la última cumbre, Colombia, aprovechando que era la anfitriona¹ y dada su experiencia y

1 El objetivo del gobierno colombiano es convertir al país en un gran proveedor regional de energía eléctrica; pues, según el Ministro de Minas y Energía, Mauricio Cárdenas: "hay países como Colombia que tienen la materia prima y los combustibles para producirla y vender excedentes a precios justos, si hay interconexión" (Portafolio, 2012, 13 de abril).

potencialidades en el tema eléctrico², logró establecer una agenda con cinco temas prioritarios: la integración física regional, el acceso y utilización de las tecnologías de la información y la comunicación –TIC–, los desastres naturales, la seguridad y la reducción de la pobreza y la desigualdad.³

Con esta agenda, Colombia y los reunidos en la Cumbre le apuntaron a seguir trabajando en realizar el sueño que tienen desde hace varias décadas de integrar eléctricamente el continente. *Conectando a las Américas 20-22* es una propuesta que busca que todas las personas de la región cuenten con acceso al servicio básico de energía eléctrica (acceso universal). La lógica argumentativa que presentó el gobierno colombiano y que contó con el apoyo de los participantes al evento fue: la electricidad es un factor fundamental de desarrollo de los pueblos (pues permite trabajar productivamente y educar a sus hijos) y es un instrumento para promover la lucha contra la pobreza energética, por ello es necesario y conveniente unir las fuerzas de todos los miembros de la comunidad hemisférica para lograr la integración eléctrica americana.

Este artículo analiza la dinámica de los mercados eléctricos del continente americano. En la primera sección describe la situación reciente de este mercado, presentando primero las condiciones de la oferta de energía eléctrica y luego los de la demanda. La segunda muestra los avances en la integración eléctrica de América, discriminado por las tres subregiones que la componen: América del Norte, Central y del Sur. La tercera presenta los acuerdos logrados y retos planteados en la VI Cumbre de las Américas: *Conectando a las Américas 2022*. Finalmente se concluye.

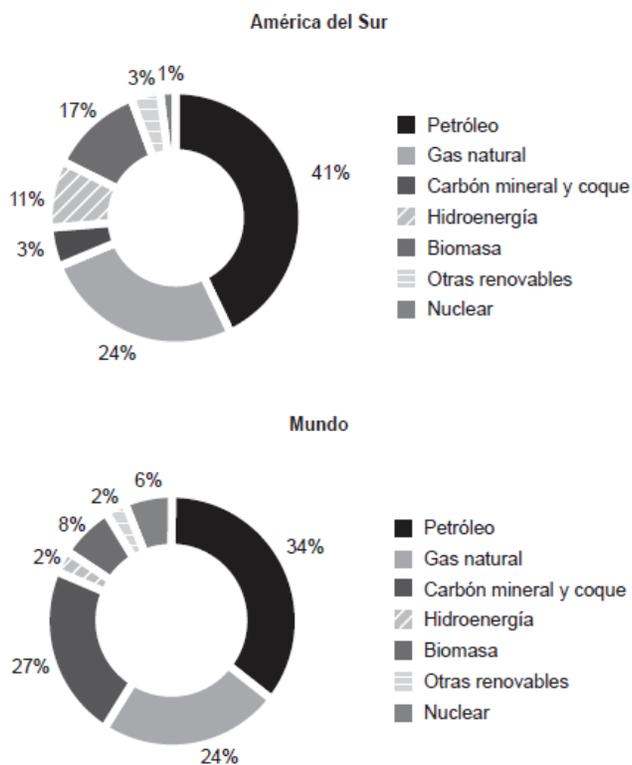
I. Oferta y demanda de energía eléctrica en América

América es un continente joven y rico en energía: produce aproximadamente el 25% del petróleo mundial (siendo Venezuela en 2006 el país con mayores reservas de crudo en el mundo (García, 2006)), casi un tercio de su gas natural y cerca del 30% de la electricidad mundial; además cuenta con una diversidad recursos energéticos renovables (Gráficos 1 y 2).

2 En la actualidad Colombia posee capacidad instalada por 14 giga-vatios, y solo consume la mitad. El gobierno colombiano busca realizar algo similar, aunque en mayor escala, a lo ocurrido en la década de 1960 donde se creó ISA. Esta fue una alianza entre las principales empresas regionales de aquel entonces con la finalidad de crear una gran empresa nacional, que lograra integrar, dar confianza, hacer más manejable el sistema, etc. La apuesta, en esta ocasión, es fomentar la interconexión de la infraestructura energética americana con el fin de reducir costos, aprovechar el potencial regional y el uso de fuentes renovables de energía, así como aumentar la eficiencia y confiabilidad de los sistemas eléctricos.

3 Esta fue aprobada en San Pedro Sula, Honduras, el 3 de junio de 2009, en el marco de la XXXIX Asamblea General de la Organización de Estados Americanos –OEA–.

Gráfico 1
Matriz energética de América del Sur y mundial, 2010



Fuente: Olade, Sistema de Información Económica Energética, 2011.

Un análisis por fuentes energéticas (Gráfico 1) se muestra como, en casi todos los países de América del Sur, la hidroelectricidad tiene la mayor participación (a excepción de Chile y Argentina) y en Centro América, la térmica. Esto convierte a la electricidad en el más importante recurso renovable para la región, tanto en el corto como el mediano plazo. En 2004 la capacidad instalada mundial en tecnologías hidráulicas llegaba a los 851 giga-vatios (GW), equivalente a

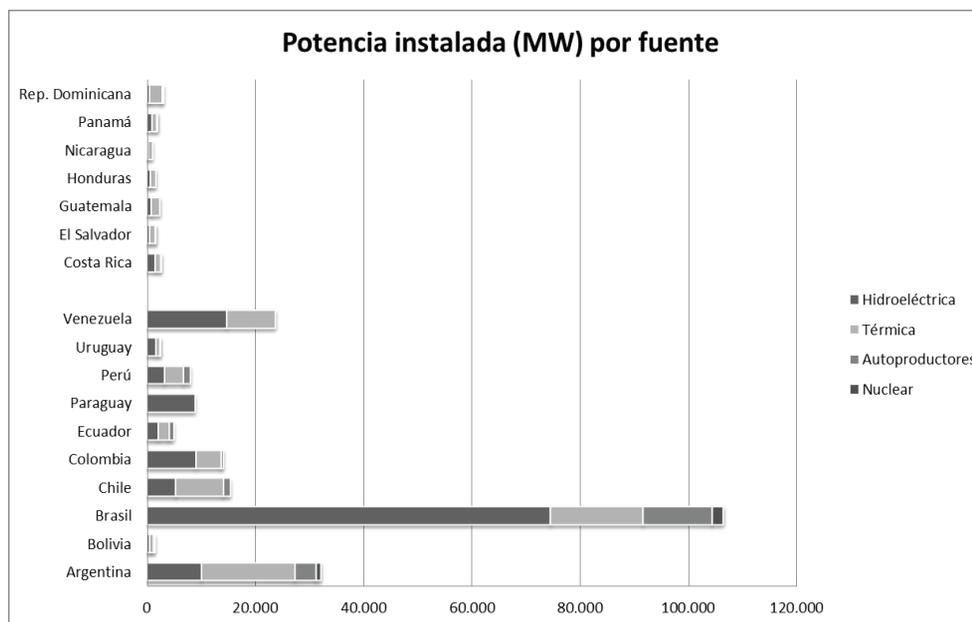
un 21% de la capacidad total, mientras que la generación hidráulica alcanzó los 2.148 teravatios/hora (TWh), con una participación del 16,1% en la producción total mundial. Para 2030 se espera que la capacidad instalada hidráulica aumente en cerca de un 60% en todo el planeta, superando los 1.370 GW de potencia instalada, es decir, que pasará a significar el 17% de la potencia instalada mundial aproximadamente (Tokman, 2012: 6).

En América Latina (gráfico 2), se viene presentando un dinamismo de los llamados auto-productores de energía, particularmente, a través de la biomasa (leña y otros): estos proveen un porcentaje cercano al 10% de la energía primaria y soportan una producción de electricidad cada vez mayor. Es un comportamiento similar a la dinámica mundial: en 2004 la capacidad instalada eléctrica del globo en base a biomasa alcanzaba los 36.000 mega-vatios (MW); equivalente al 0,89% de la capacidad eléctrica mundial, que se espera crecerá al doble en (1,6%) en 2030. Además, se nota poca presencia de energía nuclear en la región, destacándose solo Argentina y Brasil; situación que es muy distinta a la

dinámica mundial, donde su participación se calcula en 16% de la energía eléctrica total y que tiende a bajar por la sensación de inseguridad que genera después de la catástrofe de Japón reciente y lo costoso que resulta, no tanto construir una planta sino lidiar con los peligrosos residuos que permanecen por cientos de años en la naturaleza y la seguridad que requieren estos residuos para evitar usos bélicos.

En las dos últimas décadas, la oferta energética de América Latina se ha ampliado, debido al crecimiento del consumo de energía regional, y presenta una tendencia positiva a crecer más. Las estimaciones de la demanda de energía muestran que la

Gráfico 2
América Latina: Potencia instalada por fuente (mega vatios), 2011



Fuente: Comisión de Integración Energética Regional –CIER–, 2011

región requiere un aumento del 26% en nueva capacidad de generación de energía, si desea satisfacer el crecimiento anual del PIB, previsto en un 6% durante la próxima década (Tabla 1). Este aumento previsto de demanda en electricidad se explica por la tendencia creciente en los precios de los combustibles no renovables (especialmente petróleo y carbón), el cambio esperado en los potenciales avances tecnológicos futuros (hoy la generación de energía eléctrica sigue dependiendo en una proporción importante de tecnologías tradicionales) y la creciente toma de conciencia sobre los bajos impactos ambientales de este tipo de energía, que incrementaría el desarrollo de

tecnologías basadas en fuentes renovables (Tokman, 2012: 6).

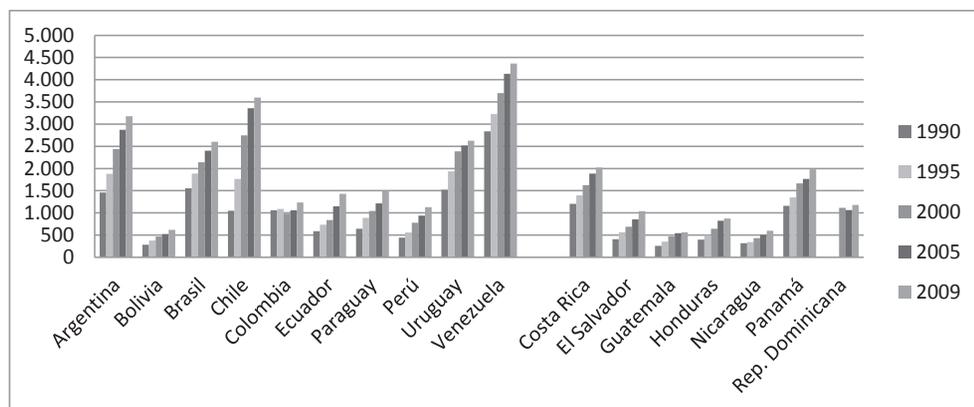
Lo paradójico es que, a pesar de esta gran riqueza, el consumo de energía en el continente americano es muy desigual. Hay un número considerable de habitantes que no tienen acceso a estos servicios. Países como Argentina, Brasil, Chile y Venezuela consumen la mayor proporción de la energía; mientras otros como Bolivia, Nicaragua y Guatemala tienen un consumo per cápita muy bajo (Gráfico 3). Una de las razones de esta participación son las mayores tasas de crecimiento económico: los países de la región con mayor ritmo de crecimiento

Tabla 1. América Latina: tasas de crecimiento anual de la demanda máxima de energía, 2005-2009

	2005	2006	2007	2008	2009
Argentina	7,20%	4,00%	5,50%	4,30%	2,30%
Bolivia	7,70%	7,10%	10,10%	0,40%	4,40%
Brasil	7,30%	1,40%	1,80%	4,30%	5,50%
Chile	3,50%	6,90%	3,60%	-0,70%	-1,10%
Colombia	3,70%	1,40%	3,80%	0,00%	2,10%
Ecuador	2,70%	9,00%	2,40%	2,90%	-0,50%
Paraguay	9,10%	10,80%	1,40%	8,30%	9,80%
Perú	5,60%	8,30%	10,80%	5,90%	2,90%
Uruguay	2,50%	-5,10%	17,40%	-10,50%	13,70%
Venezuela	6,40%	8,60%	-2,50%	5,10%	6,00%
América Central					
Costa Rica	5,90%	5,10%	2,70%	1,70%	-1,90%
El Salvador	2,50%	6,30%	2,80%	2,00%	-1,90%
Guatemala	2,70%	7,20%	4,30%	-0,90%	2,90%
Honduras	10,10%	7,30%	3,50%	7,00%	-0,20%
Nicaragua	3,60%	3,70%	1,20%	-0,20%	3,60%
Panamá	2,30%	2,60%	5,50%	3,90%	8,50%
Rep. Domini	-2,80%	6,90%	0,40%	10,80%	-10,10%

Fuente: Comisión de Integración Energética Regional –CIER–, 2011

Gráfico 3
América Latina: consumo de electricidad por habitante (kwh/año), 1990-2009



Fuente: Comisión de Integración Energética Regional –CIER–, 2011

también tendrán mayor demanda y consumo de energía. En los países de mayor consumo se tiene presencia de procesos más rápidos de industrialización y urbanización, lo cual indudablemente afectará la demanda.

Además de la desigualdad en el consumo también hay exclusión: hay presencia de muchos hogares donde no se tiene acceso al servicio de energía. Se calcula que en la actualidad hay cerca de 30 millones de personas sin servicio de energía en el continente (2,3 millones de ellas en Colombia)⁴. Esto acentúa aún más las preocupaciones de los gobiernos latinoamericanos, donde se observa un contraste lamentable entre un continente rico en energéticos y paradójicamente con niveles altos de pobreza y desigualdad en el consumo de estos.

II. Avances en la integración eléctrica del continente americano

De acuerdo a las condiciones de la oferta y la demanda podría decirse que hay razones suficientes para realizar una integración eléctrica continental. Sin embargo, los avances en este sentido no han sido los esperados. La integración eléctrica es tan solo un proyecto, que ha venido avanzando lentamente en la década del siglo XXI. Los avances que se tienen, especialmente en América del Sur y del norte, se encuentra en los acuerdos bilaterales entre países, siendo Centro América donde mayores logros se tienen en la integración subregional.

La razón de este atraso está principalmente en el componente político. Uc (2010: 113) resume en dos los obstáculos:

⁴ Se estima que en América Latina hay 177 millones de pobres, de los cuales, 70 millones viven en la indigencia, entre estos están los 30 millones que no tienen servicio de energía eléctrica.

En primer lugar, el polémico nacionalismo energético plasmado, por ejemplo, en el reciente proceso de nacionalización de la industria de hidrocarburos por parte de Bolivia, que ha planteado nuevas dificultades en el escenario sudamericano, dados los intereses nacionales y los proyectos de seguridad energética de Brasil y Argentina, líderes del proyecto de Mercosur. En segundo lugar, se ha hecho más tangible el desprendimiento de México de los proyectos `surlatinoamericanistas´ de integración, dada su contundente subordinación al proyecto energético norteamericano, a través del TLCAN y la Alianza para la Seguridad y Prosperidad de América del Norte (ASPAN).

Desde lo económico hay más argumentos a favor que en contra. Tal vez el principal argumento es el papel esencial que tiene la energía en la vida social y económica de las naciones. La sociedad moderna no es pensable sin energía. Tanto en las actividades productivas como las cotidianas (educación, esparcimiento o transporte) se necesita de la energía en sus diversos tipos. De allí que se busque de manera constante ampliar la oferta de energía de manera segura y a bajos costos, para impactar

positivamente las condiciones de vida de la población (Tokman, 2012: 1).

Estos argumentos incentivan a los países a mejorar la oferta de energía eléctrica a sus habitantes. Pero también hay otros, en los que se insiste cuando se habla de integración eléctrica regional. La expansión de la generación, la transmisión, la comercialización y la distribución de electricidad permitiría al continente americano:

- 1) Hacerlo más importante y competitivo en el contexto mundial. Las dinámicas de mercado recientes han mostrado que los precios de los combustibles fósiles tienden a aumentar, de allí que el uso mayor de hidroelectricidad pueda bajar costos y aumentar la competitividad de las economías.
- 2) Una mayor eficiencia energética. Explicada por el uso de los excedentes eléctricos de un país, que pueden suplir las necesidades de aquellos que tienen faltantes (Tokman, 2012);⁵ además, se reducen costos y se pueden igualar los precios internacionales, que ayudará a sostener el sistema, pues un precio bajo no es suficiente para asegurar la calidad y continuidad del suministro⁶.

5 Según José Antonio Fernández Carbajal, cabeza del grupo Femsa, y quien asistió a la VI Cumbre de la Américas: “la expansión afuera es un mecanismo que permite ser competitivos. Eso sí, hay que acomodar cada producto y sistema a cada país” (Lozano, 2012). Lo cual se logra ampliando el mercado y aprovechando las economías de escala.

6 Argentina y Venezuela, por ejemplo, tienen unas tarifas muy bajas a clientes industriales y residenciales, 40 USD/MWh, mientras que Colombia y Brasil en promedio de 120 USD/MWh. Esta diferencia en precios le permite a los dos últimos pagar generación térmica de respaldo cuando la hidrología no permita generación hidroeléctrica y por tanto, les provee de una flexibilidad en el despacho y operación eléctrica en condiciones adversas de hidrología (CIER, 2011).

3) Finalmente, mejorar las condiciones de vida de sus habitantes. En especial se beneficiarían sectores sociales, como la salud (por ejemplo, en la refrigeración para las vacunas o energía confiable para clínicas y hospitales) y la educación, económicos (menores costos para las empresas, jornadas laborales extendidas o nocturnas) y de seguridad vía alumbrado público⁷. La producción y consumo de energía eléctrica llevaría servicios energéticos modernos a decenas de millones de personas que tienen poco o ningún acceso a los mismos en el hemisferio (Zanoni, 2006).

Así, lo que se busca con la construcción de líneas de transmisión que conecten a los países es que quienes cuenten con excedentes puedan vendérselos a aquellos que tienen necesidades. El resultado es un beneficio para todos: los compradores, pues tienen mayor disposición de energía a un menor precio; y los vendedores, al aprovechar los excedentes y aumentar sus ventas. La construcción de una gran red posibilitará reducir costos, aumentar la eficiencia y la confiabilidad del sistema. Pues, “los procesos de integración poseen una importante capacidad de transformación y reorganización económica y socio-territorial a diferentes escalas” (López, 2003: 7). De allí que se presione por todos lados para la integración eléctrica del continente.⁸

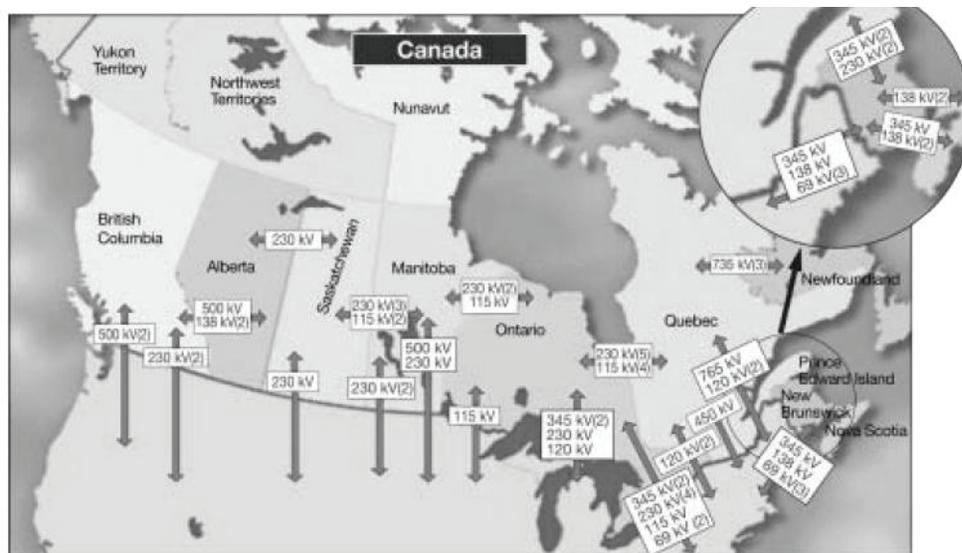
Pero estos argumentos no son nuevos, como tampoco la idea de lograr una integración eléctrica del continente americano. Desde hace varias décadas se encuentran esfuerzos que trabajan en este sentido. La dinámica que ha seguido este proyecto ha sido primero integrar los países cercanos (integración subregional) y luego se trabaja en la integración entre subregiones. Veamos cómo ha sido esta dinámica subregional de norte a sur:

La región norteamericana, en la cual podría incluirse también a México, ha realizado importantes avances en la interconexión subregional. Una de las mayores razones se debe a los excedentes de energía eléctrica que tiene Canadá, debido a la excelente dotación de recursos hídricos que posee, y que trata de aprovechar vendiéndole a su vecino del sur. Esto ha provocado que Canadá se ubique en el quinto productor de energía en general del mundo (después de Estados Unidos, China, Japón y Rusia) y en el primer lugar de producción de hidroelectricidad en el mundo; además en el tercer exportador de este tipo de energía, después de Francia y Alemania. Los intercambios de electricidad entre Canadá y Estados Unidos se hace a lo largo de la frontera y que es posible gracias a las buenas condiciones técnicas de las redes de transmisión de electricidad a largas distancias (Gráfico 4). Intercambios que

7 Varios estudios validan la correlación negativa existente entre los indicadores de robos y atracos a residencias y personas y la existencia de alumbrado público (Pacific Institute, 2012).

8 Para Richard Waugh, presidente & CEO de Bank of Nova Scotia, “el mercado interno es muy importante, pero hay que pensar en expandirse a otros mercados. También hay que pensar globalmente, pero actuar localmente” (Portafolio, 2012).

Gráfico 4
Norte América: Mapa interconexiones de transmisión de energía eléctrica
interprovinciales y fronterizos



Fuente: CEA, 2006

podrían ser mayores si Estados Unidos contara con un sistema de interconexión nacional.⁹

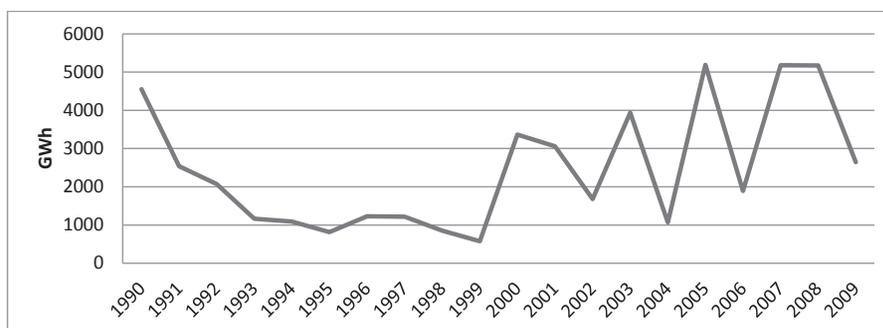
En la frontera sur de Estados Unidos, con México también se tienen importantes intercambios de energía eléctrica, especialmente con los estados de California y Texas. Este intercambio viene realizándose desde hace varias décadas y ha sido estimulado básicamente por las diferencias

en precios de la electricidad: los grandes consumidores industriales de México ven, en algunos períodos del año, muy atractivos los precios mayoristas en Estados Unidos; además, se le ofrece gran confiabilidad a los industriales. Estos factores, junto a los beneficios de el Tratado de Libre Comercio –TLC– firmado entre los dos países ha provocado que se presente un mayor intercambio de electricidad a partir de 2000 (Gráfico 5).

9 En Estados Unidos la producción de energía eléctrica se da, principalmente, mediante plantas de combustión de carbón. Plantas que se ubican cerca de los centros urbanos e industriales, lo que no hace necesario el tendido de redes de transmisión a grandes distancias como si ocurre cuando se quiere aprovechar una planta hidroeléctrica (fuente de generación que ocupa un espacio marginal dentro de la canasta de generación).

Gráfico 5

Balance comercial del mercado eléctrico entre Estados Unidos y México, 1990-2009



Fuente: Department of Energy, 2012

En términos de acuerdos subregionales, el proyecto al cual se le apuesta en el norte esta el de la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (AS-PAN, o SPP en inglés), firmada en marzo de 2005 entre los gobiernos de Canadá, México y Estados Unidos, con el cual se busca trascender las limitantes en materia energética e incorporar el tema de la demanda de energía estadounidense como parte de la seguridad de la subregión. Esto ha llevado a que se establezca una proyección energética compartida por los tres países para los próximos 25 años.¹⁰

Otra región, donde si se ha avanzado aún más, en términos de interconexión

eléctrica, es América Central. Desde 1980 comenzó a desarrollarse la idea de la interconexión, que va desde Guatemala y se extiende hacia el sur hasta Panamá (se exceptúa Belice). Son 1.830 kilómetros de líneas de transmisión, una capacidad de transmisión de 300 MW que conectará a 15 subestaciones. Este proyecto es una iniciativa publico-privada, llamada Empresa Propietaria de la Red –EPR¹¹ y la compañía que desarrolla el proyecto es el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central –SIEPAC–. En la actualidad este proyecto aun está en ejecución, pero casi todos los países ya están interconectados.

10 Una presentación de esta estrategia de los tres países del norte se encuentra en el documento “Perfil Energético de América del Norte II”, elaborado en enero de 2006 por el Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte y el Grupo de Trabajo de la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte.

11 EPR está conformada por las respectivas eléctricas estatales de los seis países involucrados, además de Endesa España. El costo del proyecto se estima en US\$320 mn.

La subregión avanza, también, en dos interconexiones más: una, entre Guatemala y México, y otra, entre Colombia y Panamá. Esta última es clave para Sur América, desde hace un par de años se tiene un convenio firmado entre Colombia y Panamá, por 420 millones de dólares, para extender una red de 600 km, lo que permitiría reconectar la Región Andina con toda Centroamérica; es un proyecto que tiene planeado terminar en 2014. De lograr concluir estos dos proyectos en América Central se estaría

integrando no solo todo Centroamérica, sino también todas las subregiones; pues México ya está integrado a Norteamérica y Colombia a Sur América (Gráfico 6).

Finalmente está la interconexión suramericana, donde, en comparación con las otras interconexiones subregionales, se encuentra más atrasada (Manco, 2003). Las integraciones suramericanas se han dado como un conjunto disperso de iniciativas de algunos países¹². Se han establecido acuer-

Gráfico 6
Sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central
–SIEPAC–



Fuente: Comisión de Integración Energética Regional –CIER–, 2011

12 Se destacan solo dos avances importantes en acuerdos multilaterales: para una integración energética más integral: 1) la I Cumbre Energética Sudamericana, realizada entre el 16 y el 17 de abril de 2007, en el cual se logró formar Consejo Energético de Sudamérica, cuyo objetivo principal ha sido la creación de un Tratado Energético Suramericano. Y 2) la Cumbre de la ALBA, entre el 28 y 29 de abril de 2007, donde se creó el Consejo Energético de la ALBA.

dos bilaterales específicos de cooperación, en construcción de gasoductos, oleoductos o redes de transporte de electricidad (Uc, 2010: 114). Los avances que se han logrado por integrar países son: de Colombia con Venezuela y Ecuador (con Venezuela la interconexión se ha dado en la región de Guajira-Zulia con la que se inicio en abril de 2008 con 150 megavatios/hora y hoy se intercambian más de 222 megavatios/

hora), de Ecuador con Perú, de Chile con Argentina, de Brasil con Venezuela, Paraguay, Uruguay y Argentina y de Paraguay con Argentina. Además, se construyen redes para integrar a Perú-Bolivia y otra de Uruguay-Argentina (Gráfico 7). El resultado son intercambios de energía eléctrica significativos, en especial entre Brasil y Paraguay (Tabla 2).

Gráfico 7
América del Sur: interconexiones eléctricas, 2012



Fuente: Comisión de Integración Energética Regional –CIER–, 2011

Tabla 2
América del Sur: importaciones y exportaciones de electricidad (2009)(GWh)

		EXPORTADOR								
		Argentina	Brasil	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	Total imp.
IMPORTADOR	Argentina		993	-	-	6.831	-	251	-	8.075
	Brasil			-	-	38.478	-	14	300	38.792
	Chile	1.348	-	-	-	-	-	-	-	1.348
	Colombia				21	-	-	-	-	21
	Ecuador	-	-	1.077		63	-	-		
	Uruguay	963	505	-	-	-	-			
	Venezuela	-	-	282	-	-	-	-		
TOTAL EXP		2.311	1.498	1.359	21	45.309	63	265	300	

Fuente: Comisión de Integración Energética Regional –CIER–, 2011

La propuesta que se maneja subregionalmente es extender la red desde Venezuela hasta Chile y desde Brasil hasta Argentina, finalmente interconectar toda la región. El mayor avance regional para el logro de este ideal es la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana –IIRSA–, constituido en 2000 en torno a la actual Unión de Naciones Suramericanas –UNASUR–, como estrategia para la creación de infraestructura regional y la venta de recursos naturales de los países sudamericanos al mercado mundial. Esta iniciativa cuenta con el apoyo financiero

y técnico del Banco Interamericano de Desarrollo –BID–, la Corporación Andina de Fomento –CAF– y el Fondo Financiero para el Desarrollo de la Cuenca del Plata –Fonplata– (IIRSA-GTEs, 2007; Tamayo, 2007; Zibechi, 2006).¹³

III. “Conectando a las Américas 20-22”: El acuerdos y retos en la VI Cumbre de las Américas

El objetivo con el que se llegó Colombia a la VI Cumbre de las Américas fue dar el salto a la integración eléctrica hemisférica.

13 De manera individual cabe destacarse también el esfuerzo del holding estatal colombiano ISA, quien viene trabajando como empresa en la integración de diversos mercados. Esta posee una red de transmisión de alta tensión de cerca de 39.000km, desplegada en Colombia, Perú, Bolivia y Brasil, e interconexiones entre Venezuela y Colombia, Colombia y Ecuador, y Ecuador y Perú. Su participación en el mercado asciende al 80% en Colombia, 77% en Perú, 35% en Bolivia y 17% en Brasil.

Esta meta ya había tenido un gran avance inicial, primero, con la reunión que realizó el Ministro de Minas y Energía de Colombia, Mauricio Cárdenas, el 8 de marzo de 2012 en Bogotá, donde recibió el apoyo de los responsables de la política energética regional; luego, con el respaldo de los presidentes de las compañías de la región, el 13 de abril, donde se comprometieron a trabajar en realizar inversiones para la integración subregional; y finalmente, en la VI Cumbre, en Cartagena, donde los 31 jefes de Estado¹⁴ se comprometieron con la apertura de mercados.

Pero tal vez el mayor apoyo recibido a la iniciativa lo dio Estados Unidos, con la firma de la Alianza de Energía y Clima para las Américas –ECPA–. Este acuerdo que lideró Estados Unidos busca promover la colaboración regional para el desarrollo bajo en carbono, la seguridad energética y el cambio climático. Hillary Clinton, Secretaria de Estado de ese país, planteó en la VI Cumbre la necesidad de comenzar a implementar y fomentar proyectos de infraestructura energética en la región para mejorar las condiciones de los habitantes.

Colocó como horizonte para la integración eléctrica 10 años y llamó a esta campaña *Conectando a las Américas 20-22*.¹⁵

Este acuerdo de apoyo norteamericano al proyecto va dirigido a varios frentes: a realizar subvenciones que permitan financiar diálogos entre ministerios de energía de los latinoamericanos y los norteamericanos para elaborar las normas que permitan los intercambios de electricidad; a hacer estudios de viabilidad técnica y económica para proyectos de interconexión; a apoyar proyectos de demostración tecnológica de redes inteligentes; a fomentar recursos energéticos renovables; y a crear oportunidades comerciales y ampliar el acceso al mercado a los inversores estadounidenses y los suministradores de potencia y sistemas de comunicación y tecnología de energía limpia (IIP Digital, 2012).

La Cumbre de la América, además de servir para realizar acuerdos entre los participantes, también es un espacio de discusión y diálogo donde se presentan problemas y se proponen retos. En esta VI Cumbre surgieron varios llamados a colocar cuidado a

14 La propuesta fue acogida por todos los asistentes a la reunión: los ministros de minas y energía de Ecuador, México y Panamá; altos funcionarios de los gobiernos de Estados Unidos, Argentina, El Salvador, Guatemala, Perú, Trinidad y Tobago, y República Dominicana; representantes del Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo –BID–, la Corporación Andina de Fomento –CAF–, la Organización de Estados Americanos –OEA– y la Comisión de Integración Eléctrica Regional –CIER–. La Cumbre tuvo como ausencias la de Honduras, Ecuador y Venezuela no debido a decisiones de última hora. La verdad es que ese bloque de países tiene una posición contra este tipo de certámenes (y contra la OEA), porque “no se analizan las necesidades más importantes de los pueblos americanos” (Diario del Huila, 2012).

15 En la VI Cumbre quedó claro que Estados Unidos tiene el compromiso y la capacidad de apoyar a las naciones que no tienen fondos suficientes, como las del Caribe, porque es parte de la política interconectar a Canadá con la Patagonia. Esto se debe según Santos (2012) a que “si Estados Unidos se da cuenta de que sus intereses estratégicos de largo plazo no están en Afganistán ni en Pakistán, sino en América Latina (...) vamos a obtener grandes resultados”.

temas prioritarios en la integración eléctrica hemisférica: Un primer reto, y tal vez el mas importante, fue pensar en los efectos ambientales globales (calentamiento global) que tiene la producción y consumo de energía. Los participantes asumieron el reto de trabajar decididamente en buscar fuentes de energía que sean sustentables y equitativas; pues, no se requiere solo pensar en tener energía abundante y a bajo costo, es necesario explorar otras energías renovables no convencionales (energía solar, eólica, biomasa y geotérmica). Se piensa, en este sentido, en avanzar en la adopción de sustitutos a la energía hidroeléctrica de gran escala, aprovechando, eso si, las redes de transmisión existentes y por construir. Una buena opción es el desarrollo de la tecnología de generación geotérmica, que está en su fase inicial.

La razón principal de este primer reto esta fundado en los problemas generados por las grandes hidroeléctricas, que, además de daños ambientales por las inundaciones terrestres, producen desplazamientos de comunidades.¹⁶ Este llamado se hizo en la *V Cumbre de los Pueblos: La verdadera voz de las Américas* (considerada como la anti-cumbre de la Américas y realizado de manera paralela a la VI Cumbre de las Américas), que contó con la participación de mas de 8.000 personas, y en donde representantes de movimientos sociales y sectores políticos del continente acordaron solidificar la articulación de la lucha social con el propósito

de reivindicar los derechos sociales y apostar por una verdadera integración hemisférica sustentada en la solidaridad.

Un segundo reto esta en el tema regulatorio. Los asistentes al evento, saben que uno de los limitantes para la integración está en la armonización de las normas que regulan el mercado. Por ello, el reto impuesto fue trabajar en la elaboración de normas para todos los agentes involucrados en la cadena de la energía. Una estructura jurídica que permita ampliar el diálogo normativo y avanzar en la integración de los mercados, como la liberalización. Además, establecer normas de emisión y calidad del aire para la generación térmica; pues hay países, como Colombia, que tienen la materia prima y los combustibles para producirla y vender excedentes a precios justos, si hay interconexión, pero carece de normas que permitan tal actividad de forma limpia. Todos estos facilitarán los flujos de energía e infraestructura necesaria.

También se requiere avanzar en acuerdos que permitan la comercialización de energía, elaborar mecanismos compartidos para la obtención, uso y comercialización de los recursos energéticos, esto permitirá optimizar los insumos energéticos existentes, y avanzar en la construcción de agendas de desarrollo regional, que respeten la autonomía de cada nación pero que permita a su vez trazar un proyecto de autonomía política y económica regional (Ruíz, 2006; Tobón y Valencia, 2005).

16 Otto Pérez Molina, presidente de Guatemala, advierte que “Las obras, la infraestructura gris, ha ido sustituyendo y desplazando la infraestructura verde, y ahora debemos ser capaces de lograr el complemento entre las dos infraestructuras para que esas obras grises se den también, pero en el marco del desarrollo sostenible. Si las combinamos, encontramos lo que necesitamos en América: crecimiento, progreso y la conservación del medio ambiente” (El Tiempo, 2012).

Conclusiones

Antes de llegar a la VI Cumbre de las Américas, los participantes sabían que el mayor obstáculo para la interconexión eléctrica no estaba en lo económico sino lo político (Acosta, 2006). Pues según Cárdenas (2012), los costos de la infraestructura podrían recuperarse en poco tiempo; por tanto, el problema era de voluntad política. Por esto, una vez terminada la Cumbre y firmados los acuerdos, se consideró como un gran avance el hecho de que se acordara el plan *Conectando a las Américas 20-22*. Este acuerdo tiene la ventaja de ser apoyado económica y políticamente por Estados Unidos, lo que significa un avance en la integración eléctrica. Además, se presenta en un momento de crecimiento y donde existen posibilidades reales de comprar y vender electricidad.

Igualmente, la Cumbre sirvió para llamar la atención sobre las implicaciones que tiene la interconexión eléctrica, en especial, en el tema ambiental. La presencia de otros actores sociales sirvió para advertir que es necesario pensar en las condiciones de vida (incluyendo aspectos ambientales y sociales), que se piense en un modelo de desarrollo que trabaje en la utilización de energía que no ponga en riesgo al continente, que no afecte las otras exigencias sociales. Es necesario trabajar en una vi-

sión estratégica que permita enfrentar de manera coherente y articulada los temas de eficiencia energética, sostenibilidad energética, externalidades ambientales, impactos sociales y desarrollo tecnológico. Es decir, un modelo energético regional, con impacto global, que busque implementar un conjunto de acciones que logren la suficiencia, eficiencia, equidad, seguridad y sustentabilidad.

De allí que uno de los grandes retos es avanzar en la construcción de infraestructura para la integración y al mismo tiempo buscar reducir los posibles daños que causan la construcción de las torres y las grandes represas. Si se lograra un punto de equilibrio entre estos dos asuntos, podrían aprovecharse la gran riqueza de recursos que posee el hemisferio, y redistribuir los beneficios de la interconexión en los sectores sociales que aun no tienen acceso a la electricidad. De esta forma se estaría avanzando a un proceso de integración que ha sido tan esquivo en el continente a través de su historia, y al mismo tiempo avanzar en el desarrollo de la región (Tobón y Valencia, 2005). En conclusión, la última Cumbre de las Américas ofreció al continente la posibilidad de avanzar de manera decidida en la integración eléctrica como una visión estratégica de mediano y largo plazo de satisfacer los requerimientos energéticos de la población.

Referencias bibliográficas

- ACOSTA, J. (2006). “La desintegración andina”, *Nueva Sociedad*, No. 204, julio-agosto, pp. 4-13.
- BANCO INERAMERICANO DE DESARROLLO –BID– (2011). *Análisis ex-ante y ex-post de los beneficios del proyecto SIEPAC*, Taller sobre Mercados de Interconexión Eléctrica Regional en Centroamérica, Washington D.C., BID.
- CANADIAN ELECTRICITY ASSOCIATION –CEA– (2006). *Power generation in Canada: a guide*, [En línea], disponible en: <http://www.electricity.ca/media/pdfs/backgrounders/HandBook.pdf>, recuperado: junio 28 de 2012.
- COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL –CIER– (2011). *Síntesis informativa energética de los países de la CIER: Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe*, Montevideo, Comisión de Integración Energética Regional –CIER–, [En línea], disponible en: <http://cecacier.org/inicio/configCECACIER/documentos/documentosPublicos/SintesisInformativa2010.pdf>, recuperado: junio 10 de 2012.
- DEPARTMENT OF ENERGY (Julio de 2012). *Department of Energy*, [en línea], disponible en: www.energy.gov, recuperado: julio 10 de 2012.
- DIARIO DEL HUILA (2012, 15 de abril). Cumbre de las Américas terminará sin conclusiones unificadas, [en línea], disponible en: http://www.diariodelhuila.com/site/index.php/menu-politica/3997-cumbre-de-las-americas-terminara-sin-conclusiones-unificadas_noticia26287, recuperado: julio 8 de 2012.
- EL TIEMPO (2012, octubre 8). Crecimiento y medio ambiente, [en línea], disponible en: <http://m.eltiempo.com/economia/negocios/interconexion-y-apertura-prioridades-para-empresarios-en-la-cumbre/11564323/2/home>, recuperado: octubre 8 de 2012.
- LOZANO, R. (2012, abril 14). “Interconexión y apertura, prioridades para empresarios en la Cumbre”, *El Tiempo*, [en línea], disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-11564323>, recuperado: junio 10 de 2012.
- FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION –FERC– (Enero de 2010). Northwest Electric Market: Overview and Focal Points, [en línea], disponible en: <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/northwest/2009/12-2009-elec-nw-archive.pdf>, recuperado: junio 20 de 2012.
- GARCÍA, M. (2006). *La energía como motor de la integración de América Latina*, Quito, ILDIS, Ed.
- GRUPO DE TRABAJO DE ENERGÍA PARA AMÉRICA DEL NORTE / GRUPO DE TRABAJO DE LA ALIANZA PARA LA SEGURIDAD Y LA PROSPERIDAD DE AMÉRICA DEL NORTE (2006). Perfil Energético de América del Norte II, [en línea], disponible en: http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/Perfil_Energetico_II.pdf, recuperado: junio 15 de 2012.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2012, julio). IEA Dynamic Maps. Obtenido de Map Energy Indicators, [en línea], disponible en: <http://www.iea.org/country/maps.asp>, recuperado: julio 10 de 2012.

- IIP DIGITAL (2012, abril 13). *Hoja informativa: Conectando a las Américas 2022*, [en línea], disponible en: <http://iipdigital.usembassy.gov/st/spanish/texttrans/2012/04/201204133837.html#ixzz21RMY4nuH>, recuperado: julio 21 de 2012.
- MANCO, J. (2003). *Las políticas energéticas en la Comunidad*, Lima, Comunidad Andina, Consejo Consultivo Laboral Andino.
- LÓPEZ, A. (2003). “Centro–periferia a nivel nacional: El MERCOSUR como un posible elemento de quiebre”, *Informe Integrar* No. 23, diciembre. [en línea], disponible en: <http://www.iil.org.ar/textos/informe/integrar23.pdf>, recuperado: julio 10 de 2012.
- PACIFIC INSTITUTE (2012). *Alumbrado público y seguridad comunitaria*, [en línea], disponible en: http://www.pacinst.org/reports/measuring_what_matters/espanol/temas/alumbrado_publico.pdf
- PORTAFOLIO (2012, 13 de abril). *Empresarios buscan formulas de interconexión y apertura*, [en línea], disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresarios-buscan-formulas-interconexion-y-apertura>, recuperado: julio 15 de 2012.
- PUGA, N. (2011). *Interconexión eléctrica: lecciones a Nivel transfronterizo Estados Unidos - México*. Miami: Bates White Economic Consulting.
- RUÍZ, A. (2006). *Cooperación e integración energética en América Latina*, CEPAL, Santiago de Chile.
- SANTOS, J. (2012). Palabras del Presidente Juan Manuel Santos en la Cumbre de Líderes Empresariales de las Américas, [en línea], disponible en: http://wsp.presidencia.gov.co/Prensa/2012/Abril/Paginas/20120413_06.aspx, recuperado: julio 10 de 2012.
- TAMAYO, C. (2007). *Estado de avance de los proyectos de la cartera IIRSA*, XI Reunión de los coordinadores nacionales de IIRSA, Montevideo.
- TOBÓN, D. Y VALENCIA, G. (2005). “La institucionalidad de los intercambios internacionales de electricidad: un tema en la agenda de negociaciones colombiana”, *Perfil de Coyuntura Económica*, No 5, agosto, pp. 44-54.
- TOKMAN, M. (2008). *Política Energética: Nuevos Lineamientos. Transformando la Crisis Energética en una Oportunidad Política*, Santiago de Chile, Comisión Nacional de Energía, [en línea], disponible en: http://www.cne.cl/archivos_bajar/Politica_Energetica_Nuevos_Lineamientos_08.pdf, recuperado: julio 10 de 2012.
- UC, P. (2010). “Los últimos avances en el proyecto de integración energética de América Latina: 2006-2007”, en: Jaime Antonio Preciado Coronado (Coordinador). *Anuario de la integración latinoamericana y caribeña*, Guadalajara, Universidad de Guadalajara, Centro Universitario de Ciencias Sociales y Humanidades.
- ZANONI, J. (2006) “¿Qué pueden hacer las políticas energéticas por la integración?”, *Nueva Sociedad*, núm. 204, julio-agosto, pp.176-185.
- ZIBECHI, R. (2007). *Estados Unidos y Brasil: La nueva alianza de etanol*, Washington, Programa de las Américas Observatorio Hemisférico/IRC.

NUEVAS OPORTUNIDADES DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA

Banco de Desarrollo de América Latina

Energía eléctrica. América Latina: situación actual

La región latinoamericana posee factores relevantes que hacen factible una integración energética mayor. Estos son principalmente:

- La complementariedad, tanto de la oferta y demanda energética como de la potencia entre los diferentes países.
- Beneficios económicos claramente identificados.
- Factibilidad técnica y ambiental.
- Experiencia y capacidad de los organismos reguladores.
- Experiencia de operación de mercados mayoristas.

En el caso de América Central, la interconexión eléctrica entre todos los países es una realidad desde el año 2002. Además, la integración de los mercados nacionales se ha logrado con la creación del Mercado Eléctrico Regional (MER), el cual se ha visto fortalecido con la construcción del Proyecto SIEPAC.

En lo que se refiere a América del Sur, se tiene un proceso firme de integración en la Comunidad Andina (CAN), e incipiente en el Mercosur.

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

Oferta y demanda de electricidad

La capacidad instalada total de energía eléctrica en la región latinoamericana es de casi 190 GW, sin incluir las capacidades de México y Venezuela. De este monto, 120 GW (63%) corresponden a las centrales hidroeléctricas; 13 GW (7%) a las demás fuentes no emisoras (eólica, biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas, geotérmica y nuclear); y 57 GW (30%) a las plantas termoeléctricas con combustibles fósiles (gas natural, carbón y petróleo).

Variedad y riqueza: fuentes de energía para expandir la generación eléctrica

Hidroelectricidad

La hidroelectricidad es la fuente predominante en la región, con 120 GW de potencia instalada, casi dos tercios de la potencia total de 190 GW. Si se consideran Venezuela y México, la capacidad hidroeléctrica actual sube a 147 GW.

Casi la mitad del potencial de desarrollo hidroeléctrico está en la Comunidad Andina, siendo Colombia el de mayor perspectiva de ampliación, con 84,2 GW. Le siguen Perú, con 59 GW; Bolivia, con 39,5 GW; Ecuador, con 21,0 GW; y Venezuela, con 13,4 GW. Entre todas las naciones de esta región, el potencial de desarrollo en hidroelectricidad estimado es de 217,1 GW. La hidroelectricidad hace que América Latina tenga una de las matrices eléctricas con menos emisiones de CO2 del mundo.

Biomasa

Brasil es hoy el principal productor de caña, pero hay desarrollos importantes en muchos países, tales como Colombia y Guatemala, entre otros. El aumento de la producción de etanol ha permitido un avance importante en el monto y la competitividad económica de la cogeneración en base a biomasa, en especial el bagazo de caña.

Energía eólica

La energía proveniente del viento tiene el potencial de ser una fuente renovable de gran importancia en el futuro próximo. El potencial eólico estimado para la región está alrededor de 330 GW. Con el seguimiento de los inventarios eólicos, tomando en cuenta los vientos con elevaciones mayores y *off-shore*, es probable que este valor aumente sustancialmente.

Una característica importante de la energía eólica en la región es que, a diferencia de los países europeos, donde las fluctuaciones de la producción eólica requieren la instalación de plantas generadoras termoeléctricas de “respaldo”, se pueden usar los embalses de las plantas hidroeléctricas para compensar las fluctuaciones de la producción eólica.

Otras fuentes renovables

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

Gas natural

El gas natural es otro vector de gran importancia en América Latina. Las reservas probadas en Bolivia, Venezuela, Trinidad y Tobago y Brasil (post Pre-Sal) podrán suministrar las necesidades de la región por varios años. En cuanto a su ubicación geográfica y abundantes reservas, Bolivia es una opción atractiva para el suministro de gas a Argentina, Brasil, Chile y Perú. Ya existen gasoductos entre Bolivia y los dos primeros países.

Gas natural licuado

En los últimos años, el gas natural licuado (GNL) ha emergido como una alternativa para promover la integración regional del suministro de gas. Hay diversos proyectos de licuefacción y regasificación en la zona.

Una característica interesante del GNL es que el mismo puede actuar como un “gasoducto virtual”. Por ejemplo, Venezuela podría enviar gas natural a Argentina utilizando el siguiente esquema de *swap* con Brasil y Uruguay:

1. Venezuela envía GNL a la región noroeste de Brasil, que está más cercana y ya dispone de unidades de regasificación. Esto permite a Brasil evitar los altos costos de llevar gas a dicha región desde la lejana Sao Paulo, donde se ubican los principales campos de gas del país.

2. Brasil, a su vez, envía GNL a Uruguay directamente desde sus campos de Sao Paulo.

3. Finalmente, Uruguay, que ha construido una estación de regasificación, envía para Argentina –a través del gasoducto Montevideo-Buenos Aires– el gas que Venezuela originalmente puso en esta “cadena”.

Factores a tomar en cuenta

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

Interconexiones eléctricas

Tipos de integraciones: breve recuento

El primer tipo de integración eléctrica que se dio en América Latina fue la construcción de plantas hidroeléctricas binacionales, tales como Salto Grande (Argentina y Uruguay, 1.800 MW) en 1979; Itaipú (Paraguay y Brasil, 14.000

MW) en 1984; y Yacyretá (Paraguay y Argentina, 1.800 MW en su primera fase) en 1998.

El segundo estilo de integración regional ha sido la exportación de electricidad, por ejemplo, Colombia–Ecuador y Argentina–Brasil. Aunque en estas conexiones siempre se indica los flujos dominantes, las mismas permiten el envío de electricidad en dirección opuesta.

Finalmente, el tercer tipo de interconexión sobre el cual ya tenemos experiencia en la región ha sido el que permite compartir reservas y aprovecha la diversidad hidrológica. Un ejemplo es la interconexión de los países de América Central, que sería reforzada con la entrada en operación de las líneas del SIEPAC I en 2012.

Situación actual: ¿cómo llegamos hasta aquí?

En la actualidad, la credibilidad de las interconexiones internacionales ha sido afectada por diversos problemas, tales como la interrupción del suministro de gas de Argentina a Chile, las dificultades con la interconexión Argentina-Brasil y la controversia con respecto a la remuneración de la interconexión Colombia-Ecuador.

Estas dificultades resultaron no solamente de problemas coyunturales en los países sino también de cambios importantes en los paradigmas que sostenían los acuerdos comerciales, en particular en lo que se refiere a la seguridad de suministro y la asignación de los beneficios aportados.

Durante las décadas de 1980 y 1990, el paradigma que direccionó el desarrollo de las interconexiones regionales podía ser resumido como:

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

En el comienzo del siglo XXI ocurrieron cambios en la situación energética mundial que afectaron muchos de los supuestos del paradigma que había imperado hasta ese momento:

- Aumento en el precio internacional del gas natural y del petróleo impactaron los precios regionales y locales de electricidad.
- Se generó una incertidumbre en la disponibilidad de gas en el Cono Sur, por reducción de la producción y la inseguridad asociada a cambios políticos.
- La cuestión ambiental y los cambios climáticos han sido claves para ralentizar el desarrollo de nueva generación con combustibles fósiles, dificultar el licenciamiento de nuevas plantas hidroeléctricas e impulsar el desarrollo de nuevas fuentes renovables, tales como biomasa y eólica.

Otra vez se observa en la actualidad una fuerte preocupación con la seguridad energética nacional, que en su extremo apunta al autoabastecimiento energético, y una tendencia a la protección de los recursos energéticos no renovables por parte de los países que los disponen. Estos recursos son percibidos como escasos y caros, lo que disminuye la disposición a “compartirlos” con otros países.

Nuevos desafíos ante el cambio de las reglas de juego

Los paradigmas actuales en cuanto a políticas energéticas crean nuevos desafíos para el desarrollo de las interconexiones energéticas en la región. Los temas clave para la superación de estos desafíos son:

- **Robustez y flexibilidad.** Las soluciones adoptadas deben funcionar en países con organizaciones sectoriales heterogéneas, y ya incluir provisiones para la revisión de los acuerdos.
- **Bilateralismo.** Aunque esquemas multilaterales, por ejemplo un operador regional, sean deseables en el largo plazo, se considera que es más efectivo desarrollar acuerdos bilaterales adaptados a las características de cada proyecto.
- **Estabilidad.** Las interconexiones deben estar asociadas a contratos de largo plazo y otros instrumentos que aseguren estabilidad y previsibilidad de los ingresos y de los compromisos contractuales.
- **Repartición de los beneficios.** Los ingresos relacionados con la congestión de las interconexiones deben ser compartidos igualmente entre ambos países, por ejemplo a través de una reducción en las tarifas por uso del sistema de transmisión.
- **Respaldo gubernamental.** El funcionamiento de las interconexiones debe estar respaldado por acuerdos entre los países involucrados.

Escenarios para la Interconexión

Dos factores clave: seguridad de suministro y cambios climáticos

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

El predominio de la hidroelectricidad en América Latina facilita la inserción de otras fuentes renovables. La razón es que los embalses de las plantas hidroeléctricas funcionan como “almacenes energéticos”, que pueden absorber las fluctuaciones de la producción de las plantas eólicas, la estacionalidad de la producción de la biomasa y optimizar el uso del gas natural en la generación eléctrica. También hay una complementariedad de las fuentes: algunos países tienen mayores reservas de gas, mientras otros poseen más recursos hidroeléctricos y/o eólicos. Por tanto, las posibilidades de interconexión entre naciones tienen una buena perspectiva.

Proyección de la demanda

La demanda total de energía en la región latinoamericana pasará de 94,3 GW promedio en 2010 a 132,4 GW promedio en 2017, lo que corresponde a una tasa de crecimiento promedio anual de 5%.

Proyección de la oferta: potencia y energía firmes

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

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

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

América Central

Los balances de potencia en América Central son bastante positivos, lo que podría señalar una sobrecapacidad. Sin embargo, el balance regional es “optimista”, pues no toma en cuenta los límites de intercambio. La viabilidad

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

Guatemala: El incremento de la oferta para el sistema guatemalteco resulta de centrales térmicas (300 MW en 2012) e hidroeléctricas (300 MW, principalmente en 2015).

Honduras: hay balances negativos de potencia firme en los años 2010-2011 (3,4%) y 2013-2014 (2%). Esto significa que Honduras tendrá que importar potencia a través del SIEPAC. Los balances de energía firme en el mismo período son positivos. Con la entrada en operación de las plantas hidroeléctricas Patuca 3 (100 MW), Los Llanitos (98 MW) y Tornillito (160 MW), ambos balances pasan a ser positivos a partir de 2015.

Nicaragua: se observa un aumento significativo de la oferta firme, con la entrada sucesiva de las plantas hidroeléctricas Tumarín (160 MW), Boboke (60 MW) y Brito (270 MW). La entrada en operación de estas plantas reduce sustancialmente la tasa de utilización de las plantas termoeléctricas, que pasan a ser una reserva de generación para el país.

Panamá: los balances son positivos a lo largo de todo el período, desde 2010 hasta 2017. Sin embargo, hay un aumento sustancial de la oferta a partir del año 2012, con la entrada en operación de casi 400 MW de proyectos hidroeléctricos (Chan I, Lorena, Prudencia, Pando y Monte Lirio) además de las plantas termoeléctricas Toabre (150 MW) y Panamá Green Power (100 MW).

Comunidad Andina

Bolivia: se observa un equilibrio entre el aumento de la demanda y de la oferta firme.

Colombia: así como en el caso de Bolivia, la oferta y demanda de Colombia está equilibrada.

Ecuador: el balance está “apretado” hasta este año, cuando empieza una fuerte entrada de generación hidroeléctrica.

Perú: hay un aumento en la entrada de la oferta a partir de este año. Se ve además que la planta hidroeléctrica de Inambari, en la región amazónica del país, se representa en separado en el balance. La razón es que se está estudiando la posibilidad de que parte de la generación de esta planta se exporte a Brasil.

Mercosur y Chile

Argentina: los balances para el sistema argentino incluyen la planta binacional Yacretá con Paraguay. Su sistema está relativamente “apretado” hasta el

presente año, cuando empiezan refuerzos importantes de generación, y vuelve a quedarse con restricciones hacia 2017.

Brasil: los balances para Brasil incluyen la planta binacional Itaipú con Paraguay, y la compra de energía de la planta Inambari de Perú. Se espera que el aumento de la oferta tenga el mismo ritmo que el de la demanda.

Chile: el sistema chileno, que se compone de dos subsistemas aislados, el SING y el SIC, tiene una reserva firme significativa.

Paraguay: debido a la gran capacidad de las plantas binacionales Yacyretá e Itaipú, comparado con la demanda del país, no habría restricciones de generación en este país por muchos años. A través de estas plantas, Paraguay envía energía a Argentina y Brasil.

Costos marginales de corto plazo

El costo marginal de corto plazo (CMCP), en USD/MWh, refleja el costo de suministro de 1 MWh adicional en la demanda. Por lo tanto, el CMCP varía para cada etapa, escalón de demanda y condiciones hidrológicas. Se puede utilizar el promedio anual de los CMCP (calculado para las etapas, escalones de demanda y escenarios hidrológicos) para verificar si el escenario de oferta y demanda suministrado por cada país está bien ajustado.

CMCP promedio anual: América Central

El CMCP esperado anual para los países de América Central tiene una tendencia a la reducción. Esto se debe a la construcción de plantas hidroeléctricas que se ha dado en la mayoría de estos países. La cuestión es, por lo tanto, si el E (CMCP) sería compatible con el costo de construcción de estas plantas (CME).

El CMCP promedio de cuatro de los países está equilibrado alrededor de 100 USD/MWh, lo cual es un valor relativamente alto, pero compatible con el hecho de que hay una fuerte generación térmica en estos países en el corto plazo.

Para el año 2017 se estima que habrá una reducción en los CMCP de todos los países, lo cual se debe al aumento de la reserva de generación y a la entrada de plantas hidroeléctricas.

CMCP promedio anual: Comunidad Andina

Los CMCP promedio de la Comunidad Andina son más bajos que los de América Central. Por lo tanto, existiría la misma inquietud con respecto a los mecanismos de remuneración de las nuevas inversiones. De inicio, se observa que Bolivia, Colombia y Perú utilizan esquemas de pago por capacidad, que corresponden a un ingreso adicional para el generador alrededor de 11 USD/MWh.

CMCP promedio anual: Mercosur

De inicio, a diferencia de las regiones anteriores, los CMCP del Mercosur aumentan de 2013 a 2017. Se observa además que los valores de estos CMCP son más altos que los de las demás regiones, y más compatibles con los

requerimientos de remuneración de las inversiones en generación. En el caso de Paraguay, como ha sido mencionado, el suministro de la nueva demanda estaría asociado a una reducción de la exportación para los vecinos y, por lo tanto, al costo de oportunidad de los contratos de suministro.

Emisión de gases de efecto invernadero

El tema ambiental preocupa de manera creciente a todos los países del mundo, y América Latina no se queda atrás. La emisión promedio anual de cada país (millones de toneladas de CO₂ por año: MtCO₂) se calcula como el promedio, para cada secuencia hidrológica simulada, de la suma de las emisiones a lo largo de las etapas y escalones de demanda en el año.

América Central: emisiones de CO₂

Costa Rica: se estima que tendrá una reducción total a lo largo del tiempo, resultado de inversiones en plantas hidroeléctricas y eólicas.

El Salvador: ha tenido un aumento de emisiones debido a la entrada de dos plantas termoeléctricas para exportación de energía: la planta de carbón AES (200 MW) y la planta de gas Cutuco (500 MW).

Guatemala: las instalaciones térmicas instaladas en El Salvador, desplazaron la generación más “sucia” en Guatemala. Este caso muestra que un aumento en las emisiones de un país puede resultar en una reducción regional en el nivel de emisiones.

Honduras: el nivel de emisiones es relativamente estable.

Nicaragua: se ha observado en este país una fuerte reducción en las emisiones, resultado de la entrada de plantas geotérmicas y eólicas, que han desplazado la generación térmica existente.

Panamá: así como en el caso de Nicaragua, se observa una fuerte reducción en las emisiones, resultado en este caso de la entrada de plantas hidroeléctricas.

Comunidad Andina: emisiones de CO₂

Bolivia: el crecimiento de sus emisiones se debe a la entrada de plantas a gas natural, que es la principal opción de expansión del país.

Colombia: ha tenido una reducción en las emisiones, resultado de la entrada de nuevas plantas hidroeléctricas.

Ecuador: de manera análoga a Colombia, se observa una reducción en las emisiones, resultado de la entrada de nuevas plantas hidroeléctricas en el país.

Perú: el aumento de las emisiones hacia 2010 resulta de la entrada de plantas a gas, asociadas al campo de Camisea. A mediano plazo, las emisiones se estabilizan debido al desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas.

Mercosur y Chile: emisiones de CO2

Argentina: el aumento observado resulta de la expansión con base en plantas termoeléctricas a gas y óleo, que además son accionadas con más frecuencia al final del periodo debido a la reducción de la reserva de potencia.

Brasil: el aumento expresivo de emisiones en esta nación resulta de la entrada en operación de una gran cantidad de plantas termoeléctricas a carbón, petróleo y gas natural.

Chile: igual que en Brasil, el país presenta un aumento de las emisiones, resultado de la entrada en operación de plantas a carbón y otras termoeléctricas.

Paraguay: el sistema paraguayo no presenta emisiones, pues es suministrado por plantas hidroeléctricas.

Uruguay: el sistema de este país presenta niveles de emisión relativamente bajos en términos absolutos, pero crecientes a lo largo del tiempo. Así como en los casos anteriores, esto se debe a la construcción de plantas termoeléctricas.

En la mayoría de los países latinoamericanos hay una reducción del monto de emisiones de CO2 a lo largo del tiempo, debido a la construcción de plantas hidroeléctricas. La principal excepción es Brasil, donde se observa un aumento expresivo en las emisiones, debido a la entrada en operación de plantas térmicas a gas natural, carbón y petróleo.

Reto Energético: aprovechamiento de las oportunidades y beneficios

Comercio, regulaciones e institucionalidad de las nuevas interconexiones

Algunos principios son:

1. **Autonomía de cada país:** Las interconexiones no requieren un esquema regulatorio único, y sí reglas claras de formación de precios y manejo de la seguridad operativa.
2. **Respaldos institucionales:** Los acuerdos de interconexión deben siempre estar respaldados por un tratado entre los países involucrados.
3. **Seguridad operativa:** Cada país debe decidir de manera autónoma sus criterios de seguridad para la exportación de energía. En caso de dificultades de suministro, la prioridad debe ser para el suministro local (se puede reducir la exportación), a excepción de los contratos firmes de exportación.
4. **Formación de precios para el intercambio:** Cada país debe ofertar, a cada etapa, una curva de disposición a exportar (precio por cantidad) y otra curva de disposición a importar. Estas curvas pueden ser diferentes, pues un país puede

tener políticas internas de subsidios a los precios de combustible, u otros esquemas locales, que no deben ser “exportados”.

5. Remuneración de las interconexiones: La remuneración de las interconexiones internacionales debe ser asegurada, es decir, no depender de ingresos variables tales como rentas de congestión.

6. Repartición de las rentas de congestión: Estas rentas deben ser compartidas entre los países, en proporción a la participación de cada uno en los costos de construcción de la interconexión, y no depender del sentido del flujo.

7. Seguridad financiera para las transacciones: Los agentes involucrados en las transacciones internacionales de oportunidad deben depositar garantías financieras (que cubran, por ejemplo, algunos meses de gastos con las compras de energía). La compensación y liquidación de estas transacciones debe hacerse en el mercado de corto plazo (o equivalente) del país exportador.

“Mapa del camino” para viabilizar las interconexiones

Los pasos principales para la implantación exitosa de una interconexión son:

1. Estudios preliminares de las reglas operativas de la interconexión entre los países, incluyendo restricciones de seguridad. Es importante hacerlos lo más temprano posible, por las siguientes razones:

- Los estudios de los beneficios económicos de la interconexión dependen de las reglas operativas de los intercambios.
- Un conocimiento detallado del funcionamiento de los respectivos sistemas energéticos y eléctricos de los países contribuye a reducir la posibilidad de equívocos en los estudios regulatorios y comerciales.

2. Se debe hacer análisis preliminar económico de la interconexión con los equipos de los agentes encargados de la planificación de los países involucrados, por las siguientes razones:

- Establecer en conjunto los escenarios de oferta y demanda que se utilizarán para los estudios de interconexión.
- Permitir que los equipos conozcan con más detalles el sistema energético y eléctrico del vecino. Por supuesto, cada país hará, en separado, los estudios adicionales que consideren necesarios por ejemplo, un análisis de sensibilidad con respecto a los supuestos de la evolución de la oferta y/o demanda del vecino.

3. Una vez establecido que la interconexión es de interés para ambos países, preparar un acuerdo entre los gobiernos que establezca reglas para construcción de la línea, repartición de los beneficios, contratos, pagos, resolución de conflictos y demás temas regulatorios y comerciales. Es fundamental que este acuerdo detallado esté respaldado por un tratado previo, más general, entre ambos países, aprobado por los respectivos legislativos.

4. Se debe realizar un estudio detallado de ingeniería de la interconexión, obtener la licencia ambiental y definir los reglamentos económicos y comerciales necesarios para la licitación de la misma.

NUEVAS OPORTUNIDADES DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA

NUEVAS
OPORTUNIDADES
DE INTERCONEXIÓN
ELÉCTRICA
EN AMÉRICA LATINA



Nuevas oportunidades de Interconexión Eléctrica en América Latina

Depósito Legal If743201 I 6203816

ISBN 978-980-6810-69-3

Este documento fue elaborado con base en el Informe del Proyecto CIER 15 realizado por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) con sus Comités Nacionales y con el servicio de consultoría del consorcio PSR de Brasil, ME Consultores de Argentina y SYNEX de Chile, con el copatrocinio institucional de CAF, CIER y Banco Mundial.

La dirección y coordinación técnica del estudio estuvo a cargo de la CIER y CAF.

Editor CAF

Vicepresidencia de Infraestructura

Antonio Juan Sosa, Vicepresidente Corporativo

Mauricio Garrón, Coordinador del Programa de Energía

Dirección General Estudio José Vicente Camargo -CIG&T CIER, Pablo Corredor CTI -CIER (XM-ISA Colombia), Mauricio Garrón (CAF)

Grupo de Trabajo Operadores y Administradores de Mercados CIER - GT O&AM: CAMMESA (Argentina), CNDC (Bolivia), ONS (Brasil), XM-ISA (Colombia), CNE y CDEC (Chile), CENACE (Ecuador), CENACE (México), ANDE (Paraguay), COES-SINAC (Perú), AMM (Guatemala), UTE y ADME (Uruguay), ICE (Costa Rica), UT (El Salvador), ENEE (Honduras), CNDC (Nicaragua), ETESA (Panamá) y CEAC (América Central).

Equipo de Consultores Mario Veiga Pereira, Maria de Lujan Latorre, Fernanda Thome, Silvio Binato, Ramon Sanz, Daniel Llaens, Carlos Skerk, Esteban Skoknic, Sebastián Bernstein y Renato Agurto.

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

Edición y corrección de textos Inés Rohl

Diseño gráfico Gisela Vilorio

Impresión Panamericana Formas e Impresos S.A. Bogotá,

Colombia, junio 2012

Segunda edición

La versión digital de este libro de encuentra en: publicaciones.caf.com y en www.cier.org.uy

Para cualquier cita o reproducción parcial o total de este documento, se deberá mencionar la autoría de CAF y CIER.

©2012 Corporación Andina de Fomento

Todos los derechos reservados

CONTENIDO

PRESENTACIÓN	7
INTRODUCCIÓN	9
1. ANALIZANDO LAS OPORTUNIDADES	11
2. ENERGÍA ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA: SITUACIÓN ACTUAL	13
Oferta y demanda de electricidad	13
Variedad y riqueza: Fuentes de energía para expandir la generación eléctrica	14
Hidroelectricidad	14
Biomasa	14
Energía eólica	14
Otras fuentes renovables	15
Gas natural	16
Gas natural licuado	16
Otros combustibles fósiles	17
Factores a tomar en cuenta	17
Interconexiones eléctricas	18
Tipos de integraciones: breve recuento	18
Situación actual: ¿cómo llegamos hasta aquí?	19
Nuevos desafíos ante el cambio de las reglas de juego	20
3. ESCENARIOS PARA LA INTERCONEXIÓN	23
Dos factores clave: seguridad de suministro y cambios climáticos	23
Proyección de la demanda	23
Proyección de la oferta: potencia y energía firmes	25
Costos marginales de corto plazo	28
Emisión de gases de efecto invernadero	30
4. DOCE PROYECTOS: OPORTUNIDADES Y DESAFÍOS	33
Hidroeléctrica Inambari (Perú-Brasil)	33
Antecedentes	33
Beneficio energético de la interconexión	34
Procedimiento y resultados	34
Comercialización de la energía de Inambari en Brasil	34

Operación de Inambari	35
Índice beneficio costo: Brasil	36
Índice beneficio costo: Perú	36
Remuneración de la interconexión: Brasil	37
Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales	37
Conclusiones	37
Hidroeléctrica Cachuela Esperanza (Bolivia-Brasil)	37
Energía firme de Cachuela Esperanza	38
Índice beneficio costo	38
Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales	38
Conclusiones	38
Interconexión Colombia-Panamá	38
Análisis de los intercambios entre Colombia y Panamá	38
Costos operativos	38
Emisiones de CO ₂	39
Índice beneficio costo	39
Ingresos por congestión	39
Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales	39
Aumento de los CMCP del país exportador	40
Conclusiones	40
Interconexión Argentina-Brasil	41
Concepción original del proyecto CIEN	41
Dificultades con el proyecto CIEN	41
Intercambio modulado de energía	41
Beneficio de la CIEN sin las restricciones de operación modulada	42
Reducción de la energía no suministrada	43
Reducción de las emisiones	43
Índice beneficio-costo	44
Ingreso por congestión	44
Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales	44
Repartición de los beneficios	44
Conclusiones	44
Swap de energía Paraguay-Argentina-Chile	45
Cálculo de los beneficios	45
Evaluación de los beneficios: reducción de la energía no suministrada	46
Índice beneficio costo	46
Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales	47
Conclusiones	47
Ampliación de la Interconexión de América Central (SIEPAC II)	47
Evaluación de los beneficios	47
Emisiones de CO ₂	47
Índice beneficio-costo	47
Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales	47
Conclusiones	47

Wheeling de energía de Chile por Argentina	48
Conclusiones	49
Interconexión Brasil-Uruguay	49
Flujos en la interconexión	49
Cálculo de los beneficios	49
Energía no suministrada	49
Emisiones de CO ₂	50
Índice beneficio-costo	50
Ingreso por congestión de la interconexión	51
Interconexión Argentina-Paraguay-Brasil	51
Cálculo de los beneficios	51
Energía no suministrada	51
Emisiones de CO ₂	51
Índice beneficio-costo	52
Ingreso por congestión de la interconexión	53
Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales	53
Conclusiones	53
Interconexión Perú-Ecuador	53
Flujos en la interconexión	53
Cálculo de los beneficios	53
Beneficios por confiabilidad	54
Emisiones de CO ₂	54
Análisis beneficio-costo	54
Interconexión Bolivia-Perú	54
Evaluación de los beneficios y costos	55
Conclusiones	55
Interconexión Bolivia-Chile	55
Análisis de los beneficios	55
Costo operativo	56
Energía no suministrada	56
Índice beneficio-costo	56
Emisiones de CO ₂	57
Conclusiones	57
5. RETO ENERGÉTICO:	
APROVECHAMIENTO DE LAS OPORTUNIDADES Y BENEFICIOS	59
Comercio, regulaciones e institucionalidad de las nuevas interconexiones	59
“Hoja de ruta” para viabilizar las interconexiones	61
Glosario de términos y abreviaciones	63

PRESENTACIÓN

América Latina es un continente abundante en recursos energéticos petrolíferos, gasíferos, carboníferos e hidráulicos, así como en una diversidad de otros recursos energéticos renovables. Esta riqueza energética puede contribuir a fomentar la cooperación y la integración regional, así como el desarrollo económico y social, tanto de países que hoy son superavitarios como deficitarios de energía. Igualmente estos recursos hacen que la región sea apetecible para inversionistas, lo cual tiene implicaciones económicas y políticas, nacionales, regionales e internacionales, a la vez que ofrecen oportunidades para que instituciones financieras multilaterales, como CAF –banco de desarrollo de América Latina–, desempeñen un rol proactivo y catalítico en el sector.

Es importante que los recursos destinados al desarrollo del sector energético contribuyan con la agregación de valor a las ventajas comparativas de América Latina. Las ingentes inversiones requeridas deben contribuir también al logro de un crecimiento alto, sostenido y de calidad, en el cual la energía sea un catalizador transversal del desarrollo integral.

Este estudio se enmarca dentro de los objetivos estratégicos de CAF en materia energética: apoyar el desarrollo de la infraestructura energética, de las energías renovables y eficiencia energética, la institucionalidad en la región, impulsar la mejora de la calidad y cobertura de los servicios eléctricos, la articulación de redes regionales y la formulación de políticas públicas.

Por estas razones, me complace presentar esta publicación, coordinada con la Comisión de Integración Energética Regional (CIER), que tiene el objetivo de identificar proyectos que serán de gran utilidad tanto para actores públicos como privados y de gran importancia para la integración energética regional.

L. Enrique García
Presidente ejecutivo de CAF

INTRODUCCIÓN

La Comisión de Integración Energética Regional (CIER), acorde con su política de promover y liderar la integración energética en América Latina, ha realizado numerosos estudios y foros internacionales por medio de los cuales se han podido identificar las grandes oportunidades de integración eléctrica que ofrece la región, cuantificar los beneficios económicos que se obtendrían, así como las barreras ambientales, institucionales, regulatorias y operativas, y plantear alternativas para superarlas. Todo lo anterior teniendo en cuenta la situación y entorno del sector en la región en cada momento.

La seguridad de abastecimiento, la reducción de la dependencia energética y el cambio climático son hoy el centro de las preocupaciones de los gobiernos en todo el mundo. En este contexto los grandes desafíos están asociados a la seguridad de suministro, la universalización del acceso a la energía y la optimización de la matriz energética para encontrar un balance adecuado en el uso racional de los recursos naturales. Por otro lado, cambios importantes en las políticas nacionales de abastecimiento y suministro de energía han surgido debido a situaciones de incumplimientos de contratos de suministros de energía y gas entre los países, especialmente en el Cono Sur, que han afectado la confianza de poder contar con energía firme en otro país. Igualmente, los continuos cambios geopolíticos han introducido diferentes modelos de propiedad y de suministro de energía con esquemas regulatorios e institucionales también muy diferentes.

Conocida la situación actual, en la que el proceso de integración regional se ha visto frenado por los factores anteriormente expuestos, la CIER se planteó el reto de estudiar alternativas de intercambio de energía innovadoras que respeten las políticas propias de cada país, que no requieran armonizaciones regulatorias profundas en los mercados internos de los países involucrados y que posibiliten maximizar beneficios, prevenir el abuso de poder de mercado, establecer mecanismos de cobertura de riesgos y de solución de conflictos.

Como respuesta al interrogante planteado surge el Proyecto CIER 15 “Estudio de Transacciones de electricidad entre los sistemas de las regiones Andina, América Central y Cono Sur-Factibilidad de su Integración”. El estudio se ha realizado dentro del área CIER de Generación y Transmisión, con la participación de nueve países de América del Sur, seis de América Central y México como país invitado, representados en el Grupo de Trabajo de Operadores y Administradores de Mercados. Dada su magnitud, el proyecto se ha realizado en dos fases. La Fase I con financiación directa de la CIER, con los servicios de consultoría de Mercados Energéticos Consultores S.A. de Argentina y PSR del Brasil, tuvo como objetivo el análisis histórico y crítico de las interconexiones (gas y electricidad) existentes, los mercados de energía y su evolución en las tres regiones, desde el punto de vista de la operación técnica y comercial, regulatoria e institucional. Con base en el anterior diagnóstico, se plantearon escenarios para el estudio de la Fase II.

Para el desarrollo de la Fase II del PR CIER I 5, la CIER invitó a participar a CAF –banco de desarrollo de América Latina–, con quien se habían realizado estudios de Integración Energética en el pasado con muy buenos resultados. De la misma manera, se hicieron acuerdos con el Banco Mundial para financiación del módulo del Potencial Energético en la regiones.

El módulo principal, correspondiente al estudio de las alternativas de interconexiones e intercambios entre los sistemas de las tres regiones, fue financiado por CAF y la CIER y se contrató los servicios de consultoría al Consorcio PSR de Brasil, Synex Ingenieros Consultores de Chile, y Mercados Energéticos Consultores S.A. de Argentina.

En el proyecto se estudian y proponen las mejores alternativas para incrementar el uso de las interconexiones actualmente construidas en la región, lo que hemos llamado optimización del uso de la infraestructura existente. Igualmente, se estudian alternativas de intercambios de energía que permitan mejorar la seguridad de suministro y la exportación de energía, la seguridad operativa y los intercambios de oportunidad, y que, a su vez, permitan mejorar la economía de escala de proyectos hidroeléctricos binacionales.

Es muy gratificante para la CIER haber unido esfuerzos con CAF, inicialmente para el desarrollo de este importante estudio y para ofrecer a los diferentes actores del sector eléctrico de América Latina, tanto de orden gubernamental, entes reguladores, planificadores, como a los directivos y profesionales de las empresas y entidades, inversionistas, centros de investigaciones, universidades y público en general, el presente documento, cuyo objetivo primario es el de mostrar con casos concretos que podemos seguir avanzando en la integración energética en América Latina con alternativas novedosas . Estamos seguros que será un valioso aporte y documento referencia para los estudios, investigaciones y desarrollos de los proyectos analizados, así como para otros en los cuales se puede aplicar la metodología y recomendaciones mostradas.

Especial agradecimiento a CAF, Banco Mundial, a todos los Comités Nacionales de la CIER, a sus empresas y entidades miembro, que han facilitado la información necesaria para el estudio, a los delegados del Grupo de Trabajo de Operadores y Administradores de Mercados de la CIER, a su coordinador internacional, quienes han trabajado con gran eficiencia con los consultores contratados, especialmente PSR de Brasil que con su gran capacidad profesional y técnica, han hecho posible la realización y éxito del estudio.

Plinio Fonseca
Director Ejecutivo CIER

1

ANALIZANDO
LAS OPORTUNIDADES

La información del presente libro se basa en el estudio “Transacciones de energía entre los sistemas de las Comunidad Andina, América Central y Cono Sur–Factibilidad de su Integración” (Proyecto CIER 15), realizado por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) y CAF ¹.

Este trabajo tuvo como objetivo mostrar que es posible plantear alternativas de intercambio de energía entre los países, que por un lado respeten las políticas, institucionalidad, normas y esquemas de suministro de los países involucrados, y por otro, que no requieran armonizaciones regulatorias profundas en sus mercados internos, y que maximicen los beneficios para sus consumidores.

Se estimó –desde el punto de vista estratégico, técnico, comercial y regulatorio– la factibilidad tanto de la creación como del incremento de transacciones de energía entre los sistemas de las regiones de América Central, Andina y Cono Sur. Los resultados permitirán contribuir a la toma de decisiones y acciones de los actores públicos y privados, en torno a implementar intercambios de energía entre los países que sean sostenibles en el tiempo, teniendo en cuenta las realidades del entorno político-económico, riesgos asociados, desarrollos diversos de los mercados y la diversidad del potencial energético de la región².

Los países participantes, por medio de sus delegados en el Grupo de Trabajo CIER, fueron Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú y Uruguay. No fue posible incluir a Venezuela en el estudio debido a los límites de plazo para entrega de los datos. Además, se representa la interconexión entre Guatemala y México, pero no se hacen estudios adicionales con este último país.

De acuerdo con el enfoque del estudio, los resultados se presentan para cada región: América Central (Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá); Comunidad Andina (Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú), y Cono Sur (Argentina, Brasil, Chile, Uruguay y Paraguay)³.

Toda la información que el lector encontrará en las páginas a continuación fue elaborada a partir de la estructuración de una base de datos sobre la situación actual y futura (2010-2017) de generación, red de transporte de energía y potencial energético de cada país. Para las simulaciones y estudios electro-energéticos se representaron 728 plantas hidroeléctricas, 1.900 plantas termoeléctricas, plantas de energías renovables (como biomasa), pequeñas centrales hidráulicas (PCH) y eólicas.

Se representaron las redes de transmisión y gasoductos, se analizaron las demandas de energía y potencia para diferentes escenarios, se adoptó el criterio de energía firme y se calcularon los balances anuales de energía y demanda por país y región. Se calcularon los Costos Marginales de Corto Plazo (CMCP) para los escalones de demanda y diferentes escenarios hidrológicos, con modelos de simulación operativa para cada país y región. Se calcularon los intercambios de energía entre países y las emisiones de CO₂ y sus reducciones por país y región.

1. El proyecto fue financiado por recursos de CIER y de CAF; y para el Módulo 1 también se contó con el aporte de fondos del Banco Mundial, a través de su Public-Private Infrastructure Advisory Facility – PPIAF. El desarrollo del Proyecto CIER 15 estuvo a cargo de un Consorcio formado por las empresas Mercados Energéticos (ME), de Argentina; SYNEX, de Chile; y PSR, de Brasil, contando con el apoyo técnico e institucional de CIER y CAF.

2. La metodología del Estudio CIER 15 se puede consultar directamente en el documento técnico, el cual está disponible en las oficinas de CIER y CAF.

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

Se consideraron tres atributos para el cálculo del beneficio total de cada interconexión: reducción de los costos operativos totales, mejora de la confiabilidad de suministro y reducción de las emisiones de CO₂. Estos fueron calculados con base en simulaciones operativas del sistema a lo largo del período de estudio para un gran número de condiciones hidrológicas.

Esta publicación recoge los aspectos más resaltantes del estudio. El lector podrá revisar, de manera fácil y sencilla, todas las implicaciones institucionales, regulatorias, sociales, financieras, legales, comerciales y operativas que se deberán tomar en cuenta para lograr la implantación exitosa de doce importantes proyectos de interconexión eléctrica, los cuales sin duda alguna generarían enormes beneficios para los habitantes, empresas y gobiernos de la región latinoamericana.

2

ENERGÍA ELÉCTRICA AMÉRICA LATINA: SITUACIÓN ACTUAL

La región latinoamericana posee factores relevantes que hacen factible una integración energética mayor. Estos son principalmente:

- La complementariedad, tanto de la oferta y demanda energética como de la potencia entre los diferentes países.
- Beneficios económicos claramente identificados.
- Factibilidad técnica y ambiental.
- Experiencia y capacidad de los organismos reguladores.
- Experiencia de operación de mercados mayoristas.

En el caso de América Central, la interconexión eléctrica entre todos los países es una realidad desde el año 2002. Además, la integración de los mercados nacionales se ha logrado con la creación del Mercado Eléctrico Regional (MER), el cual se ha visto fortalecido con la construcción del Proyecto SIEPAC.

En lo que se refiere a América del Sur, se tiene un proceso firme de integración en la Comunidad Andina (CAN), e incipiente en el Mercosur.

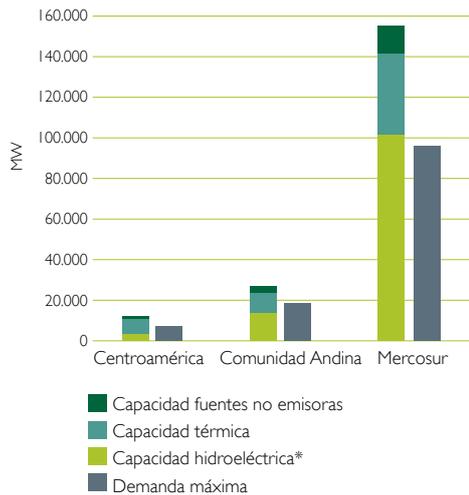
A pesar de estas perspectivas positivas, el proceso de integración regional se ha frenado en los últimos años, debido a factores como las diferencias entre los esquemas de suministro de energía (hoy día, tenemos países con manejo estatal, con manejo de mercado y mixtos) y la pérdida de confianza entre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

-
- El área total de los países de América Central y América del Sur es 18 millones de km², casi el doble de Estados Unidos (9,6 millones de km²).
 - Su población es cerca de 400 millones de habitantes, comparable a la de Estados Unidos (320 millones).

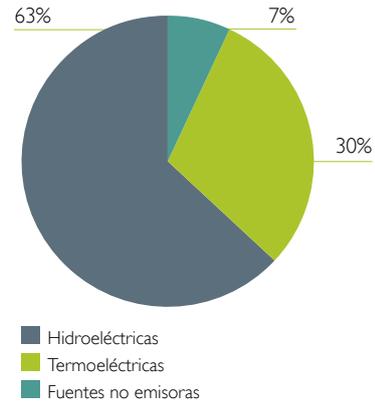
Oferta y demanda de electricidad

La capacidad instalada total de energía eléctrica en la región latinoamericana es de casi 190 GW, sin incluir las capacidades de México y Venezuela. De este monto, 120 GW (63%) corresponden a las centrales hidroeléctricas; 13 GW (7%) a las demás fuentes no emisoras (eólica, biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas, geotérmica y nuclear); y 57 GW (30%) a las plantas termoeléctricas con combustibles fósiles (gas natural, carbón y petróleo) (ver Gráfico 2, p. 14).

Se estima que entre los años 2010 y 2017 el aumento previsto del consumo de electricidad (MW promedio) será de casi 40% (de 94,3 para 132 GW promedio), lo que corresponde a una tasa de crecimiento anual de 5%.

Gráfico 1. Demanda máxima por región (2010)

* El total de la capacidad hidráulica del Mercosur incluye la capacidad instalada de las plantas binacionales.
Fuente: elaboración propia

Gráfico 2. Capacidad instalada por tipo de generación

Fuente: elaboración propia

Variedad y riqueza: Fuentes de energía para expandir la generación eléctrica

Hidroelectricidad

La hidroelectricidad es la fuente predominante en la región, con 120 GW de potencia instalada, casi dos tercios de la potencia total de 190 GW. Si se consideran Venezuela y México, la capacidad hidroeléctrica actual sube a 147 GW.

La potencia hidroeléctrica instalada en 2010 corresponde solamente a 25% del potencial inventariado, de casi 600 GW (ver Cuadro 1, p. 15). Por lo tanto, el potencial para nuevas centrales hidroeléctricas es muy significativo, 447 GW.

Casi la mitad del potencial de desarrollo hidroeléctrico está en la Comunidad Andina, siendo Colombia el de mayor perspectiva de ampliación, con 84,2 GW. Le siguen Perú, con 59 GW; Bolivia, con 39,5 GW; Ecuador, con 21,0 GW; y Venezuela, con 13,4 GW. Entre todas las naciones de esta región, el potencial de desarrollo en hidroelectricidad estimado es de 217,1 GW.

La hidroelectricidad hace que América Latina tenga una de las matrices eléctricas con menos emisiones de CO₂ del mundo.

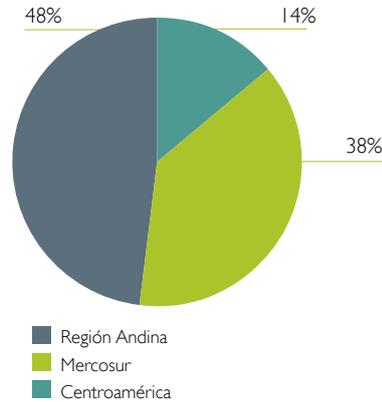
Biomasa

Brasil es hoy el principal productor de caña⁴, pero hay desarrollos importantes en muchos países, tales como Colombia y Guatemala, entre otros. El aumento de la producción de etanol ha permitido un avance importante en el monto y la competitividad económica de la cogeneración en base a biomasa, en especial el bagazo de caña. Por ejemplo, 10% del suministro de electricidad de Nicaragua en 2008 vino de la biomasa.

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

Cuadro 1. Potencial hidroeléctrico total y desarrollo (%)

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

Gráfico 3. División porcentual por región del potencial hidroeléctrico por desarrollar

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

A su vez, Brasil posee alrededor de 3 GW de este tipo de cogeneración ya instalado o en construcción. El potencial de la cogeneración sería suficiente para suministrar la mitad de la necesidad de nueva capacidad de generación requerida por el país para los próximos 10 años⁵.

Energía eólica

La energía proveniente del viento tiene el potencial de ser una fuente renovable de gran importancia en el futuro próximo. El potencial eólico estimado para la región está alrededor de 330 GW (ver Cuadro 2, p.17). Con el seguimiento de los inventarios eólicos, tomando en cuenta los vientos con elevaciones mayores y *off-shore*, es probable que este valor aumente sustancialmente.

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

Otras fuentes renovables

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

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

⁵ Esto incluye el uso de 30% de paja de la caña, que hoy día se queda en el suelo, y del *retrofit* de 40% de las calderas más antiguas.

Gas natural

El gas natural es otro vector de gran importancia en América Latina. Las reservas probadas en Bolivia, Venezuela, Trinidad y Tobago y Brasil (post Pre-Sal) podrán suministrar las necesidades de la región por varios años (ver Cuadro 3).

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

Gas natural licuado

En los últimos años, el gas natural licuado (GNL) ha emergido como una alternativa para promover la integración regional del suministro de gas. Hay diversos proyectos de licuefacción y regasificación en la zona.

• Debido al potencial significativo y económicamente favorable de fuentes renovables: hidrológica, eólica, biomasa y solar, entre otros, la característica “limpia” de la matriz eléctrica en América Latina debe mantenerse en el futuro.

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

Una característica interesante del GNL es que el mismo puede actuar como un “gasoducto virtual”. Por ejemplo, Venezuela podría enviar gas natural a Argentina utilizando el siguiente esquema de *swap* con Brasil y Uruguay:

1. Venezuela envía GNL a la región noroeste de Brasil, que está más cercana y ya dispone de unidades de regasificación. Esto permite a Brasil evitar los altos costos de llevar gas a dicha región desde la lejana Sao Paulo, donde se ubican los principales campos de gas del país.
2. Brasil, a su vez, envía GNL a Uruguay directamente desde sus campos de Sao Paulo.
3. Finalmente, Uruguay, que ha construido una estación de regasificación, envía para Argentina —a través del gasoducto Montevideo-Buenos Aires— el gas que Venezuela originalmente puso en esta “cadena”.

Las plantas hidroeléctricas permiten enlazar los sectores de electricidad y gas

La capacidad de almacenamiento de las plantas hidroeléctricas facilita el uso complementario de las redes eléctricas y de los gasoductos. Para ilustrar considera el siguiente ejemplo:

1. Argentina tiene un fuerte consumo del gas natural en el invierno, debido al uso para calefacción residencial principalmente. Sin embargo, este mismo gas es necesario para la producción de energía eléctrica en generadores térmicos.
2. Aunque Brasil no tuviese interconexión de gasoductos con Argentina, la escasez del gas en este país se puede aliviar a través del envío de energía eléctrica en el invierno en la dirección Brasil-Argentina. Esto permite desplazar la generación local con plantas a gas, disminuyendo la presión para el uso de este combustible.
3. En el verano, cuando hay mayor disponibilidad de gas, Argentina devuelve la energía a Brasil, a través del uso de la interconexión eléctrica en la dirección contraria.

Este *swap* de energía sólo es posible porque los embalses se usan como almacenamientos virtuales de gas natural.

Cuadro 2.
Potencial de energía eólica

	GW
Argentina	10
Brasil	140
Chile	5
Centroamérica	100
Colombia	20
México	40
Perú	10
Uruguay	2
Total	327

Fuente: Asociación Latinoamericana de Energía Eólica.

Cuadro 3.
Reservas probadas de gas natural*

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

* Las reservas de gas natural de Brasil, estimadas en 20 TFC no consideran las últimas descubiertas del Pre-Sal. Se estima que con las reservas del Pre-Sal, las reservas de gas natural de Brasil sea no menores de 50 TFC.

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

Cuadro 4.
Reservas probadas de carbón*

	(Millones de toneladas)
México	1.211
Argentina	424
Bolivia	1
Brasil	7.068
Chile	1.181
Colombia	6.959
Ecuador	24
Perú	140
Venezuela	479
Total	17.487

* Mientras las reservas de Carbón de Brasil sean más abundantes que las reservas de Colombia, se destaca que el carbón colombiano tiene mucho más poder calórico que el carbón que se encuentra en Brasil.

Fuente: EIA, 2009.

Cuadro 5.
Reservas probadas de petróleo

	(Mil millones de barriles)
Argentina	3
Brasil	14
Colombia	1
Ecuador	5
México	11
Trinidad y Tobago	1
Venezuela	99
Total	134

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

En lo que se refiere al GNL, éste tiene la importante característica de permitir una mejor integración de los generadores a gas natural con la generación hidroeléctrica. Debido a la necesidad de remunerar los costos de inversión en los gasoductos, los contratos de suministro de gas natural a los generadores en general tienen cláusulas de consumo mínimo (*take or pay*), que pueden llegar a 70% o más de la capacidad del generador.

En sistemas con predominio de generación termoeléctrica, este requerimiento de generación mínima no llega a afectar la optimización operativa, pues las plantas a gas en general están entre las primeras que se accionan. Sin embargo, en sistemas con fuerte componente hidroeléctrico y/o de otras fuentes renovables, es posible que la solución más económica sea accionar las plantas a gas, de manera más flexible, por ejemplo, dejando de producir energía en los períodos húmedos. El GNL permite obtener esta flexibilidad, pues se puede comprar cantidades de gas solamente cuando sea necesario.

Otros combustibles fósiles: generación termoeléctrica a través del carbón y petróleo

La región tiene reservas abundantes de carbón, Colombia destaca en este sentido. Asimismo, las reservas abundantes de petróleo de Venezuela y, más recientemente, de los campos del Pre-Sal de Brasil, permiten la autosuficiencia de suministro de este combustible –y posiblemente aún más– para las próximas décadas (ver Cuadros 4 y 5).

Factores a tomar en cuenta

- Los vectores de expansión de la capacidad en la región deben ser la hidroelectricidad y el gas natural. Sin embargo, se observa que hay dificultades ambientales crecientes para el licenciamiento de las plantas hidroeléctricas en algunos países.

- En el caso del gas natural, el GNL se presenta como una alternativa a la construcción de gasoductos, o como una complementación utilizando esquemas mixtos de transporte.
- Las fuentes renovables (biomasa y eólica) deberán tener una importancia creciente. Se observa que el precio de estas fuentes hoy es en general más alto que el de las fuentes convencionales, y que las mismas requieren incentivos.
- Hay un potencial significativo para los tres tipos de interconexión: i) plantas binacionales; ii) exportación de energía; y iii) optimización de los recursos complementarios en los países.
- Hay recursos abundantes de carbón de alta calidad en algunos países. Sin embargo, es posible que aparezcan obstáculos ambientales significativos.
- Las plantas nucleares pueden tener un papel importante en el futuro, en especial con las nuevas generaciones de reactores: i) factor de emisión cero; ii) reservas de uranio y tecnología de enriquecimiento mismo; iii) esquemas y controles de seguridad y alerta de última generación. Sin embargo, hay esquemas geopolíticos y de seguridad que pueden retrasar el desarrollo de estas plantas, especialmente luego de lo ocurrido en la planta nuclear de Fukushima en Japón.

Interconexiones eléctricas

América Latina ya posee un fuerte grado de integración eléctrica. Desde el año 1995 hasta hoy, las interconexiones han aumentado aproximadamente diez veces, pasando de 500 MW a 5.000 MW de capacidad instalada⁶. De hecho, con la entrada en operación de la línea Guatemala-México en 2009, y con la construcción de la interconexión Panamá-Colombia prevista para 2014, se

tendrá un corredor electroenergético que permitirá una vez se realicen los acuerdos comerciales y regulatorios apropiados, establecer de manera continua intercambios de energía entre los sistemas de los países desde México hasta Chile.

• América Latina cuenta con experiencia en tres estilos diferentes de interconexión eléctrica:

- 1) Grandes plantas hidroeléctricas binacionales, tales como Salto Grande, entre Argentina y Uruguay; e Itaipú, entre Paraguay y Brasil.
- 2) Exportación de electricidad, como por ejemplo: Colombia-Ecuador y Argentina-Brasil.
- 3) Proyectos donde se comparten las reservas y se aprovecha la diversidad hidrológica. Un ejemplo es la interconexión SIEPAC de los países de América Central.

Tipos de integraciones: breve recuento

El primer tipo de integración eléctrica que se dio en América Latina fue la construcción de plantas hidroeléctricas binacionales, tales como Salto Grande (Argentina y Uruguay, 1.800 MW) en 1979; Itaipú (Paraguay y Brasil, 14.000 MW) en 1984; y Yacyretá (Paraguay y Argentina, 1.800 MW en su primera fase) en 1998.

El segundo estilo de integración regional ha sido la exportación de electricidad, por ejemplo, Colombia-Ecuador y Argentina-Brasil. Aunque en estas conexiones siempre se indica los flujos dominantes, las mismas permiten el envío de electricidad en dirección opuesta.⁷

Finalmente, el tercer tipo de interconexión sobre el cual ya tenemos experiencia en la región ha sido el que permite compartir reservas y aprovecha la diversidad hidrológica. Un ejemplo es la interconexión de los países de América Central, que sería reforzada con la entrada en operación de las líneas del SIEPAC I en 2012.

Las interconexiones ya existentes han resultado en beneficios económicos significativos, y los beneficios potenciales de los nuevos proyectos de interconexión también son sustanciales.

⁶ Pedro Mielgo, Integración energética regional y sostenibilidad, Revista Electricidad, UNESA/REE, número 36, enero 2009.

⁷ El informe de la primera fase del Proyecto CIER 15 describe en detalle el histórico de las interconexiones.

Situación actual: ¿cómo llegamos hasta aquí?

En la actualidad, la credibilidad de las interconexiones internacionales ha sido afectada por diversos problemas, tales como la interrupción del suministro de gas de Argentina a Chile, las dificultades con la interconexión Argentina-Brasil y la controversia con respecto a la remuneración de la interconexión Colombia-Ecuador.

Estas dificultades resultaron no solamente de problemas coyunturales en los países sino también de cambios importantes en los paradigmas que sostenían los acuerdos comerciales, en particular en lo que se refiere a la seguridad de suministro y la asignación de los beneficios aportados.

Mapa I. Interconexiones eléctricas en América Latina



En la época de los proyectos hidroeléctricos binacionales, el paradigma era la industria eléctrica como monopolio natural, el Estado como promotor de las inversiones, y la electricidad como un servicio estratégico.

Aunque no se aprovechó toda la potencialidad de los beneficios obtenibles por el uso compartido de los recursos hidroeléctricos, los proyectos de gran envergadura suministraron una alternativa al uso del petróleo, cuyo precio resultaba muy alto luego del *shock* de la década de 1970. Adicionalmente, esta etapa dejó los primeros componentes de una infraestructura de transmisión de electricidad y una importante experiencia de relacionamiento entre los operadores nacionales de los sistemas.

Durante las décadas de 1980 y 1990, el paradigma que direccionó el desarrollo de las interconexiones regionales podía ser resumido como:

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

En el comienzo del siglo XXI ocurrieron cambios en la situación energética mundial que afectaron muchos de los supuestos del paradigma que había imperado hasta ese momento:

- Aumento en el precio internacional del gas natural y del petróleo impactaron los precios regionales y locales de electricidad.
- Se generó una incertidumbre en la disponibilidad de gas en el Cono Sur, por reducción de la producción y la inseguridad asociada a cambios políticos.
- La cuestión ambiental y los cambios climáticos han sido claves para ralentizar el desarrollo de nueva generación con combustibles fósiles, dificultar el licenciamiento de nuevas plantas hidroeléctricas e impulsar el desarrollo de nuevas fuentes renovables, tales como biomasa y eólica.

En paralelo, hubo cambios en los lineamientos regulatorios de varios países, por ejemplo, Argentina, Brasil, Chile, El Salvador y Perú; y reestructuración de los sectores energéticos de países como Bolivia, Ecuador y Venezuela, con el incremento de la participación del Estado.

Otra vez se observa en la actualidad una fuerte preocupación con la seguridad energética nacional, que en su extremo apunta al autoabastecimiento energético, y una tendencia a la protección de los recursos energéticos no renovables por parte de los países que los disponen. Estos recursos son percibidos como escasos y caros, lo que disminuye la disposición a “compartirlos” con otros países.

Nuevos desafíos ante el cambio de las reglas de juego

Los paradigmas actuales en cuanto a políticas energéticas crean nuevos desafíos para el desarrollo de las interconexiones energéticas en la región. Los temas clave para la superación de estos desafíos son:

- **Robustez y flexibilidad.** Las soluciones adoptadas deben funcionar en países con organizaciones sectoriales heterogéneas, y ya incluir provisiones para la revisión de los acuerdos.
- **Bilateralismo.** Aunque esquemas multilaterales, por ejemplo un operador regional, sean deseables en el largo plazo, se considera que es más efectivo desarrollar acuerdos bilaterales adaptados a las características de cada proyecto.
- **Estabilidad.** Las interconexiones deben estar asociadas a contratos de largo plazo y otros instrumentos que aseguren estabilidad y previsibilidad de los ingresos y de los compromisos contractuales.
- **Repartición de los beneficios.** Los ingresos relacionados con la congestión de las interconexiones deben ser compartidos igualmente entre ambos países, por ejemplo a través de una reducción en las tarifas por uso del sistema de transmisión.
- **Respaldo gubernamental.** El funcionamiento de las interconexiones debe estar respaldado por acuerdos entre los países involucrados.

3

ESCENARIOS PARA LA INTERCONEXIÓN

Dos factores clave: seguridad de suministro y cambios climáticos

En torno a la energía, los temas de mayor discusión y preocupación a escala mundial se centran alrededor de la seguridad de suministro y los cambios climáticos.

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

El predominio de la hidroelectricidad en América Latina facilita la inserción de otras fuentes renovables. La razón es que los embalses de las plantas hidroeléctricas funcionan como “almacenes energéticos”, que pueden absorber las fluctuaciones de la producción de las plantas eólicas, la estacionalidad de la producción de la biomasa y optimizar el uso del gas natural en la generación eléctrica. También hay una complementariedad de las fuentes: algunos países tienen mayores reservas de gas, mientras otros poseen más recursos hidroeléctricos y/o eólicos. Por tanto, las posibilidades de interconexión entre naciones tienen una buena perspectiva.

Proyección de la demanda

La demanda total de energía en la región latinoamericana pasará de 94,3 GW promedio en 2010 a 132,4 GW promedio en 2017, lo que corresponde a una tasa de crecimiento promedio anual de 5%⁸.

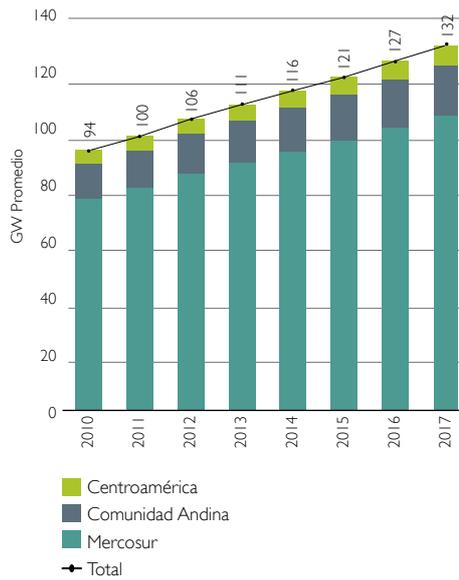
En los países de América Central, las tasas de crecimiento de la demanda para el corto plazo (2009-2010) no fueron afectadas por la crisis financiera mundial de 2008. Sin embargo, se observa una fuerte variación en las tasas de crecimiento entre los países. En dicho periodo, la tasa de Costa Rica fue 3,3%, por ejemplo, mientras Honduras presentó una tasa de 7,1%. Es posible que esta variación se deba a las características del sistema hondureño, pues el país presenta tasas históricas de crecimiento bastante altas.

En el caso de la Comunidad Andina, las tasas de crecimiento de corto plazo tampoco parecen haber sido afectadas por la crisis mundial. La excepción es Colombia, con una tasa de 2,7%. Para el mediano plazo se observa que Perú presenta tasas anuales de crecimiento alrededor de 10%. Así como en caso de Honduras, esta tasa elevada es compatible con el histórico del país.

El impacto de la crisis mundial en las tasas de crecimiento de Mercosur aparentemente también es reducido; la excepción es Argentina que presenta una tasa de 1,6%. Para el mediano y largo plazo, las tasas son compatibles con el crecimiento histórico de los países.

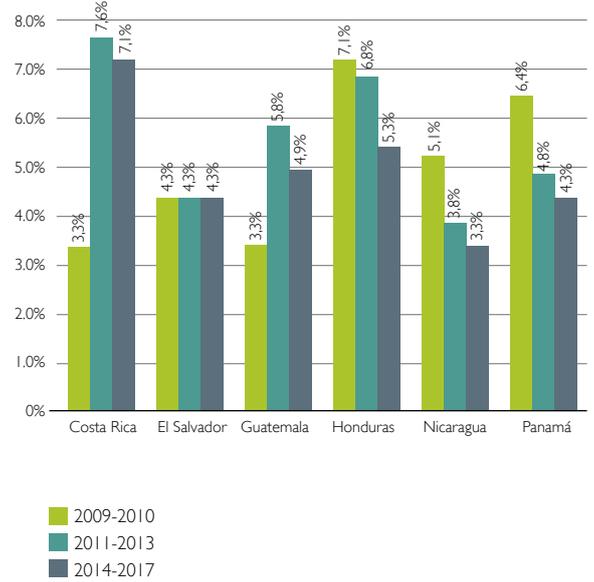
⁸ El escenario de referencia para presentar las oportunidades de interconexión expuestas en esta publicación se compone de proyecciones de demanda y cronogramas de entrada de nueva generación para cada país entre los años 2010 y 2017. La identificación de las oportunidades de interconexión y el cálculo de los beneficios potenciales de las mismas se hicieron con base a dicho escenario de referencia.

Gráfico 4. Demanda promedio anual por región y total



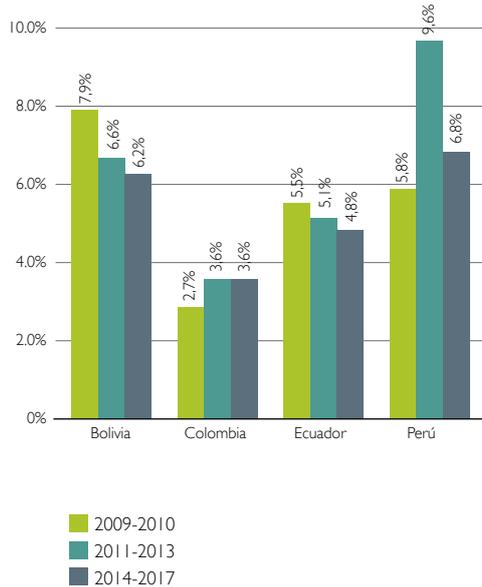
Fuente: elaboración propia

Gráfico 5. América Central: tasas de crecimiento de la demanda



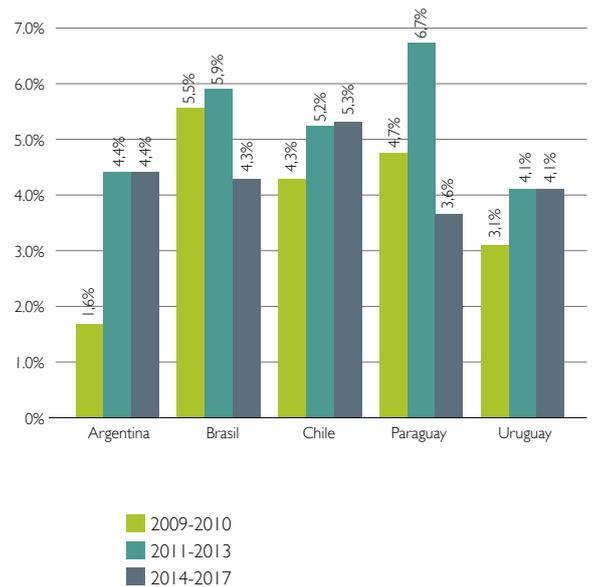
Fuente: elaboración propia

Gráfico 6. Comunidad Andina: tasas de crecimiento de la demanda



Fuente: elaboración propia

Gráfico 7. Mercosur: tasas de crecimiento de la demanda



Fuente: elaboración propia

Proyección de la oferta: potencia y energía firmes

Cuando la base de generación de los países de la región es termoeléctrica, una manera sencilla de representarlo sería a través de la capacidad total disponible (esto es, sustrayendo las tasas de mantenimiento y de salida forzada). Sin embargo, se deben tomar las restricciones en la disponibilidad de combustible. Es posible que una planta esté disponible pero no pueda producir en su capacidad máxima por falta del mismo. Por tanto, la potencia firme anual se calcula a través de la máxima demanda de punta (en MW) que un sistema podría suministrar tomando en cuenta las restricciones de cada combustible y la existencia de plantas con múltiples combustibles.

Esta representación de la potencia firme no toma en cuenta otra característica importante de la región, que es la fuerte participación de la energía hidroeléctrica. En este caso, es importante tener en cuenta que la producción de energía de estas plantas depende de las condiciones hidrológicas. Esta dependencia se puede representar a través del concepto de energía firme de un sistema de generación hidroeléctrico, que es la máxima demanda de energía (en MW promedio) que el sistema podría suministrar suponiendo que ocurra la sequía más severa registrada en el histórico de caudales⁹.

Dependiendo del *mix* de generación de cada país, el factor más representativo de su capacidad de generación puede ser su potencia firme o su energía firme. Por esta razón, se presentan ambos valores para cada país¹⁰.

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

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

América Central

Los balances de potencia en América Central son bastante positivos, lo que podría señalar una sobrecapacidad. Sin embargo, el balance regional es “optimista”, pues no toma en cuenta los límites de intercambio. La viabilidad económica de los proyectos regionales puede depender de la existencia de un balance “apretado” o hasta negativo en los países vecinos, Guatemala y Honduras. Sin embargo, el balance de Guatemala está siempre positivo y el de Honduras presenta pequeños desbalances por un par de años.

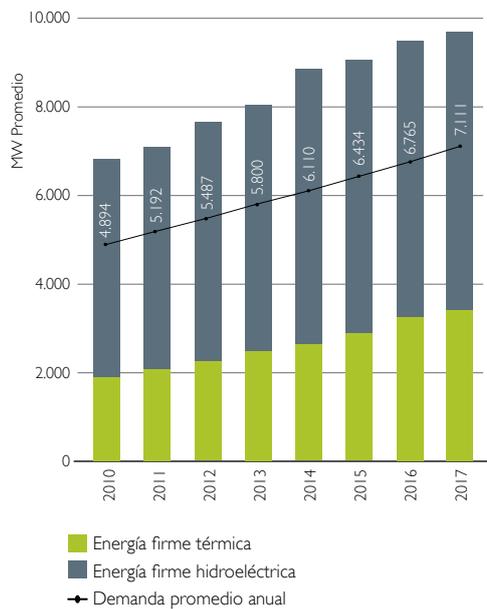
Se estima que a partir de 2013-2014 el sistema pase de un balance de potencia firme “apretado” para una situación de exceso. Esto se debe a entrada en operación, a partir de 2013, de los proyectos térmicos de porte regional: AES Fonseca (250 MW) y Cutuco (500 MW).

Guatemala: El incremento de la oferta para el sistema guatemalteco resulta de centrales térmicas (300 MW en 2012) e hidroeléctricas (300 MW, principalmente en 2015).

⁹ Si la capacidad de almacenamiento de los embalses es sustancial, esta sequía más severa puede durar varios años. En el caso de Brasil, por ejemplo, esta sequía tuvo cuatro años de duración, del 1952 hasta 1955. Es interesante observar que estos años de sequía más severa no incluyen el año individualmente más seco, que fue 1945. Esto es, el efecto acumulado de varios años de sequías moderadas puede ser más severo que el de un año excepcionalmente seco, pero que fue compensado por caudales favorables en los años siguientes.

¹⁰ Más precisamente, si la energía firme excede o es igual a la demanda promedio, esto significa que el suministro de energía está asegurado aunque ocurra la sequía más severa históricamente. A su vez, si la energía firme es inferior a la demanda promedio, esto no significa que es cierto que va ocurrir un racionamiento, sólo que habría un racionamiento en caso de que ocurra la peor sequía históricamente. En otras palabras, todavía puede ser posible suministrar la demanda en caso de que ocurra la segunda peor sequía, o la tercera, y así en adelante. En contraste, un balance de potencia firme negativo señala que es cierto que va ocurrir un problema de suministro por lo menos en la hora de demanda máxima.

Gráfico 8. América Central: Energía firme por demanda promedio anual (MW promedio)



Fuente: elaboración propia

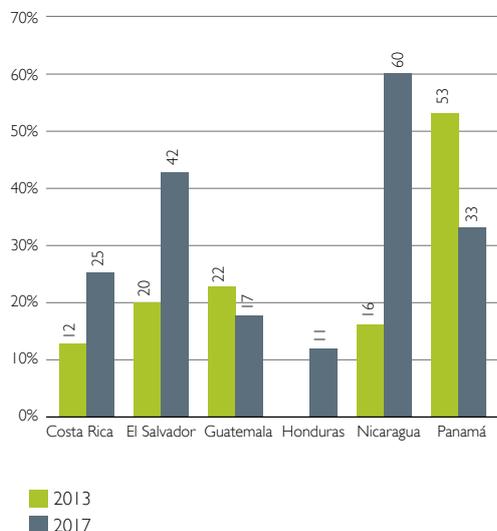
Honduras: hay balances negativos de potencia firme en los años 2010-2011 (3,4%) y 2013-2014 (2%). Esto significa que Honduras tendrá que importar potencia a través del SIEPAC. Los balances de energía firme en el mismo período son positivos. Con la entrada en operación de las plantas hidroeléctricas Patuca 3 (100 MW), Los Llanitos (98 MW) y Tornillito (160 MW), ambos balances pasan a ser positivos a partir de 2015.

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

Panamá: los balances son positivos a lo largo de todo el período, desde 2010 hasta 2017. Sin embargo, hay un aumento sustancial de la oferta a partir del año 2012, con la entrada en operación de casi 400 MW de proyectos hidroeléctricos (Chan I, Lorena, Prudencia, Pando y Monte Lirio) además de las plantas termoeléctricas Toabre (150 MW) y Panamá Green Power (100 MW).

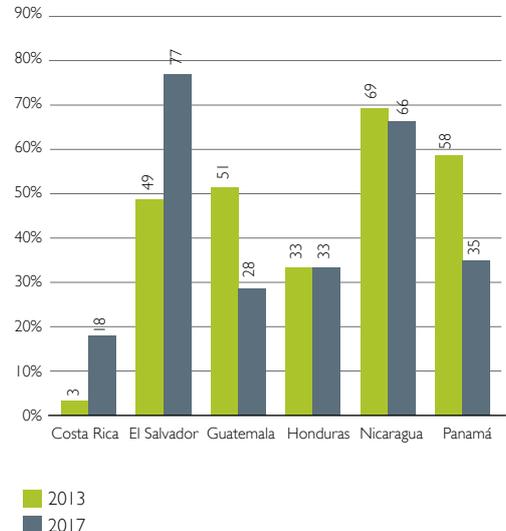
Todos los países planean su expansión con la mira en lograr la autosuficiencia energética. Esto crea una situación de “huevo y gallina” cuando se desea analizar

Gráfico 9. Reservas de potencia firme (porcentaje de crecimiento)



Fuente: elaboración propia

Gráfico 10. Reservas de energía firme (porcentaje de crecimiento)



Fuente: elaboración propia

los beneficios de interconexiones, pues además de los llamados “intercambios de oportunidad”, que resultan en ahorros de gastos de combustible, no hay “espacio de oferta” para el intercambio de energía firme entre los países.

Comunidad Andina

Bolivia: se observa un equilibrio entre el aumento de la demanda y de la oferta firme.

Colombia: así como en el caso de Bolivia, la oferta y demanda de Colombia está equilibrada.

Ecuador: el balance está “apretado” hasta el año 2014, cuando empieza una fuerte entrada de generación hidroeléctrica.

Perú: hay un aumento en la entrada de la oferta a partir del año 2014. Se ve además que la planta hidroeléctrica de Inambari, en la región amazónica del país, se representa en separado en el balance. La razón es que se está estudiando la posibilidad de que parte de la generación de esta planta se exporte a Brasil (esta exportación es uno de los proyectos presentados en el Capítulo 4).

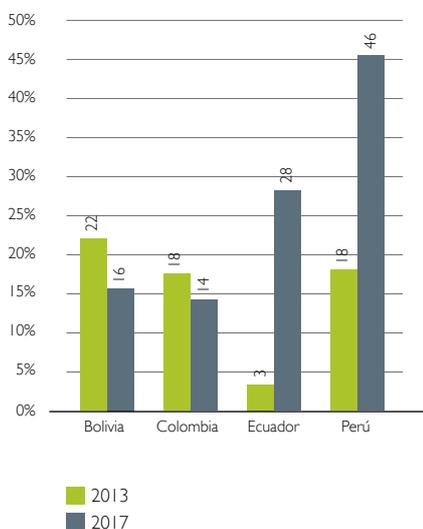
Se prevé que las expansiones de oferta entre 2010 y 2017 en esta región sean relativamente equilibradas (misma reserva a lo largo del tiempo) en cada país, mientras el monto de reserva varía bastante entre los países.

Mercosur y Chile

Argentina: los balances para el sistema argentino incluyen la planta binacional Yacyretá con Paraguay¹¹. Su sistema está relativamente “apretado” hasta el año 2014, cuando empiezan refuerzos importantes de generación, y vuelve a quedarse con restricciones hacia 2017.

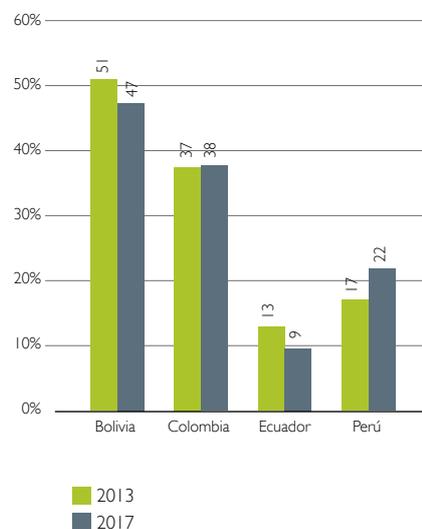
Brasil: los balances para Brasil incluyen la planta binacional Itaipú¹² con Paraguay, y la compra de energía de la planta Inambari de Perú. Se espera que el aumento de la oferta tenga el mismo ritmo que el de la demanda.

Gráfico 11. Reservas de potencia firme (porcentaje de crecimiento)



Fuente: elaboración propia

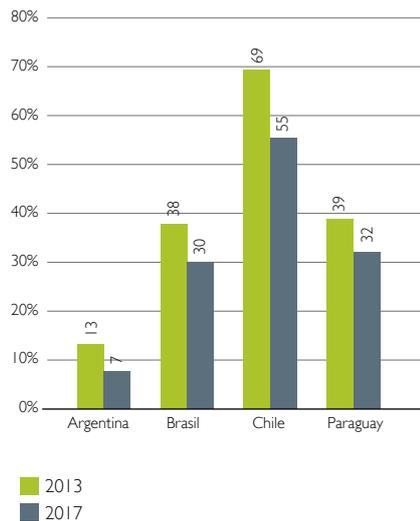
Gráfico 12. Reservas de energía firme (porcentaje de crecimiento)



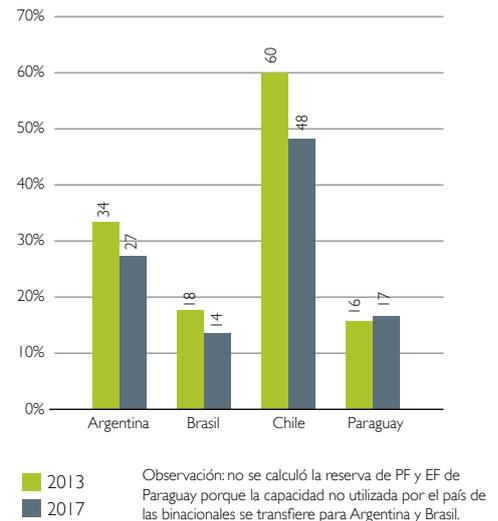
Fuente: elaboración propia

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

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

Gráfico 13. Reservas de potencia firme (porcentaje de crecimiento)

Fuente: elaboración propia

Gráfico 14. Reservas de energía firme (porcentaje de crecimiento)

Fuente: elaboración propia

Chile: el sistema chileno, que se compone de dos subsistemas aislados, el SING y el SIC, tiene una reserva firme significativa.

Paraguay: debido a la gran capacidad de las plantas binacionales Yacyretá e Itaipú, comparado con la demanda del país, no habría restricciones de generación en este país por muchos años. A través de estas plantas, Paraguay envía energía a Argentina y Brasil.

Costos marginales de corto plazo

El costo marginal de corto plazo (CMCP), en USD/MWh, refleja el costo de suministro de 1 MWh adicional en la demanda. Por lo tanto, el CMCP varía para cada etapa, escalón de demanda y condiciones hidrológicas.

En los estudios de interconexión que presentamos en este libro, el CMCP señala la oportunidad para el intercambio (se exporta a partir del país con el menor CMCP) y el beneficio económico de este intercambio (diferencia de los CMCP × energía exportada en MWh).

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

CMCP promedio anual: América Central

El CMCP esperado anual para los países de América Central tiene una tendencia a la reducción. Esto se debe a la construcción de plantas hidroeléctricas que se ha dado en la mayoría de estos países. La cues-

ción es, por lo tanto, si el E (CMCP) sería compatible con el costo de construcción de estas plantas (CME).

El CMCP promedio de cuatro de los países está equilibrado alrededor de 100 USD/MWh, lo cual es un valor relativamente alto, pero compatible con el hecho de que hay una fuerte generación térmica en estos países en el corto plazo (ver Gráfico 15). A su vez, Costa Rica presenta CMCP alrededor de 80 USD/MWh, lo que también parece razonable, pues el país tiene una proporción elevada de energía hidroeléctrica.

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

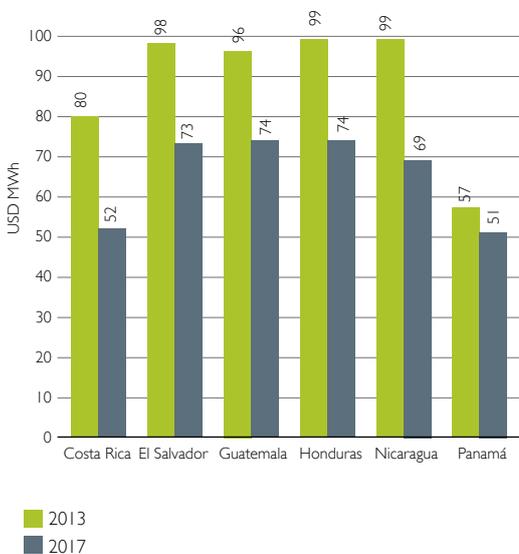
Para el año 2017 se estima que habrá una reducción en los CMCP de todos los países, lo cual se debe al aumento de la reserva de generación y a la entrada de plantas hidroeléctricas.

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

- El llamado pago por capacidad, utilizado por Guatemala, El Salvador y Panamá, que es un pago fijo que los generadores reciben, relacionado con la potencia firme de los mismos. El pago por capacidad está alrededor de 11 USD/MWh¹³; y
- La contratación centralizada de energía, con los costos de la misma transferidos a los consumidores, utilizada por Honduras y Costa Rica (Nicaragua utiliza un esquema híbrido donde las distribuidoras deben estar 80% contratadas.)

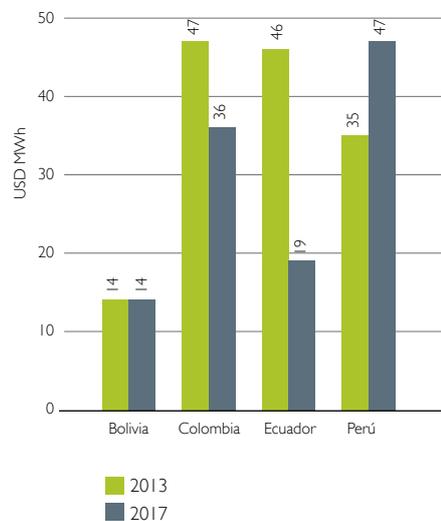
Una consecuencia de esquemas como el pago por capacidad y la contratación centralizada es que el CMCP promedio puede no reflejar el costo de la energía para el país. Esto, a su vez, afecta los análisis de la viabilidad económica de las interconexiones pues, como discutido anteriormente, los intercambios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

Gráfico 15. América Central:
CMCP promedio anual



Fuente: elaboración propia

Gráfico 16. Comunidad Andina:
CMCP promedio anual



Fuente: elaboración propia

¹³ Más precisamente, el pago por capacidad es 5,2 USD/kWmes, y se calcula a partir de la necesidad de remuneración de un generador ciclo abierto a gas natural, que representaría la "tecnología marginal".

CMCP promedio anual: Comunidad Andina

Los CMCP promedio de la Comunidad Andina son más bajos que los de América Central. Por lo tanto, existiría la misma inquietud con respecto a los mecanismos de remuneración de las nuevas inversiones.

De inicio, se observa que Bolivia, Colombia¹⁴ y Perú utilizan esquemas de pago por capacidad, que corresponden a un ingreso adicional para el generador alrededor de 11 USD/MWh¹⁵.

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

- El monto de CO₂ emitido por cada planta se calcula de la siguiente manera:
 - Factor de emisión del combustible (en toneladas de CO₂)
 - Unidad del combustible.
 - Consumo específico de la planta (unidad del combustible/MWh).
 - Energía producida por la planta (MWh).

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

Así como en el caso de América Central, la existencia de pagos por capacidad y precios locales para los combustibles afecta el análisis de los proyectos de intercambio.

CMCP promedio anual: Mercosur

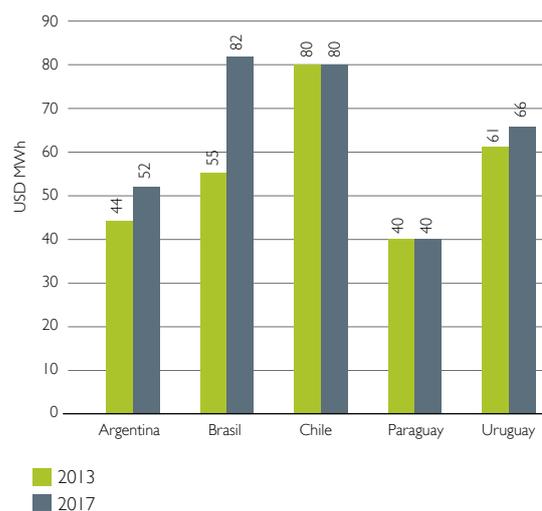
De inicio, a diferencia de las regiones anteriores, los CMCP del Mercosur aumentan de 2013 a 2017 (ver Gráfico 17). Se observa además que los valores de estos CMCP son más altos que los de las demás regiones, y más compatibles con los requerimientos de remuneración de las inversiones en generación. En el caso de Paraguay, como ha sido mencionado, el suministro de la nueva demanda estaría asociado a una reducción de la exportación para los vecinos y, por lo tanto, al costo de oportunidad de los contratos de suministro.

Emisión de gases de efecto invernadero

El tema ambiental preocupa de manera creciente a todos los países del mundo, y América Latina no se queda atrás. Los estudios de los proyectos de interconexión relatados en esta publicación no dejan de lado esta preocupación, por lo que se ha analizado el impacto que los proyectos presentes y futuros tendrán en cuanto a emisiones de gases de efecto invernadero.

La emisión promedio anual de cada país (millones de toneladas de CO₂ por año: MtCO₂) se calcula como el promedio, para cada secuencia hidrológica simulada, de la suma de las emisiones a lo

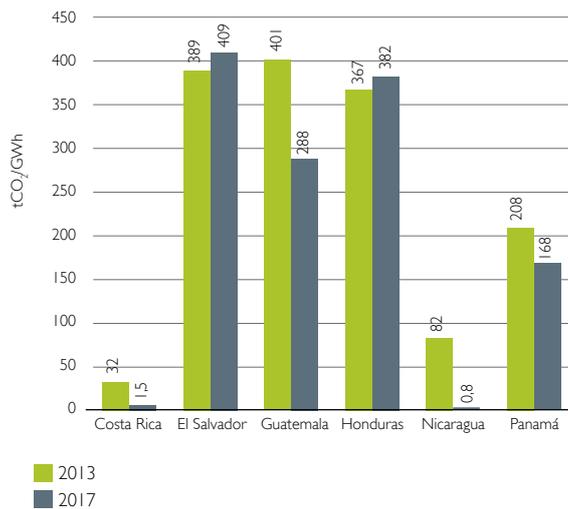
Gráfico 17. Reservas de energía firme (porcentaje de crecimiento)



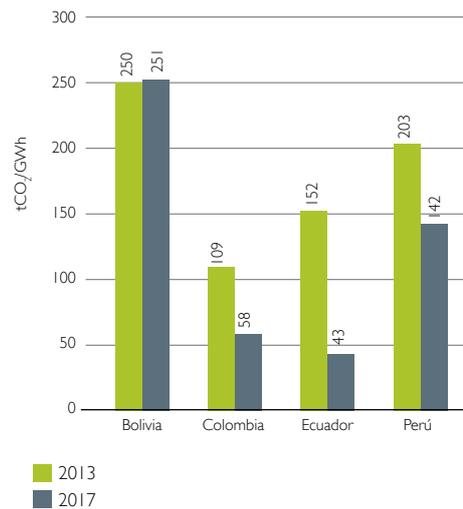
Fuente: elaboración propia

¹⁴ Colombia recientemente ha adoptado las llamadas subastas de *call option* con el objetivo de utilizar un proceso competitivo para establecer el precio del mismo, en remplazo al uso del concepto de tecnología marginal.

¹⁵ Este pago por capacidad es semejante al utilizado en América Central. La razón es que todos los países adoptan el mismo concepto de usar una planta ciclo abierto a gas natural como "tecnología de referencia".

Gráfico 18. América Central: emisiones por GWh

Fuente: elaboración propia

Gráfico 19. Comunidad Andina: emisiones por GWh

Fuente: elaboración propia

largo de las etapas y escalones de demanda en el año.

América Central: emisiones de CO₂

Costa Rica: se estima que tendrá una reducción total a lo largo del tiempo, resultado de inversiones en plantas hidroeléctricas y eólicas.

El Salvador: ha tenido un aumento de emisiones debido a la entrada de dos plantas termoeléctricas para exportación de energía: la planta de carbón AES (200 MW) y la planta de gas Cutuco (500 MW).

Guatemala: las instalaciones térmicas instaladas en El Salvador, mencionadas arriba, desplazaron la generación más "sucía" en Guatemala. Este caso muestra que un aumento en las emisiones de un país puede resultar en una reducción regional en el nivel de emisiones.

Honduras: el nivel de emisiones es relativamente estable.

Nicaragua: se ha observado en este país una fuerte reducción en las emisiones, resultado de la entrada de plantas geotérmicas y eólicas, que han desplazado la generación térmica existente.

Panamá: así como en el caso de Nicaragua, se observa una fuerte reducción en las emisiones, resultado en este caso de la entrada de plantas hidroeléctricas.

Comunidad Andina: Emisiones de CO₂

Bolivia: el crecimiento de sus emisiones se debe a la entrada de plantas a gas natural, que es la principal opción de expansión del país.

Colombia: ha tenido una reducción en las emisiones, resultado de la entrada de nuevas plantas hidroeléctricas.

Ecuador: de manera análoga a Colombia, se observa una reducción en las emisiones, resultado de la entrada de nuevas plantas hidroeléctricas en el país.

- En la mayoría de los países latinoamericanos hay una reducción del monto de emisiones de CO₂ a lo largo del tiempo, debido a la construcción de plantas hidroeléctricas. La principal excepción es Brasil, donde se observa un aumento expresivo en las emisiones, debido a la entrada en operación de plantas térmicas a gas natural, carbón y petróleo.

Perú: el aumento de las emisiones hacia 2010 resulta de la entrada de plantas a gas, asociadas al campo de Camisea. A mediano plazo, las emisiones se estabilizan debido al desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas.

Mercosur y Chile: Emisiones de CO₂

Argentina: el aumento observado resulta de la expansión con base en plantas termoeléctricas a gas y óleo, que además son accionadas con más frecuencia al final del periodo debido a la reducción de la reserva de potencia.

Brasil: el aumento expresivo de emisiones en esta nación resulta de la entrada en operación de una gran cantidad de plantas termoeléctricas a carbón, petróleo y gas natural.

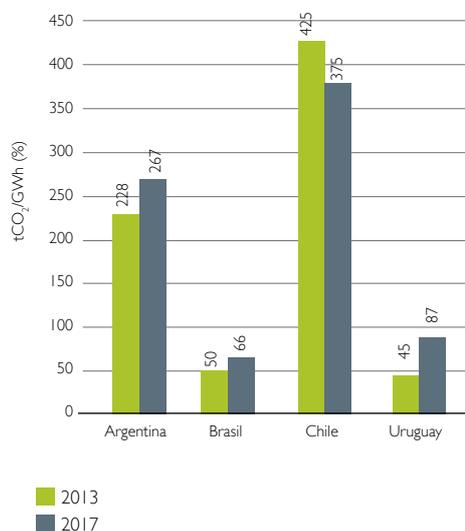
Chile: igual que en Brasil, el país presenta un aumento de las emisiones, resultado de la entrada en operación de plantas a carbón y otras termoeléctricas.

Paraguay: el sistema paraguayo no presenta emisiones, pues es suministrado por plantas hidroeléctricas.

Uruguay: el sistema de este país presenta niveles de emisión relativamente bajos en términos absolutos, pero crecientes a lo largo del tiempo. Así como en los casos anteriores, esto se debe a la construcción de plantas termoeléctricas.

En la mayoría de los países latinoamericanos hay una reducción del monto de emisiones de CO₂ a lo largo del tiempo, debido a la construcción de plantas hidroeléctricas. La principal excepción es Brasil, donde se observa un aumento expresivo en las emisiones, debido a la entrada en operación de plantas térmicas a gas natural, carbón y petróleo.

Gráfico 20. Mercosur : emisiones por GWh



Fuente: elaboración propia

4

DOCE PROYECTOS:
OPORTUNIDADES Y DESAFÍOS

Son doce los proyectos de interconexión eléctrica que, de hacerse realidad, crearían un importante impacto positivo en la región latinoamericana.

Hidroeléctrica Inambari (Perú–Brasil)

Antecedentes

El septiembre de 2008, un documento elaborado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) de Perú –Portafolio de Proyectos de Generación y Transmisión en el Sistema Interconectado Nacional (SEIN)– identificó un potencial hidroeléctrico de 20.000 MW ubicado en la vertiente oriental de la cordillera de los Andes. De este potencial –cinco plantas con capacidades instaladas entre 800 y 2.200 MW, totalizando 6.300 MW– fueron señaladas como las más competitivas.

La posibilidad de exportación por parte de este potencial hidroeléctrico peruano para Brasil ha despertado interés en ambos países.

Por el lado de Brasil, se observa de inicio que la planta Inambari, con 2.200 MW, está a apenas 260 km de la frontera¹⁶. Además, e igualmente importante, esta planta tiene un embalse con capacidad de regularización multianual¹⁷ que está aguas arriba de las plantas brasileñas Santo Antônio y Jirau, con 3.500 MW cada una, y que están en construcción. Debido a restricciones ambientales, estas plantas son centrales de pasada, y no utilizan plenamente los caudales que llegan en la estación húmeda. Como consecuencia, su energía firme es inferior a lo que podrá producir. La regularización aguas abajo que sería brindada por el embalse de Inambari permitiría aumentar en 90 MW promedio la energía firme del sistema hidroeléctrico brasileño¹⁸.

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

• Los criterios para selección de los proyectos de interconexión propuestos en este libro fueron:

- Ilustrar los diferentes tipos de oportunidad de interconexión.
- Mostrar los beneficios potenciales de las interconexiones en las tres regiones: América Central, Comunidad Andina y Mercosur.
- Analizar proyectos “reales”, esto es, para los cuales existen propuestas concretas y un interés declarado de por lo menos uno de los representantes de los países involucrados.

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

17 Volumen útil de 12 mil millones de metros cúbicos.

18 Se puede observar que el beneficio de energía firme es sistémico. La cuestión de cómo repartir el mismo es compleja.

Esta posibilidad de beneficios mutuos ha llevado a reuniones entre ambos países, tanto a nivel presidencial como entre los equipos técnicos de las naciones.

Beneficio energético de la interconexión

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

- Sinergia hidrológica
- Regulación de los embalses aguas abajo

Procedimiento y resultados

Si Inambari se incluye en el sistema brasileño y se calcula su energía firme¹⁹, ésta resulta en 1.467 MW promedio. Sin embargo, si calculamos la contribución de Inambari como la diferencia de la energía firme total del sistema brasileño, con y sin Inambari, resulta un valor mayor: 1.560 MW promedio. La razón para esta diferencia ($1.560 - 1.467 = 93$ MW promedio) es que la operación del embalse de Inambari resulta en beneficios para la producción de las plantas hidroeléctricas brasileñas aguas abajo, Santo Antônio y Jirau.

• Si Brasil absorbe parte de la energía de la planta peruana Inambari, la ociosidad que ésta tiene desaparecería, logrando beneficios de economía de escala para ambos países.

Dado que estas plantas ya tienen su remuneración asegurada a través de contratos de largo plazo, sería posible argumentar que este incremento de energía firme se debería asignar a la planta Inambari, lo que aumentaría su competitividad económica para el país. Como ilustración, el valor de un incremento de 93 MW promedio de energía firme para Brasil se puede estimar multiplicando el mismo (93×8.760 horas/año = 814 GWh/año) por el costo marginal de largo plazo del país: 81 USD/MWh de energía firme²⁰ = USD 66 millones/año.

Es importante observar que el incremento de energía firme calculado arriba supone que la planta se opera con el objetivo de maximizar el beneficio energético para Brasil. Esto puede no ser realista, pues los intereses de suministro del sistema peruano obviamente son prioritarios.

Comercialización de la energía de Inambari en Brasil

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

Un aspecto interesante de la reglamentación brasileña es que, aunque los CEF en general estén asociados a proyectos de generación, también pueden ser asignados a proyectos de interconexión. Un ejemplo es la interconexión Argentina-Brasil, CIEN, que tenía un CEF de 2.000 MW promedio. Una vez asignado el CEF de Inambari, el proyecto podría, por ejemplo, participar de las subastas de contratación de nueva capacidad de Brasil.

¹⁹ La energía de cada planta hidroeléctrica se calcula como su producción de energía promedio a lo largo del llamado “período crítico”, que corresponde al intervalo inicial y final de la sequía más severa.

²⁰ Brasil tiene un costo marginal de largo plazo “oficial”, que se utiliza en los estudios de planificación. El valor más reciente para este costo es 146 R\$/MWh. Suponiendo una tasa de cambio de 1.8 R\$ por USD, resulta 81 USD/MWh.

Sin embargo, el proceso de cálculo del CEF de un proyecto de generación en la reglamentación brasileña requiere una simulación de la operación del mismo. Por ejemplo, la interconexión CIEN, entre Argentina y Brasil, se representó como un generador termoeléctrico virtual en Brasil. Por lo tanto, la operación de la interconexión fue simulada a través del siguiente procedimiento: si el precio de corto plazo de Brasil (R\$/MWh) excede el “costo variable de operación” del “generador” CIEN, el Operador Nacional del Sistema (ONS) de Brasil “acciona” el mismo²¹; en caso contrario, la CIEN suministra su contrato comprando energía en el mercado de corto plazo de Brasil.

En el caso de Inambari, la simulación operativa para cálculo del CEF es más compleja, pues requiere una definición de la política operativa de la misma en el sistema peruano.

Operación de Inambari

Contratos con monto fijado

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

Producción de energía compartida

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

Este esquema tendría menos riesgos para el inversionista, pues la hidroeléctrica virtual podría participar del llamado Mecanismo de Reubicación de Energía (MRE), donde el suministro de cada planta, para efectos comerciales, no corresponde a la producción física de la misma, pero un porcentaje de la producción hidroeléctrica total, conocidos como “créditos de generación”²². Dado que esta producción total es mucho más estable que la producción individual de cada planta, el MRE tiene como efecto disminuir el riesgo hidrológico de las mismas.

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

El esquema de *slicing*

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

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

²¹ En la práctica, el costo variable de operación es el *strike price* del contrato de suministro, y el accionamiento por parte del ONS significa que la empresa CIEN se encarga de importar energía de Argentina. En otras palabras, el proceso de compra de energía en Argentina por parte de la CIEN era “invisible” para sus compromisos contractuales en Brasil. La crisis del proyecto CIEN fue causada por el aumento del precio de la energía eléctrica en Argentina debido a las dificultades de suministro del gas natural, que inviabilizó el envío de energía para Brasil en cumplimiento a los contratos.

²² Este porcentaje es proporcional al CEF de la planta.

El procedimiento del *slicing* se presenta a continuación.

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

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

Índice beneficio costo: Brasil

Suponiendo que la planta está en el MRE, su energía firme sería 1.560 MW promedio. El costo de la misma sin incluir los costos de la interconexión sería 52 USD/MWh de energía firme. Suponiendo que el costo marginal de largo plazo (CMLP) de generación en Brasil es 77 USD/MWh²³, el beneficio económico anual se puede calcular como [energía firme (MW promedio)] × [número de horas en el año] × [CMLP – costo de la planta (USD/MWh)] = 1560 × 8760 × [77 – 52] = USD 342 millones.

Aunque no esté definido el diseño del sistema de transmisión que conectaría Inambari a la Red Básica de Brasil, una de las alternativas se compone de:

- Un sistema en 500 kV de Inambari hasta la frontera (144 km), donde se ubicaría una convertidora HVDC *back to back*²⁴.
- A continuación, una conexión (también de 144 km) hasta la subestación Assis.

De esta subestación saldría la interconexión hasta la Red Básica, una distancia alrededor de 3.180 km. El costo estimado de este sistema es USD 2.370 millones, y el costo anualizado es USD 210 millones²⁵. El IBC es por lo tanto $342/210 = 1.6$.

Índice beneficio costo: Perú

No fue posible calcular el IBC de Inambari por el lado peruano, pues no estaba claro cuál sería el CMLP del país. Además, todavía no está definido el sistema de transmisión. Eventualmente se podría realizar un diseño de la red, que incluyese las plantas Mainique y Paquitzpango además de Inambari. Se propone un esquema de “colectoras” en 500 kV de la generación de estas plantas en dos nuevas

23 El costo marginal de largo plazo de Brasil, incluyendo la transmisión, es 146 R\$/MWh. Substrayendo el costo de promedio de transmisión (alta voltaje) en el país, 7 R\$/MWh, se llega a un CMLP de generación de 139 R\$/MWh. Para una tasa de 1,8 R\$/USD, resulta 77 USD/MWh.

24 Tanto Brasil como Perú tienen una frecuencia de 60 Hz. La convertidora *back to back* se requiere por razones de estabilidad.

25 El factor de recuperación de capital (FRC) utilizado para transformar la inversión total en remuneración anual es 0,08. Este FRC supone una vida útil de 30 años y tasa de retorno de 8%. Esta tasa de retorno es más reducida que la utilizada para los estudios de proyectos de generación porque se supone que la remuneración de la interconexión está asegurada por encargos cargados a los agentes (generadores y/o consumidores, dependiendo del marco regulatorio de cada país).

subestaciones, Mantaro y Cusco. A partir de estas subestaciones, salen sistemas en 500 kV hasta el norte y el sur de Lima (subestaciones de Independencia y Chilca, respectivamente).

Remuneración de la interconexión: Brasil

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

En lo que se refiere a la interconexión, la reglamentación brasileña²⁶ permite que las interconexiones internacionales sean incluidas en el sistema de alto voltaje del país (“Red Básica”), la cual es remunerada por todos los generadores y consumidores a través de pagos fijos anuales, conocidos como “tarifas por uso del sistema de transmisión” (TUST). Esto significa que el contrato de suministro de Inambari con Brasil debería tomar en cuenta la TUST que sería asignada a la planta.

Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales

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

Conclusiones

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

Hidroeléctrica Cachuela Esperanza (Bolivia–Brasil)

Cachuela Esperanza es un proyecto hidroeléctrico de 800 MW ubicado en Bolivia. Igual que en el caso de Inambari, el gran tamaño de la planta con respecto al incremento de la demanda local dificulta su factibilidad económica. Por lo tanto, se debe prever la posibilidad de exportar su producción energética para Brasil.

Una característica interesante de este proyecto es que la planta boliviana está aguas abajo de Inambari, en Perú, y aguas arriba de las plantas brasileñas Jirau y Santo Antônio. Es preciso recordar que la regulación de los caudales aguas abajo debido a la operación del embalse de Inambari contribuye al aumento de la energía firme del sistema brasileño. Esto significa que el beneficio económico de Cachuela Esperanza depende de la construcción de Inambari.

Energía firme de Cachuela Esperanza

La energía firme de Cachuela Esperanza, cuando es simulada con el sistema brasileño, pero suponiendo que Inambari no está construida, es 553 MW promedio. Si se supone que Inambari está construida, esta energía firme aumenta para 614 MW promedio. La existencia de Inambari permite aumentar la energía firme de Cachuela Esperanza (y, por lo tanto, su competitividad económica, dado que el costo de construcción de la planta sigue siendo el mismo) en $614 - 553 = 61$ MW promedio.

Se concluye que el valor económico de este incremento es 61 (incremento) \times 8.760 (horas en el año) \times 81 USD/MWh (costo marginal de largo plazo de Brasil, ver sección anterior) = USD 43 millones por año.

²⁶ Ley n° 12.111, del 9 de diciembre de 2009.

Índice beneficio costo

Suponiendo que Inambari está construida, la energía firme de Cachuela Esperanza sería 614 MW promedio. El costo de su energía, sin incluir los costos de la interconexión, sería 58 USD/MWh de energía firme. Finalmente, suponiendo que el CMLP de generación en Brasil es 77 USD/MWh, resulta que el beneficio anual es $614 \times 8.760 \times [77 - 58] = \text{USD } 102 \text{ millones}$.

- Los acuerdos operativos entre Bolivia y Brasil serían relativamente sencillos.

A su vez, el costo estimado de la interconexión (circuito doble de 500 kV entre Cachuela Esperanza y Porto Velho, en Brasil) sería USD 792 millones, con un costo anual de USD 71 millones. El IBC es, por lo tanto, $102/71 = 1,4$.

Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales

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

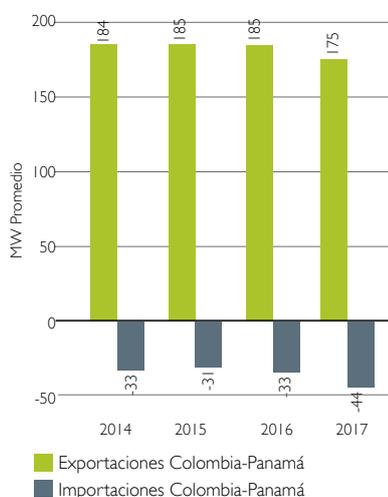
Conclusiones

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

Interconexión Colombia-Panamá

Este proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión en HVDC (corriente continua de alto voltaje) de aproximadamente 614 km de longitud, entre las subestaciones Cerromatoso en Colombia y Panamá II en Panamá (340 km en territorio colombiano y los restantes 274 km en territorio panameño). El plan incluye un tramo submarino de 55 km (15 km en Colombia y 40 km en Panamá), a un voltaje de 400 kV.

Gráfico 21. Flujo promedio anual de energía Colombia-Panamá



Fuente: elaboración propia

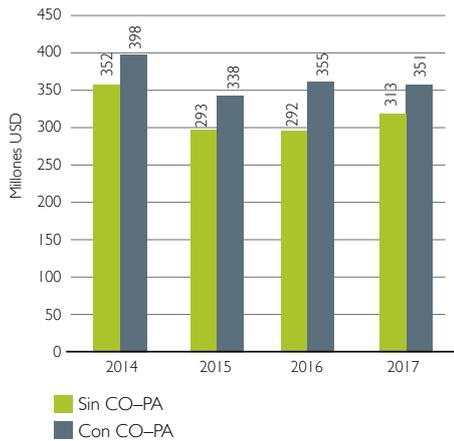
La capacidad de intercambio Colombia-Panamá se estima en cerca de 300 MW, y de 200 MW en sentido opuesto. El costo estimado del proyecto es USD 207 millones y la entrada en operación está prevista para 2014.

Análisis de los intercambios entre Colombia y Panamá

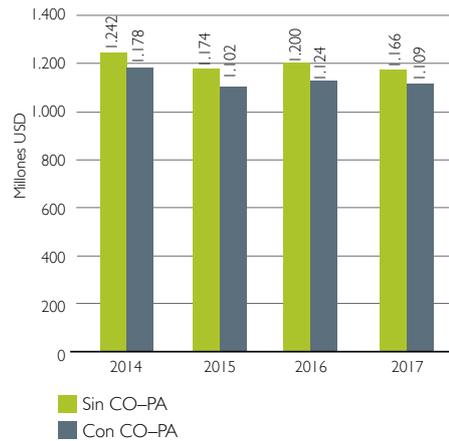
Suponiendo que el proyecto entre en operación hacia 2014, habrá –como es esperado– un predominio de las exportaciones de Colombia hasta Panamá. Sin embargo, hay escenarios hidrológicos donde Panamá podría estar exportando para Colombia.

Costos operativos

Colombia observaría un aumento del costo operativo, mientras que Panamá tendría una reducción. Esto es coherente con la expectativa de una exportación más frecuente en la

Gráfico 22. Colombia: costo operativo sin y con la interconexión

Fuente: elaboración propia

Gráfico 23. América Central: costo operativo sin y con la interconexión

Fuente: elaboración propia

dirección Colombia-Panamá. Sin embargo, el promedio de reducción de los costos operativos totales (suma de Colombia con América Central) entre 2014 y 2017 será de USD 20,5 millones.

Emisiones de CO₂

Debido a la interconexión, Panamá y Colombia verán una reducción de 225.000 toneladas de CO₂ por año entre 2014 y 2017. Suponiendo un precio de 20 USD/tCO₂, el beneficio sería USD 4,5 millones por año.

Índice beneficio-costo

La remuneración anual correspondiente al costo de inversión estimado de USD 207 millones sería USD 18,4 millones. Este costo anual es inferior al beneficio operativo de USD 20,5 millones calculado arriba ($IBC = 20,5/18,4 = 1,1$). Si sumamos los beneficios ambientales, estimados arriba en USD 4,5 millones por año, el IBC pasa para $25/18,4 = 1,4$.

Ingresos por congestión

Los ingresos por congestión pueden verificar si el dimensionamiento de la capacidad de la interconexión está adecuado. De una manera simplificada, si el ingreso excede sustancialmente la remuneración de la interconexión, esto significa que la ampliación de la capacidad resultaría en beneficios, y viceversa: si el ingreso es muy inferior a la remuneración, esto sugiere que la capacidad podría ser reducida sin pérdidas económicas.

En el caso de la interconexión Colombia-Panamá, el promedio anual del ingreso por congestión entre los años 2014 y 2017 podría ser de USD 14,5 millones, cerca de 80% de la remuneración de USD 18,4 millones requerida para el circuito, lo que es razonable e indica que la capacidad de intercambio está adecuada.

Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales

Los costos de la interconexión deberían ser remunerados a través de encargos por transmisión fijos en cada país, esto es, no debería existir un riesgo comercial para la misma. La factibilidad de un proyecto de interconexión requiere que los beneficios del mismo sean compartidos de manera justa y transparente entre los países involucrados.

Así como en los casos anteriores, la interconexión requiere un respaldo por tratado en ambos los países, además de acuerdos operativos y comerciales.

Un primer tema sería la asignación de los ingresos por congestión. Los ingresos totales deben ser compartidos entre los países, en proporción a la participación de cada uno en los costos de construcción de la interconexión. A su vez, el monto recibido por cada país debería utilizarse para reducir los costos de las tarifas de transmisión locales.

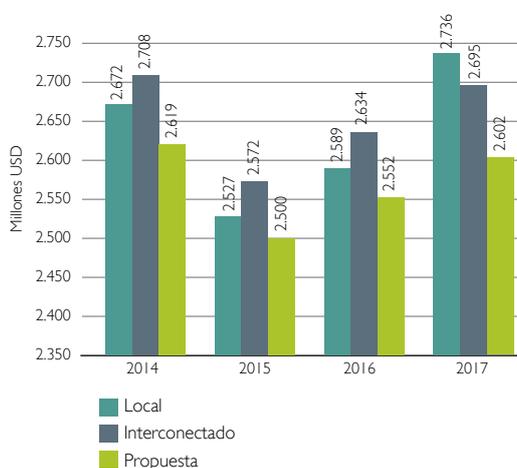
Aumento de los CMCP del país exportador

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

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

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

Gráfico 24. Propuesta para compartir los beneficios entre los consumidores



Local: sin utilizar la interconexión Colombia-Panamá
 Interc: se utiliza la interconexión
 Fuente: elaboración propia

Conclusiones

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

Interconexión Argentina-Brasil

Concepción original del proyecto CIEN

El objetivo principal del proyecto CIEN era el suministro firme de energía, a través de contratos, de Argentina para Brasil.

El CIEN se compone de dos líneas y un enlace HVDC *back to back*²⁷, CIEN I y CIEN II, con capacidad de 2.000 MW en la dirección Argentina-Brasil, y 800 MW en la dirección opuesta.

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

Finalmente, se observa que los ingresos del contrato de suministro de energía de la CIEN en Brasil (1.000 MW promedio contratados en la CIEN I y 700 MW promedio en la CIEN II) remuneraban tanto la interconexión como los gastos con la compra de energía en Argentina para envío a Brasil, tanto las gestiones comerciales en Argentina como el manejo de la interconexión eran “invisibles” en términos comerciales.

- Costo estimado interconexión Colombia-Panamá: USD 207 millones. Entrada en operación prevista: 2014.
- El rescate de la interconexión Argentina-Brasil a su máximo potencial traería beneficios operativos y ambientales que exceden sustancialmente la necesidad de remuneración de la interconexión.

Dificultades con el proyecto CIEN

Debido a las restricciones de gas en Argentina, el suministro de energía para la CIEN fue restringido a partir de 2004²⁸. En términos del marco regulatorio brasileño, es como si el “generador CIEN” hubiera fallado con frecuencia por falta de combustible cuando accionado por el ONS.

Debido a estas fallas, el regulador brasileño, ANEEL, rebajó el certificado de energía firme (CEF) de la CIEN de 2.000 MW promedio para 400 MW promedio en 2005.

Para 2006, el CEF fue rebajado a 0 MW promedio. Se debe recordar que en el marco regulatorio brasileño, un generador sólo puede firmar contratos hasta el monto de su CEF. Por lo tanto, la reducción del CEF significó que los contratos de suministro serían anulados. Como consecuencia, la situación financiera de la CIEN se deterioró, y la interconexión dejó de ser utilizada.

Intercambio modulado de energía

Además del *write-off* del proyecto CIEN, que correspondió a una reducción de 1.700 MW promedio en la oferta de generación firme en Brasil, los problemas con el suministro de gas en Argentina llevaron a la salida de Uruguaiana, una planta termoeléctrica de 600 MW ubicada en Brasil pero con suministro de combustible de Argentina.

En la misma ocasión, hubo problemas comerciales con el suministro de gas de Bolivia para una provincia de Brasil, Mato Grosso, y restricciones del suministro interno de gas de Brasil que llevaron a la salida de 4.000 MW promedio adicionales de generación firme. Esto llevó a un desequilibrio en el balance de oferta firme y demanda en Brasil y a una preocupación con la confiabilidad de suministro en el país.

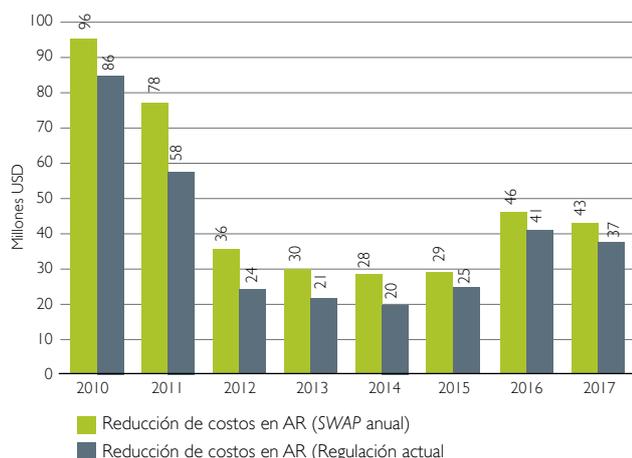
Como consecuencia, el país pasó a restringir la exportación de energía, sólo permitiendo generación

- El ahorro promedio esperado anual en los 8 años simulados es de USD 39 millones.

²⁷ El enlace HVDC es necesario porque Argentina y Brasil tienen frecuencias distintas (50 Hz y 60 HZ, respectivamente).

²⁸ Ver el Informe Final de la Fase I del Proyecto CIER 15 para más detalles.

Gráfico 25. Argentina: reducción de los costos operativos debido a la operación modulada y con la extensión propuesta



Fuente: elaboración propia

Argentina está restringido a los meses de mayo hasta septiembre, y Argentina debe devolver la energía hasta fines de noviembre. Aunque este esquema resulte en beneficios para Argentina, se ha investigado un esquema alternativo donde se hace el “cierre” del envío de energía al final de cada año, esto es, sin restringir a priori la época de envío de Brasil para Argentina, y viceversa. Con esto, se preserva la confiabilidad de suministro en Brasil pero con mayores beneficios operativos para Argentina (ver Gráfico 25).

Beneficio de la CIEN sin las restricciones de operación modulada

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

Distribución de los intercambios

Aunque la dirección predominante del flujo promedio de intercambios se da en dirección Brasil-Argentina, también hay flujos significativos en la dirección opuesta.

Beneficios de costos operativos

En relación a la estimación de los costos operativos totales de Brasil y Argentina²⁹, sin y con el intercambio de oportunidad, habría una reducción en el costo operativo promedio de Brasil y un aumento en los de Argentina. Sin embargo, hay una reducción neta significativa en los costos totales, del orden de USD 340 millones por año (promedio 2010-2017).

Reducción de la energía no suministrada

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

hidroeléctrica que sería vertida o energía termoeléctrica no accionada en el despacho económico.

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

El esquema de operación modulada ha sido utilizado desde el año 2007. En el esquema actual, el envío de energía para

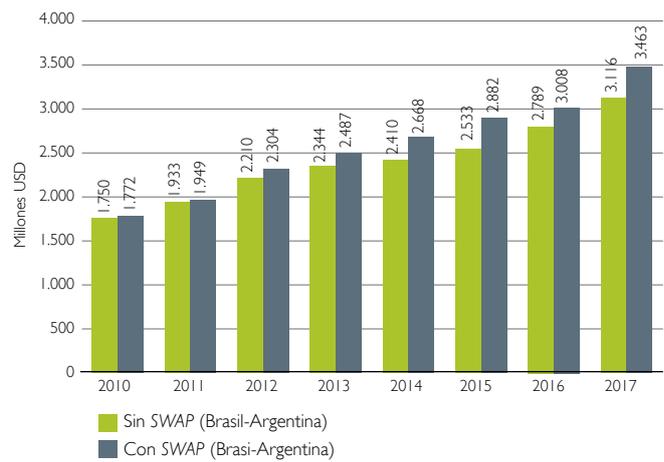
²⁹ Debido a la interconexión entre Argentina y Uruguay (planta hidroeléctrica binacional Salto Grande), los estudios de simulación incluyeron a este país.

Gráfico 26. Flujo promedio de intercambios Brasil–Argentina



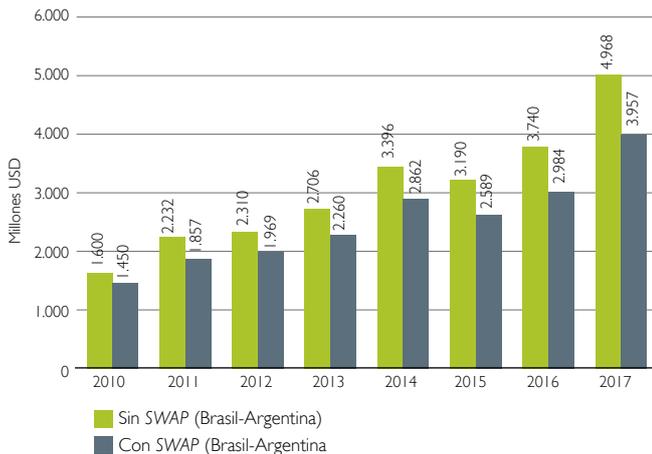
Fuente: elaboración propia

Gráfico 27. Argentina: promedio del costo operativo anual sin y con la CIEN



Fuente: elaboración propia

Gráfico 28. Brasil: promedio del costo operativo anual sin y con la CIEN



Fuente: elaboración propia

Gráfico 29. Reducción de los costos operativos totales (Argentina + Brasil) debido a la CIEN



Fuente: elaboración propia

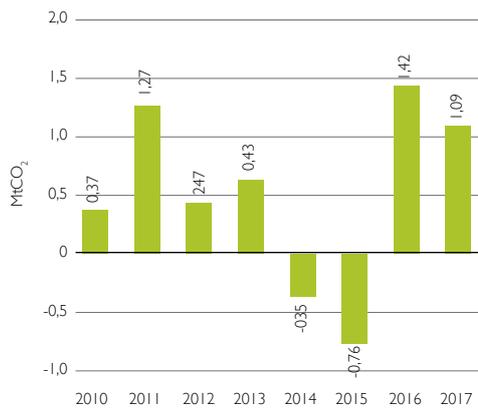
Reducción de las emisiones

El promedio de la reducción de las emisiones Argentina + Brasil debido a la interconexión sería de 511.000 toneladas de CO₂ por año (promedio 2010-2017). Suponiendo un precio de 20 USD/tonelada de CO₂, el beneficio sería USD 10,2 millones por año.

Índice beneficio-costo

Dado que el proyecto CIEN ya está construido, se utilizó la remuneración anual informada por los inversionistas, que es USD 220 millones³⁰. Dado el beneficio operativo de USD 340 millones calculado

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

Gráfico 30. Reducción de las emisiones debido a la CIEN

Fuente: elaboración propia

Gráfico 31. Ingreso por congestión de la interconexión

Fuente: elaboración propia

arriba, el IBC sería $340/220 = 1,5$. Si sumamos los beneficios ambientales, estimados arriba en USD 10 millones por año, el IBC pasaría para $350/220 = 1,6$.

- La reducción anual de las emisiones para Perú y Ecuador podría ser de 220.000 toneladas de CO₂, lo que equivale a un beneficio de USD 4,4 millones por año.

Ingresos por congestión

Se puede utilizar el ingreso por congestión para verificar la adecuación de la capacidad de la interconexión. En el caso de la CIEN, el promedio anual del ingreso por congestión a lo largo de los 8 años es USD 410 millones, casi el doble de la remuneración anual de USD 220 millones requerida para el circuito. Esto indica que puede valer la pena aumentar la capacidad de intercambio entre los países.

Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales

Como mencionado, la reglamentación brasileña permite que las interconexiones internacionales sean remuneradas por los generadores y consumidores, a través del mismo esquema de la llamada Red Básica, que corresponde a la red de alto voltaje. Como parte del proceso de reestructuración de la CIEN, se propuso la incorporación de la línea de esta manera.

Con respecto a los intercambios de energía, que como visto resultarían benéficos, se sugiere respaldar los acuerdos operativos por un Tratado entre los países, para evitar los problemas mencionados con el proyecto original de la CIEN.

Repartición de los beneficios

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

Conclusiones

- El diseño original de la interconexión Argentina-Brasil (CIEN) era muy innovador, pues involucraba la interconexión y los contratos de suministro en un mismo esquema comercial, que correspondía a una planta termoeléctrica virtual en Brasil.

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

Swap de energía Paraguay-Argentina-Chile

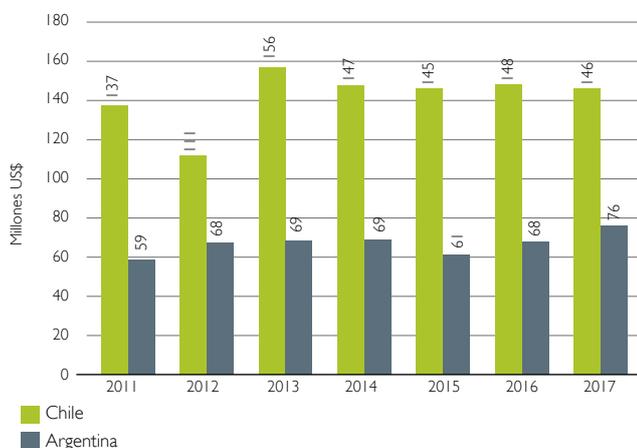
El objetivo de esta interconexión es enviar energía hidroeléctrica de Paraguay hasta la región SING de Chile, donde hay predominio termoeléctrico. Dado que Paraguay y Chile no tienen fronteras, la idea es que Paraguay aumentaría en 200 MW su envío de energía para Argentina, a través de la planta binacional Yacretá, y Argentina a su vez enviaría los mismos 200 MW para Chile.

- El swap Paraguay-Argentina no requiere inversiones en nueva capacidad de transporte.

Cálculo de los beneficios

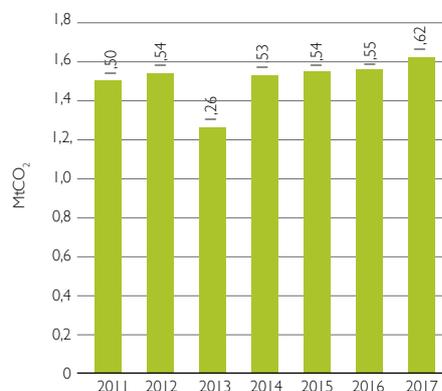
El principal beneficio esperado es la reducción de los costos operativos en el SING. Este beneficio es sustancial, USD 141 millones por año (promedio de los 7 años simulados).

Gráfico 32. Proyecto Swap: reducción del costo operativo en Chile y Argentina



Fuente: elaboración propia

Gráfico 33. Proyecto Swap: reducción de las emisiones de CO₂ en Chile y Argentina



Fuente: elaboración propia

Un beneficio adicional –e inesperado– es que el costo operativo de Argentina también ha disminuído, esto es, la pareja inyección de 200 MW en Yacyretá y retirada de 200 MW en Salta ha contribuído para reducir la congestión en el sistema argentino, evitando el accionamiento no económico de algunos equipos. El beneficio operativo para Argentina sería USD 67 millones por año (promedio de los 7 años simulados).

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

Otro beneficio adicional sería la reducción de emisiones de CO_2 . Como ya hemos mencionado, la generación en el SING proviene de plantas termoeléctricas a carbón y otros combustibles fósiles, que fueron desplazados por una energía más “limpia”. La reducción de las emisiones en Chile y Argentina podrían ser de unos 1,5 millones de toneladas de CO_2 por año (promedio de los 7 años simulados). Suponiendo un precio de USD 20 por tonelada de CO_2 , el beneficio ambiental sería USD 30 millones por año (ver Gráfico 33, p. 45).

Evaluación de los beneficios: reducción de la energía no suministrada

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

Índice beneficio-costo

Dado que el *swap* no requiere inversiones en nueva capacidad de transporte, el índice beneficio costo, a primera vista, sería infinito. Sin embargo, se debe tomar en cuenta el costo de inversión –o de oportunidad– para los 200 MW inyectados por Paraguay en el sistema argentino. Este costo de oportunidad fue estimado en 40 USD/MWh, que es el costo marginal de largo plazo del país³¹. En este caso, el costo de la inyección de 200 MW sería $40 \times 200 \times 8760 = \text{USD } 70$ millones por año.

El IBC es por lo tanto 208 (beneficio operativo) / $70 = 3,0$. Si incluimos en los beneficios el valor de USD 30 millones por la reducción de las emisiones, el IBC pasa para $238/70 = 3,4$.

Mapa 2. Swap de energía entre Paraguay y Argentina para suministro a Chile



³¹ Más precisamente, 40 USD/MWh es el promedio de los costos marginales de corto plazo del país. Este promedio es un proxy del costo marginal de largo plazo

Tanto Chile como Argentina recibirían beneficios por este *swap* de energía. El beneficio de Paraguay resultará de la negociación de las condiciones económicas del contrato de *swap* con Chile.

Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales

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

Conclusiones

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

Ampliación de la Interconexión de América Central (SIEPAC II)

El proyecto SIEPAC II es un sistema de transmisión en 230 kV con 1.800 km de longitud, que reforzaría la interconexión regional SIEPAC I. Su costo estimado es USD 500 millones, con entrada en operación prevista para 2016.

Evaluación de los beneficios

Costos operativos

De inicio, las simulaciones operativas sin y con el SIEPAC II tomaron en cuenta la entrada de la interconexión Panamá-Colombia en el año 2014.

La reducción de los costos operativos de los países de América Central con la entrada del SIEPAC II sería de USD 42 millones (promedio 2016-2017).

En cuanto al asunto de energía no suministrada, no se observarían déficits de energía.

Emisiones de CO₂

La interconexión SIEPAC II proporcionaría una reducción de 220.000 toneladas de CO₂ en promedio a lo largo de los 2 años simulados: 2016 y 2017. Suponiendo un precio de USD 20 por tonelada, se tendría un beneficio de USD 4,4 millones por año.

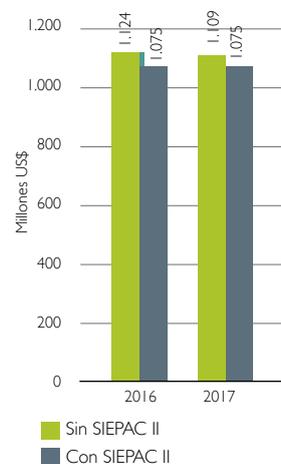
Índice beneficio-coste

Suponiendo un costo de inversión estimado de USD 500 millones, la necesidad de remuneración del proyecto sería USD 44,4 millones por año. El IBC resultante, $42/44,4 = 0,95$, indicaría que el proyecto sería marginalmente atractivo. Si sumamos los beneficios ambientales, estimados arriba en USD 4,4 millones por año, el IBC ajustado, $46,4/44,4 = 1,05$, excede el valor unitario.

Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales

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

Gráfico 34.
América Central: variación del costo operativo sin y con el SIEPAC II



Fuente: elaboración propia

Conclusiones

El proyecto SIEPAC II tiene un índice beneficio costo unitario, es decir, su beneficio económico es marginal. Esto se debe a la fuerte entrada de nueva capacidad en cada país hacia 2017, debido a la orientación para su respectiva autosuficiencia energética. Cuando se hacen estudios integrados de planificación para la región, la configuración de oferta resultante tiene menos capacidad, lo que resulta en un uso más intenso de las líneas de interconexión.

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

Wheeling de energía de Chile por Argentina

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

Mapa 3. Interconexión exclusiva del Sur de Chile hasta el SIC a través de Argentina



Esta posibilidad fue evaluada a través del siguiente procedimiento:

1. Cálculo de la política y simulación del sistema chileno con la interconexión sur de Chile-SIC.
2. Cálculo de la política y simulación del sistema Chile-Argentina con una interconexión Sur de Chile-Argentina y otra Argentina-SIC. En esta simulación, se incluye la restricción de que los flujos en ambas interconexiones son siempre los mismos, pero en direcciones opuestas, es decir, no hay inyección neta de energía en Argentina.
3. Cálculo de la diferencia de los costos operativos en Argentina (que deberían ser compensados por Chile) comparado con los costos de inversión en la interconexión Sur de Chile-SIC.

Sin embargo, las simulaciones operativas indicaron que las restricciones de transmisión en el sistema argentino impiden el *wheeling* de la generación de las plantas hidroeléctricas propuesto en el paso 2. Estas restricciones reducen la producción hidroeléctrica, comparado con la

producción en el paso I (interconexión local en Chile).

Conclusiones

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

- Refuerzo de circuitos en el SADI para permitir la transferencia de la potencia de las hidroeléctricas hasta el sistema central chileno.
- Construcción de una línea exclusiva para la conexión de las líneas por Argentina.
- La distancia para esta línea de conexión serían aproximadamente 2.000 km y, a un primer análisis, lo que parece ser más atractivo es una línea en corriente continua (DC).
- Se deben hacer estudios adicionales, tanto para el refuerzo del sistema SADI como también para la elección de la mejor alternativa de conexión exclusiva.

Gráfico 35. Generación hidroeléctrica en el sur de Chile (con y sin proyecto *wheeling* Chile-Argentina)



Fuente: elaboración propia

Interconexión Brasil-Uruguay

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

Flujos en la interconexión

Habría un intercambio equilibrado en el flujo promedio anual en la interconexión entre los países (ver Gráfico 36).

- Las interconexiones Brasil-Uruguay y Argentina-Paraguay-Brasil prometen ser atractivas en términos económicos y ambientales.

Cálculo de los beneficios

Costos operativos

Se estima que la reducción de los costos operativos de la interconexión Brasil-Uruguay sería –entre 2013 y 2017– de USD 88 millones.

Sin embargo, de eliminarse las restricciones que actualmente posee la CIEN (ver proyecto Interconexión Argentina-Brasil) se reducirían los costos operativos totales a USD 38 millones, un valor 57% inferior a los casi USD 90 millones de costos operativos que se tendrían con la CIEN restringida.

Energía no suministrada

La interconexión debe eliminar las fallas de suministro en Brasil para 2013 (5.565 GWh) y 2015 (229 GWh), pero no las fallas para el año 2016. En Uruguay, las fallas para 2017 desaparecerían con la entrada de la interconexión.

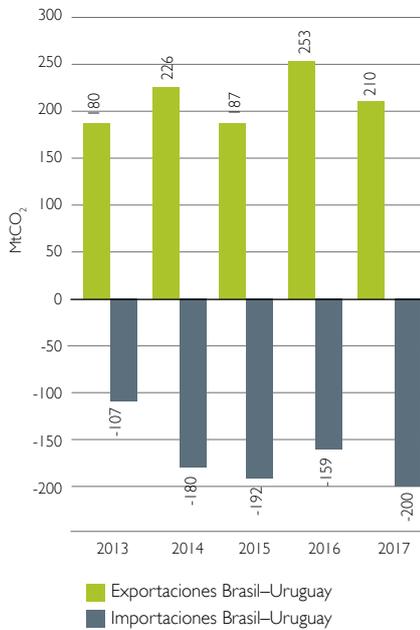
Emisiones de CO₂

La reducción en las emisiones de CO₂ (promedio para los 5 años simulados) sería 442.000 toneladas por año. Suponiendo un precio de USD 20 por tonelada, el valor de este beneficio sería USD 8,8 millones por año.

Si se levantan las restricciones en la CIEN, la reducción neta de las emisiones sería de 256.000 toneladas. Esto representa un cambio con respecto al ahorro anual de 442.000 toneladas cuando la CIEN

está restringida. Igual suponiendo un precio de USD 20 por tonelada, el valor del beneficio ambiental sería de USD 5 millones por año, y el nuevo IBC pasaría para $43/2,3 = 1,5$.

Gráfico 36. Flujo promedio anual interconexión Brasil-Uruguay



Fuente: elaboración propia

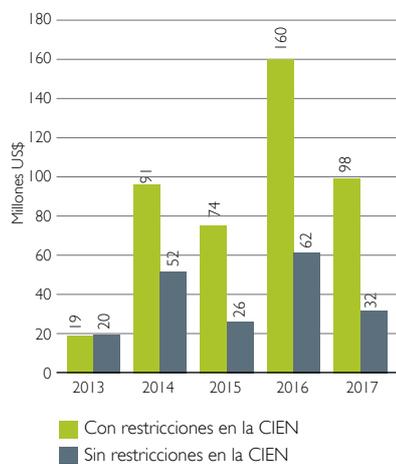
Índice beneficio costo

El costo anualizado de la interconexión sería USD 29,3 millones, inferior al beneficio operativo esperado de USD 88 millones por año. Por tanto, el IBC es $88/29,3 = 3,0$. Sumando al beneficio operativo el beneficio anual por emisiones, USD 8,8 millones, el IBC pasa para $96,8/29,3 = 3,3$.

Con este IBC, la interconexión propuesta parece ser atractiva en términos económicos y ambientales. Sin embargo, igualmente se llegó a este resultado tomando en cuenta las restricciones actuales en la interconexión. Es posible que estos beneficios sean menores si la CIEN pasa a operar sin restricciones.

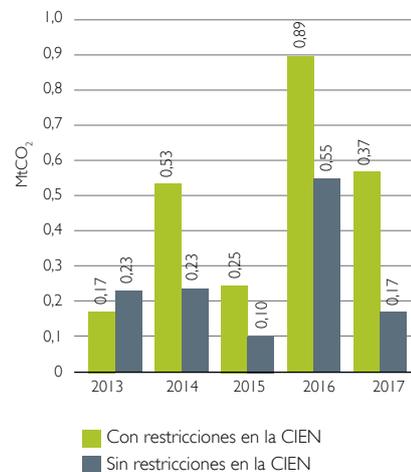
Dado que el costo anual del proyecto (USD 29,3 millones) es el mismo, el nuevo IBC sería $38/29,3 = 1,3$.

Gráfico 37. Reducción del costo operativo total



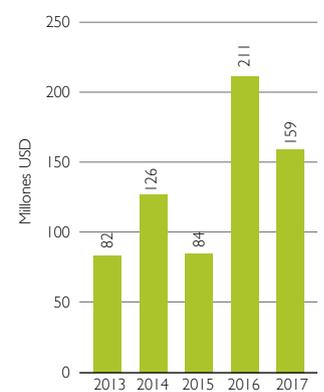
Fuente: elaboración propia

Gráfico 38. Reducción de las emisiones de CO₂



Fuente: elaboración propia

Gráfico 39. Ingreso por congestión de la interconexión



Fuente: elaboración propia

Ingreso por congestión de la interconexión

El ingreso anual por congestión de la interconexión (promedio de los 5 años simulados) es USD 132 millones, casi 10 veces mayor que la remuneración requerida de USD 13,3 millones.

Este excedente en los ingresos de la interconexión indicaría que puede ser conveniente aumentar su capacidad.

Interconexión Argentina-Paraguay-Brasil

La idea de la interconexión entre Argentina, Paraguay y Brasil es construir una línea de 500 kV, longitud de 321 km y capacidad de 2.000 MW en Paraguay que interconectaría las plantas binacionales Yacyretá e Itaipú, y permitiría una optimización operativa de estos países (además de Uruguay, que está interconectado con Argentina).

Cálculo de los beneficios

Costos operativos

El beneficio operativo entre 2014 y 2017 es cerca de USD 300 millones.

Energía no suministrada

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

Emisiones de CO₂

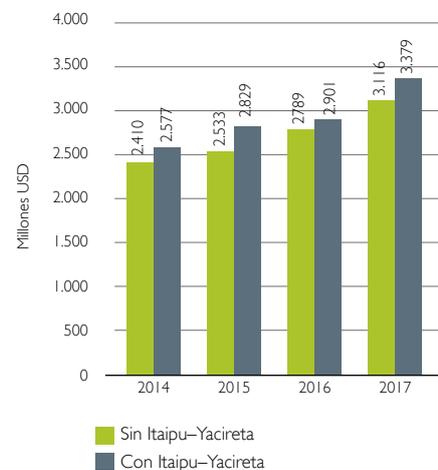
La reducción anual de las emisiones entre 2014 y 2017 sería de 510.000 toneladas de CO₂. Para un precio de USD 20 por tonelada, resulta un valor de USD 10 millones por año.

Suponiendo que se levanten las restricciones con la CIEN, habría entonces un aumento anual de 250 mil toneladas en el mismo periodo de tiempo. Esto representa un cambio significativo con respecto al

Mapa 4. Interconexión Argentina-Paraguay-Brasil

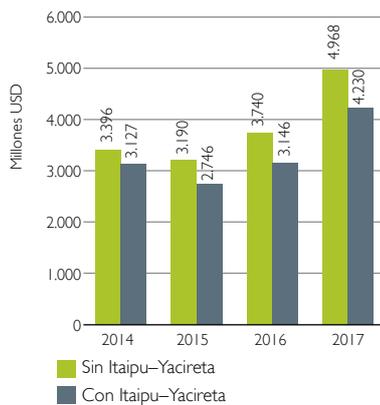


Gráfico 40. Argentina: costo operativo sin y con la interconexión



Fuente: elaboración propia

Gráfico 41. Brasil: costo operativo sin y con la interconexión



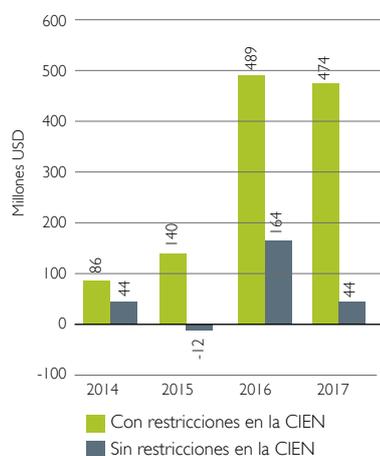
Fuente: elaboración propia

Gráfico 42. Uruguay: costo operativo sin y con la interconexión



Fuente: elaboración propia

Gráfico 43. Reducción de los costos operativos



Fuente: elaboración propia

ahorro anual de 510 mil toneladas cuando la CIEN está restringida. Con un precio de USD 20 por tonelada, la penalización sería de USD 5 millones por año, y el nuevo IBC pasaría para $55/54 = 1,02$.

Índice beneficio costo

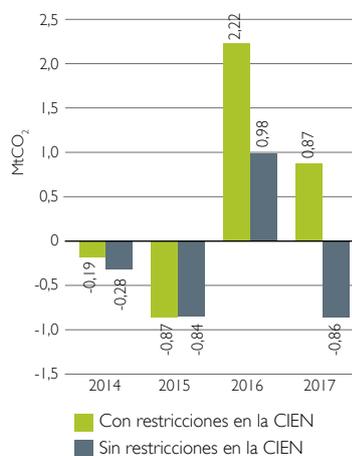
El costo estimado de la interconexión es USD 610 millones, con una remuneración anual de USD 54 millones. Esta remuneración es sustancialmente inferior a los beneficios operativos, USD 300 millones, y resulta en un IBC de $300/54 = 5,6$. Sumando los beneficios por emisión, el IBC pasa para $310/54 = 5,7$.

Así como en la conexión Uruguay-Brasil, esta interconexión parece ser atractiva en términos económicos y ambientales, tomando en cuenta que siga restringida la CIEN. Por lo tanto, en caso que la CIEN pase a operar sin restricciones, es posible que estos beneficios sean menores.

El cálculo adicional del IBC utilizando como referencia los sistemas de Argentina y Brasil con la CIEN (capacidad de 2.000 MW en la dirección de Brasil y 800 MW en la dirección opuesta), se muestra una reducción de los costos operativos totales. Bajo estas circunstancias, la reducción anual sería de USD 60 millones, 80% inferior al valor de USD 300 millones que con la CIEN restringida.

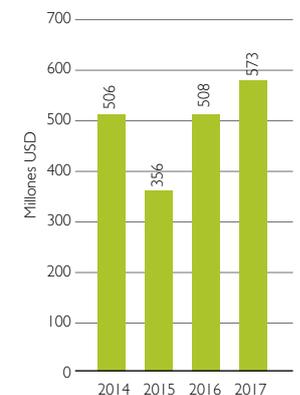
Dado que el costo anual del proyecto, USD 54 millones, es el mismo, el nuevo IBC sería $60/54 = 1,1$, lo que señala que la interconexión puede no ser competitiva.

Gráfico 44. Variaciones de las emisiones de CO₂



Fuente: elaboración propia

Gráfico 45. Renta de la interconexión



Fuente: elaboración propia

Ingreso por congestión

El promedio del ingreso por congestión sería de USD 485 millones, lo cual excede sustancialmente la remuneración anual de la línea, USD 54 millones. Esto indicaría que puede valer la pena aumentar esta capacidad.

Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales

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

Conclusiones

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

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

Interconexión Perú-Ecuador

Ya existe hoy una interconexión de 100 MW entre Perú y Ecuador, pero no utilizada por razones regulatorias (contrato de intercambio entre los países) y por limitaciones en el sistema eléctrico.

A su vez, Ecuador ya está interconectado con Colombia. Por lo tanto, el análisis de la interconexión Perú-Ecuador debe tomar en cuenta la operación de los tres países.

Flujos en la interconexión

A partir de 2013-2014 podrían existir flujos en la dirección Ecuador-Perú; a partir de 2015, estos flujos pasan a ser predominantes, debido a la entrada en operación de las plantas hidroeléctricas previstas para Ecuador, las cuales reducirán sustancialmente los costos marginales de corto plazo de este país (ver Gráfico 46).

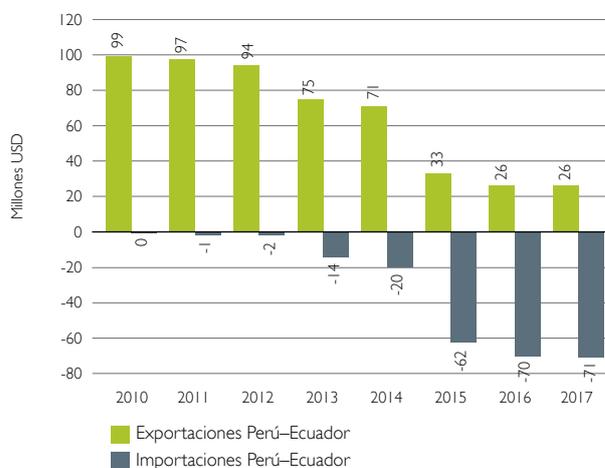
Cálculo de los beneficios

Costos operativos

Se observa que hasta 2014 habría una reducción en los costos de Colombia y Ecuador, y un aumento del costo de Perú, lo que indica que este país habría sido –hasta ese momento– el exportador neto.

A partir de 2015, Perú pasa a ser el beneficiario principal de la interconexión. Esto se debe básicamente a la entrada de una capacidad significativa de generación hidroeléctrica prevista para Ecuador, que llevará a una reducción de los CMCP de este país.

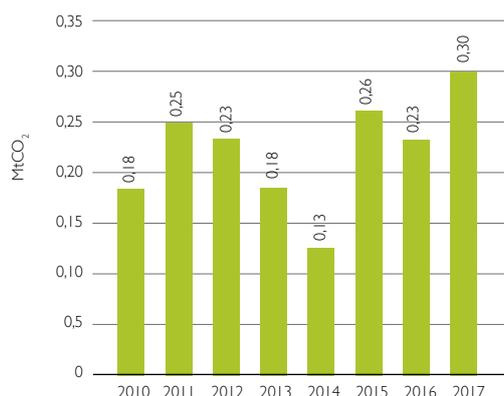
Gráfico 46. Flujo promedio anual en la interconexión Perú-Ecuador



Fuente: elaboración propia

Gráfico 47. Reducción de los costos operativos totales para Colombia, Ecuador y Perú

Fuente: elaboración propia

Gráfico 48. Reducción de las emisiones de CO₂

Fuente: elaboración propia

La reducción total anual de los costos operativos de la interconexión (promedio de los 8 años simulados) sería USD 21 millones (ver Gráfico 47).

Beneficios por confiabilidad

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

Emisiones de CO₂

La reducción anual de las emisiones (promedio de los 8 años simulados) sería 220.000 toneladas de CO₂. Suponiendo un precio de USD 20 por tonelada de CO₂, el beneficio anual sería USD 4,4 millones (ver Gráfico 48).

Análisis beneficio costo

Los consultores no tuvieron acceso a informaciones sobre los refuerzos en los sistemas de Ecuador y Perú que serían necesarios para la plena operación de la interconexión. Por lo tanto, se hizo el

- La reducción anual de las emisiones para Perú y Ecuador podrían ser de 220.000 toneladas de CO₂, lo que equivale a un beneficio de USD 4,4 millones por año.

cálculo al revés, vale decir, cuánto sería el máximo costo de estos refuerzos que todavía justificaría la interconexión. Como visto, el beneficio anual de la interconexión (costos operativos + emisiones) sería $21 + 4,4 =$ USD 25,4 millones. Utilizando los mismos supuestos de vida útil y tasa de retorno de las inversiones en transmisión, estos beneficios justificarían una inversión alrededor de USD 236 millones en el sistema de transmisión (sin considerar el beneficio ambiental) y USD 286 millones (llevando en consideración el beneficio

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

Interconexión Bolivia-Perú

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

Evaluación de los beneficios y costos

Una dificultad en la simulación conjunta de Bolivia y Perú es que ambos países utilizan precios locales de gas distintos de los precios internacionales.

El precio del gas en Bolivia es 1 USD/MMBTU; en el caso de Perú, los precios varían de 2 hasta 9 USD/MMBTU.

Se decidió entonces utilizar un único precio de gas, 5 USD/MMBTU, para los generadores de ambos países.

Una segunda dificultad es el uso de pagos por capacidad. Estos pagos complementan la remuneración de los generadores y, por lo tanto, deben ser considerados en los análisis de intercambio. Afortunadamente, ambos países adoptan cargos por capacidad semejantes, que se compensan. Por lo tanto, no fue necesario representar este aspecto.

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

Esta renta por congestión (promedio de los 4 años simulados es USD 7,7 millones, mientras el costo anualizado de la línea (costo total de USD 65 millones) es USD 5,8 millones. El IBC resultante es por lo tanto $7,7/5,8 = 1,3$.

Conclusiones

La interconexión propuesta es potencialmente atractiva. Sin embargo, se recomienda una simulación más detallada de los intercambios, de acuerdo con las reglas de precios para exportación e importación definidos por ambos países.

Interconexión Bolivia-Chile

La propuesta de interconexión entre Bolivia y Chile fue motivada por la construcción planeada de una planta geotérmica de 100 MW, Laguna Colorada, en Bolivia. La barra Laguna Colorada está solamente a 150 km de la barra Radomiro Tomic, en el SING chileno. La línea de interconexión sería en 230 kV, con una longitud ya mencionada de 150 km, una capacidad de 180 MW y costo total de USD 30,5 millones.

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

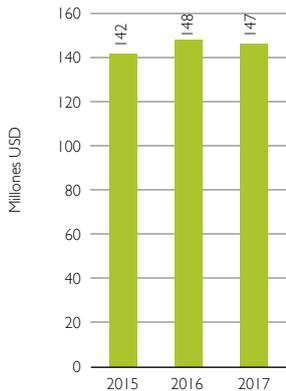
El análisis de esta interconexión se realizó para una operación entre 2015 y 2017 (3 años de simulación).

Análisis de los beneficios

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

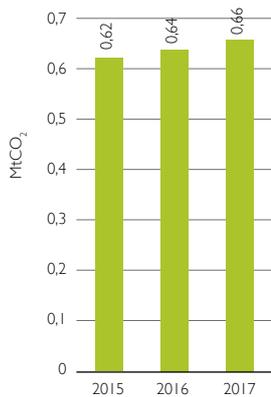
A diferencia del caso anterior, no hubo el problema de estimar el beneficio operativo de una importación de energía por Bolivia. La razón es que los CMCP del SING chileno —que recordamos es suministrado por plantas termoeléctricas— son bastante elevados: alrededor de 90 USD/MWh.

Gráfico 49. Reducción del costo operativo para el sistema chileno



Fuente: elaboración propia

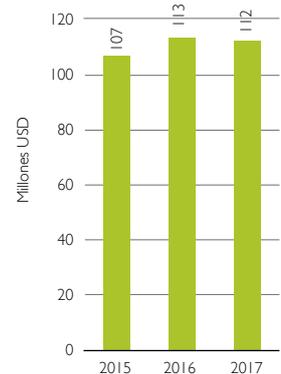
Gráfico 50. Reducción de las emisiones de CO₂



Fuente: elaboración propia

Gráfico 51. Reducción costo operativo del SING interconexión de Bolivia

(incluye la inyección de 200 MW del swap Paraguay-Argentina-Chile)



Fuente: elaboración propia

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

Costo operativo

- Beneficio operativo neto potencial de la interconexión Bolivia-Chile: USD 66 millones por año.

Suponiendo la entrada de la interconexión en 2015, la reducción de los costos operativos para el sistema chileno sería USD 146 millones por año (promedio años 2015 a 2017).

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

Mapa 5. Interconexión Bolivia - Chile



Energía no suministrada

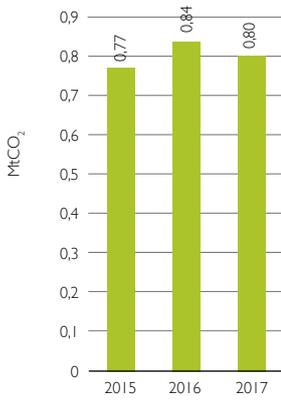
No se observarían déficits de energía.

Índice beneficio-costo

El costo de inversión estimado para la línea de interconexión es USD 30,5 millones. La anualidad correspondiente, USD 2,7 millones, es sustancialmente inferior al beneficio operativo de USD 66 millones. Por lo tanto, el IBC resultante para este proyecto sería de $66/2,7 = 24,4$. Cuando sumamos el beneficio por la reducción de las emisiones, pasa para $78,8/2,7 = 29,2$.

Como muestra este IBC, la interconexión propuesta parece ser muy atractiva en términos económicos y ambientales. Sin embargo, las si-

Gráfico 52 Reducción de las emisiones de CO₂



Fuente: elaboración propia

mulaciones fueron hechas sin tomar en cuenta el *swap* Paraguay-Argentina-Chile, que inyectaría 200 MW en el mismo SING chileno. Dado que esta inyección reduciría los CMCP del SING, esto podría a su vez reducir el IBC de la interconexión Bolivia-Chile.

Por lo tanto, utilizando esto como referencia el SING ya incluyendo la inyección de 200 MW, la reducción de los costos operativos de Chile cuando se representa la interconexión Bolivia-Chile. La reducción anual promedio de los costos operativos de Chile entre 2015 y 2017 serían USD 110 millones, 25% inferior al valor de USD 146 millones en el caso sin el *swap* Paraguay-Argentina-Chile (PY-AR-CH).

Ya el costo operativo del sistema boliviano es el mismo anterior, USD 80 millones. El beneficio neto es por lo tanto $110 - 80 =$ USD 30 millones. Dado que el costo anual del proyecto, USD 2,7 millones, tampoco cambia, el nuevo IBC sería $30/2,7 = 11,1$.

Emisiones de CO₂

La reducción de emisiones (promedio de los 3 años simulados) sería de 640.000 toneladas de CO₂. Suponiendo un precio de USD 20 por tonelada, el valor de este beneficio sería de USD 12,8 millones por año.

A continuación se muestra la reducción neta de las emisiones de CO₂ cuando se representa la interconexión Bolivia-Chile. Se observa que la reducción anual (promedio de los 3 años simulados) fue de 800.000 toneladas. Suponiendo un precio de USD 20 por tonelada, el nuevo beneficio sería de USD 16 millones por año, y el nuevo IBC pasaría a $46/2,7 = 17,0$.

Conclusiones

- La interconexión Bolivia-SING de Chile es muy atractiva en términos económicos y ambientales (IBC = 29,2)
- El IBC se reduce cuando se considera la inyección de 200 MW en el SING resultante del *swap* PY-AR-CH.
- Sin embargo, hasta en este caso más desfavorable para la interconexión, el IBC sigue atractivo = 11,1

Proyectos de interconexión eléctrica : doce oportunidades

Doce proyectos, cuatro tipos de intercambio

1

Economía de escala: integración vía plantas hidroeléctricas binacionales, tales como Inambari, Perú y Cachuela Esperanza, Bolivia. Dichas plantas están aguas arriba de las plantas hidroeléctricas Jirau y Santo Antônio, en Brasil, país a donde envían parte de la energía que producen. A pesar de su potencia elevada, las centrales brasileñas son "de pasada", esto es, no tienen embalses. Como consecuencia, un beneficio adicional de Inambari es que la operación de su embalse regulariza los caudales afluentes a las plantas aguas abajo y, por lo tanto, aumenta su energía firme.

2

Seguridad operativa y exportación de energía: proyectos de interconexión donde uno de los países es un exportador neto, por ejemplo, los casos Colombia-Panamá y Bolivia-Chile.

3

Seguridad operativa e intercambios de oportunidad: se comparten reservas y se aprovecha la diversidad hidrológica, por ejemplo, la interconexión de las plantas hidroeléctricas Yacyretá e Itaipú a través del sistema paraguayo.

4

Optimización del uso de la infraestructura existente: incluye casos como el envío de energía hidroeléctrica de Paraguay a Chile, y el *swap* de energía estacional entre Argentina y Brasil: Brasil envía energía para Argentina en los meses de invierno, cuando la demanda en Argentina es más alta (calefacción), y Argentina devuelve la misma cantidad a Brasil en los meses de verano, cuando la demanda es más alta en este país (aires acondicionados).

Cuadro 6. Proyectos de interconexión seleccionados

Proyecto	Fecha (año)	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Capacidad (MW)	Costo (M USD)	Ben. Oper+C. (MUSD/año)	Ben. Emis. (Mton CO ₂ /año)	Costo (MUSD/año)	IBC (p.u.)	IBC+Amb (p.u.)
PE-BR	2015	500	3.470	2.200	2.370	342,0 a	N/C b	210,0	1,6	N/C
BO-BR	2015	500	2.850	800	792	102,0 a	N/C b	71,0	1,4	N/C
CO-PA	2014	400	614	300	207	20,5	0,23	18,4	1,1	1,3
BO-CH	2014	230	150	180	30	66,0	0,64	2,7	24,4	29,2
SIEPAC II										
(C. América)	2016	230	1.800	300	500	42,0	0,22	44,4	0,95	1,05
BR-UY	2013	500	420	500	330	88,0	0,44	29,3	3,0	3,3
AR-PY-BR	2014	500	666	2.000	610	300,0	0,51	54,0	5,6	5,7
BO-PE	2014	230	215	125	65	7,7 c	N/C	5,8	1,3	N/C
PE-EC	2010	220/230	107	100	–	21,0	0,22	N/C d	N/C	N/C
CH-AR	2015	–	–	–	–	técnicamente inviable				
PY-AR-CH	2011	–	–	–	–	208,0	1,50	70,0	3,0	3,4
BR-AR	2010	500	490	2.000	–	340,0	0,51	220,0	1,5	1,6
Total 3			10.185	6.405	4.904	1.537,2	4,27	726		

IBC: índice beneficio-costo. Razón entre el beneficio operativo+confiabilidad y el costo.

IBC+Amb: agrega el beneficio ambiental por emisiones de CO₂ (costo unitario arbitrado en 20 USD/ton CO₂) al del IBC.

Fuente: elaboración propia

5

RETO ENERGÉTICO: APROVECHAMIENTO DE LAS OPORTUNIDADES Y BENEFICIOS

Los doce proyectos seleccionados suman más de 10.000 km de nuevas líneas de alto voltaje; cerca de 6.500 MW de capacidad; y costos de inversión alrededor de USD 5.000 millones.

De los casos estudiados se concluye que se puede hacer estudios novedosos que permitan intercambiar energía entre los diferentes países.

El beneficio operativo total excedería USD 1.500 millones por año. El beneficio ambiental también sería significativo, con un ahorro de más de 4 millones de toneladas de CO₂ por año.

Diez de los doce proyectos tienen índices beneficios-costos superiores a 1, lo que señala que serían económicamente atractivos, y confirma que hay oportunidades importantes para profundizar la integración energética de la región. Las excepciones son el proyecto SIEPAC II, cuyo índice beneficios-costos (IBC) es muy cerca de 1; y el *wheeling* de energía de Chile por Argentina, que resultó técnicamente no viable.

• Diez de los doce proyectos tienen índices beneficios-costos superiores a 1, lo que señala que serían económicamente atractivos, y confirma que hay oportunidades importantes para profundizar la integración energética de la región.

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

Comercio, regulaciones e institucionalidad de las nuevas interconexiones

Del análisis de los proyectos estudiados, se pueden extraer los siguientes principios:

1. **Autonomía de cada país:** Las interconexiones no requieren un esquema regulatorio único, y sí reglas claras de formación de precios y manejo de la seguridad operativa.
2. **Respaldo institucional:** Los acuerdos de interconexión deben siempre estar respaldados por un tratado entre los países involucrados.
3. **Seguridad operativa:** Cada país debe decidir de manera autónoma sus criterios de seguridad para la exportación de energía. En caso de dificultades de suministro, la prioridad debe ser para el suministro local (se puede reducir la exportación), a excepción de los contratos firmes de exportación. En estos casos, los mismos deben reducirse en la misma proporción de las acciones locales. En otras palabras, si hay un racionamiento de 5% de la demanda en el país, los contratos firmes deberían ser reducidos en 5%.

4. **Formación de precios para el intercambio:** Cada país debe ofertar, a cada etapa, una curva de disposición a exportar (precio por cantidad) y otra curva de disposición a importar³². Estas curvas pueden ser diferentes, pues un país puede tener políticas internas de subsidios a los precios de combustible, u otros esquemas locales, que no deben ser “exportados”. Además, la energía máxima ofertada en la curva de exportación refleja las políticas de seguridad operativa mencionadas en el punto anterior.
5. **Repartición de los beneficios de los intercambios:** Cuando un país importa energía, su CMCP se reduce, lo que proporciona beneficio a los consumidores locales. Sin embargo, el CMCP puede aumentar cuando el país exporta, lo que no es deseable para los mismos consumidores. Se mostró en el estudio una manera de garantizar que los consumidores locales nunca sean perjudicados por la interconexión, calculando el CMCP en el caso de exportación en dos pasos. En el primer paso, se hace un despacho sin la exportación, solamente suministrando la demanda local, y se usa el CMCP “local” resultante para la contabilización en el mercado de corto plazo. En el segundo paso, se hace un despacho para suministrar un incremento de la “demanda” correspondiente a la energía que se está exportando, y se usa el CMCP “de exportación” resultante como precio para el país vecino. Como consecuencia, una interconexión sólo podría reducir o mantener estable los precios de corto plazo de cada país.
6. **Remuneración de las interconexiones:** La remuneración de las interconexiones internacionales debe ser asegurada, es decir, no depender de ingresos variables tales como rentas de congestión. Un ejemplo interesante es la reglamentación brasileña, que carga los costos anuales de las interconexiones a los consumidores y los generadores. En contrapartida, los ingresos variables de las interconexiones deben beneficiar estos mismos consumidores y generadores a través, por ejemplo, de una reducción de los cargos por transmisión.
7. **Repartición de las rentas de congestión:** Estas rentas deben ser compartidas entre los países, en proporción a la participación de cada uno en los costos de construcción de la interconexión, y no depender del sentido del flujo.³³ Como mencionado en el punto anterior, estos ingresos deben beneficiar los agentes (en general, los consumidores y los generadores) que remuneran la interconexión.
8. **Riesgo de retraso en la construcción de la interconexión:** El contrato de construcción de la interconexión debería hacerse por subasta, en la cual el inversionista oferta el pago fijo deseado. Este pago sólo se empezaría con la entrada en operación de la interconexión, y se cargarían multas expresivas por retraso. Dado que la interconexión tendría su remuneración asegurada (ver punto 5), esta subasta sería atractiva para muchos inversionistas, lo que aumentaría la competencia y reduciría los precios para los consumidores. Además, sólo se subastaría el proyecto de interconexión con una licencia ambiental ya asegurada (los gobiernos de los países deberían estar encargados de obtener esta licencia), lo que reduciría sustancialmente la posibilidad de un retraso fuera del control del inversionista.
9. **Seguridad financiera para las transacciones:** Los agentes involucrados en las transacciones internacionales de oportunidad deben depositar garantías financieras (que cubran, por ejemplo, algunos meses de gastos con las compras de energía). La compensación y liquidación de estas transacciones debe hacerse en el mercado de corto plazo (o equivalente) del país exportador. Esto significa que el *hedge* de los riesgos cambiales es de la responsabilidad de los agentes (en el caso de los contratos de mediano y largo plazo, las reglas son acordadas directamente entre los agentes.)

³² El esquema propuesto es semejante al del Mercado de Energía Regional (MER) de América Central, que a su vez resulta de una propuesta del estudio CIER 3.

³³ El esquema propuesto es semejante al esquema que los gobiernos están proponiendo para la interconexión Colombia-Panamá y el nuevo esquema entre Colombia y Ecuador.

“Mapa del camino” para viabilizar las interconexiones

Los pasos principales para la implantación exitosa de una interconexión son:

1. Estudios preliminares de las reglas operativas de la interconexión entre los países, incluyendo restricciones de seguridad. Es importante hacerlos lo más temprano posible, por las siguientes razones:
 - Los estudios de los beneficios económicos de la interconexión dependen de las reglas operativas de los intercambios.
 - Un conocimiento detallado del funcionamiento de los respectivos sistemas energéticos y eléctricos de los países contribuye a reducir la posibilidad de equívocos en los estudios regulatorios y comerciales.
2. Se debe hacer análisis preliminar económico de la interconexión con los equipos de los agentes encargados de la planificación de los países involucrados, por las siguientes razones:
 - Establecer en conjunto los escenarios de oferta y demanda que se utilizarán para los estudios de interconexión.
 - Permitir que los equipos conozcan con más detalles el sistema energético y eléctrico del vecino. Por supuesto, cada país hará, en separado, los estudios adicionales que consideren necesarios por ejemplo, un análisis de sensibilidad con respecto a los supuestos de la evolución de la oferta y/o demanda del vecino.
3. Una vez establecido que la interconexión es de interés para ambos países, preparar un acuerdo entre los gobiernos que establezca reglas para construcción de la línea, repartición de los beneficios, contratos, pagos, resolución de conflictos y demás temas regulatorios y comerciales. Es fundamental que este acuerdo detallado esté respaldado por un tratado previo, más general, entre ambos países, aprobado por los respectivos legislativos.
 - Las interconexiones no requieren un esquema regulatorio único.
4. Se debe realizar un estudio detallado de ingeniería de la interconexión, obtener la licencia ambiental y definir los reglamentos económicos y comerciales necesarios para la licitación de la misma.

Glosario de términos y abreviaciones

ANEEL: Regulador brasileño

CAMMESA: Operador y Administrador Mercado Argentino

CAN: Comunidad Andina

CEF: Certificados de energía firme

CIEN: Interconexión Argentina-Brasil

CIER: Comisión de Integración Energética Regional

CMCP: Costo marginal de corto plazo

CME: Costo marginal de expansión

CNDC: Operador de Bolivia

COES: Operador del sistema peruano

E(CMCP): Valor esperado de los costos marginales de corto plazo

IBC: Índice beneficio-costo

MER: Mercado Eléctrico Regional

MRE: Mecanismo de Reubicación de Energía

MtCO₂: Millones de toneladas de CO₂ por año

ONS: Operador Nacional del Sistema de Brasil

SIC: Sistema Interconectado Central de Chile

SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica Para América Central

SING: Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile

TUST: Tarifas por uso del sistema de transmisión

XM: Operador y Administrador Mercado Colombia

Este libro se terminó
de imprimir en junio de 2012
en Bogotá, Colombia
La presente edición consta
de 500 ejemplares



CAF es una institución financiera multilateral, cuya misión es apoyar el desarrollo sostenible de sus países accionistas y la integración regional. Sus accionistas son: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, España, Jamaica, México, Panamá, Paraguay, Perú, Portugal, República Dominicana, Trinidad y Tobago, Uruguay, Venezuela y 14 bancos privados de la región.

Atiende a los sectores público y privado, suministrando productos y servicios múltiples a una amplia cartera de clientes constituida por los estados accionistas, empresas privadas e instituciones financieras. En sus políticas de gestión integra las variables sociales y ambientales, e incluye en todas sus operaciones criterios de ecoeficiencia y sostenibilidad. Como intermediario financiero, moviliza recursos desde los mercados internacionales hacia América Latina promoviendo inversiones y oportunidades de negocio.

Evolución reciente de la minería en México

Juan Pablo Góngora Pérez*



Fuente: <http://www.sxc.hu/browse.phtml?f=download&id=1103578>

Después de unos años complicados, a partir de 2010 el sector minero en México ha vuelto a convertirse en uno de los más sobresalientes. Diversos productos han mostrado cifras notables y México ha logrado consolidarse como uno de los países más importantes del ramo a escala mundial, tanto en los aspectos de producción y valor, como en los montos de inversión.

A continuación se ofrece un recuento breve de la evolución reciente del sector minero en el mundo y, en especial, en México. La primera sección se refiere a las características principales del sector en el mundo. La segunda descifra la forma en la

que México aparece en el mapa internacional. La tercera describe el comportamiento del sector a nivel nacional durante los años recientes; y en la última sección se presentan los comentarios finales.

EL ENTORNO INTERNACIONAL

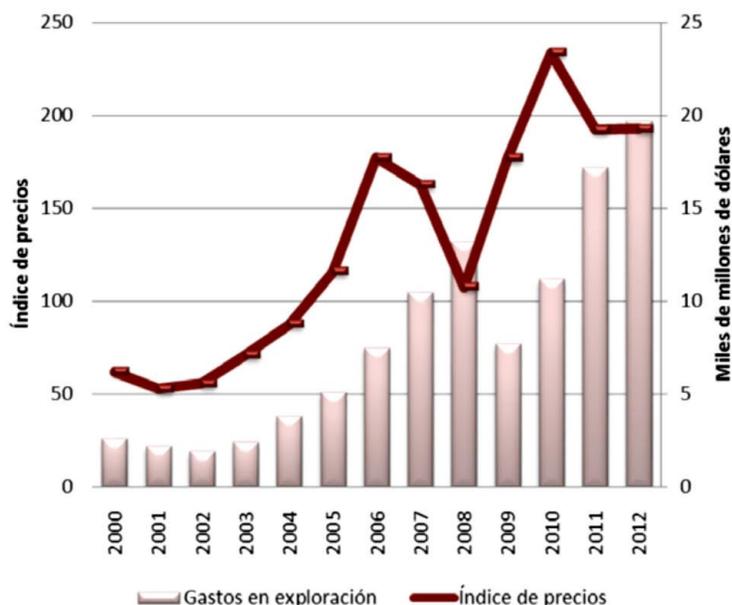
La minería es reconocida como una de las actividades productivas determinantes en la evolución de la historia mundial. Se le considera, a la par que a las telecomunicaciones, el transporte y las manufacturas, como uno de los sectores que tienden a generar transformaciones

económicas y sociales muy marcadas.

En los últimos años la tendencia internacional del sector ha destacado por revertir la propensión negativa presentada durante 2008 y 2009, años en los que la minería internacional enfrentó serios obstáculos que impidieron su crecimiento. El descenso de los precios en términos reales de los metales y los minerales y la contracción del mercado en función del uso de novedosos materiales y productos, ya sean nuevos o reciclados, como sustitutos de los metales y los

* juanpablo.gongora@upaep.mx

GRÁFICA 1. ÍNDICE DE PRECIOS Y GASTOS EN EXPLORACIÓN MINERA MUNDIAL, 2000-2012



en 2009 y 2010, con un crecimiento de 64% y 32% respectivamente, lo que alentó de manera favorable los gastos en exploración, que pasaron de 7 700 millones de dólares en 2009 a 17 000 millones de dólares en 2011, y alcanzaron la cifra de 19 000 millones de dólares en 2012, que revela una evidente mejoría del sector. A su vez, de acuerdo con datos del Metals Economics Group (MEG), América Latina se convirtió en la región más importante como destino de los gastos de exploración, pues cubrió 25% del rubro, proporción en la que, al mismo tiempo, se refleja la relevancia de México.

MÉXICO Y EL MUNDO

El sector minero de América Latina ha mostrado una evolución más favorable que la del resto de las regiones económicas del mundo, salvo la que comprende los países asiáticos en desarrollo. La inversión minera en la región es un indicador claramente positivo. En cuanto a las condiciones del sector al interior de la región, las perspectivas son muy alentadoras para México.

De acuerdo con la Cámara Minera de México, en el país existen 23

minerales en la industria, derivaron en que la inversión minera resultara poco atractiva.

Es importante tomar en cuenta que este sector requiere generar altos rendimientos en virtud de los grandes montos de inversión requeridos, por lo que los factores negativos menguaron el crecimiento y la producción del sector. Esta situación se vio agravada por el precario desempeño que prevalecía en la economía mundial.

No obstante, los verdaderos problemas económicos internacionales no estaban concentrados en la minería sino en el sector financiero y en la incertidumbre de los mercados de deuda y de capitales europeos. En consecuencia, los mercados iniciaron un desplazamiento hacia activos más seguros y encontraron refugio en materias primas, en especial en los metales, sobre todo oro y plata, y operaron un cambio geográfico al trasladar la inversión hacia América Latina y a los llamados mercados emergentes.

Este fenómeno suscitó, por un lado, el fortalecimiento de los precios de los metales y, por otro, un incremento de la inversión en exploración minera a escala mundial derivado de la liberalización de recursos del sector financiero y de la

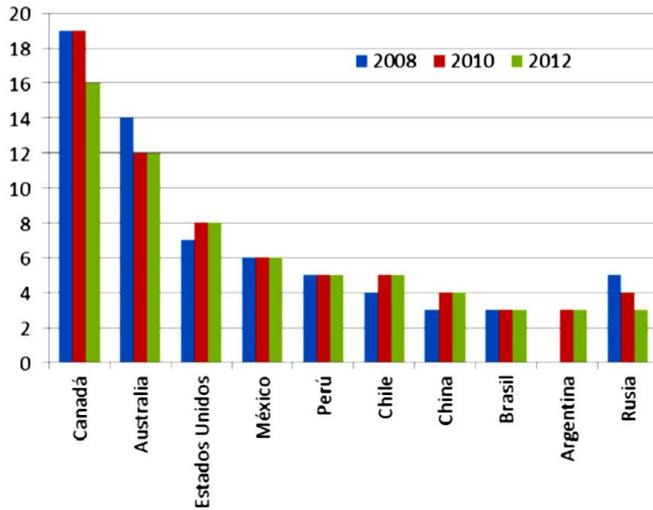
expectativa de utilidades provenientes del aumento de los precios (véase la gráfica 1).

La gráfica 1 muestra la caída de los precios de los metales en 2007 y 2008 y la subsiguiente disminución de los gastos en exploración minera en 2009. Los precios experimentaron una franca recuperación



Fuente: <http://www.sxc.hu/browse.phtml?f=download&id=927181>

GRÁFICA 2. PRESUPUESTO DE EXPLORACIÓN DE LOS 10 PRINCIPALES PAÍSES DEL SECTOR MINERO, 2008, 2010 Y 2012 (porcentaje mundial)



Fuente: Metals Economics Group, *Tendencias de exploración mundial*, Centro de Estudios del Cobre y Minería, Canadá, 2013.



Fuente: <http://www.sxc.hu/browse.phtml?f=download&id=1076170>

yacimientos clasificados como gigantes y seis más que se clasifican como súper gigantes,¹ lo cual implica que hoy, más que en cualquier otra época, México se posiciona en un lugar sobresaliente a nivel mundial, pues además de encabezar a los países de América Latina en el rubro de gastos de exploración, también es la cuarta economía del sector, con 6% del total de los recursos mundiales, tan sólo debajo de Canadá, Australia y Estados Unidos (véase la gráfica 2).

En este entorno, de acuerdo con información de Proméxico, el país ha conseguido ubicarse como uno de los principales productores a nivel mundial en varios productos (véase cuadro 1).

CUADRO 1. MÉXICO EN LA PRODUCCIÓN MUNDIAL, 2011

Producto	Posición mundial
Plata	1
Bismuto	3
Plomo	5
Oro	9
Cobre	11

Fuente: Proméxico, *Ficha sectorial minería*, México, 2012.

Las características naturales de México son propicias para constituirse como una de las naciones líderes en materia de minería. En el territorio mexicano existen

¹ Destacan: los yacimientos de sal de Guerrero Negro, considerados los más grandes del planeta; el yacimiento más grande de fluorita del mundo en Las cuencas; Fresnillo, con el descubrimiento del yacimiento de plata más grande de la historia; y el depósito más importante de manganeso en América del Norte. ITAM, *El sector minero en México: diagnóstico, prospectiva y estrategia*, Centro de Estudios de Competitividad, 2004.

CUADRO 2. MÉXICO: EVOLUCIÓN DE LA MINERÍA, 2005-2012 (porcentaje del PIB)

	Minería total	Extracción de petróleo y gas	Minerales metálicos y no metálicos y servicios relacionados con la minería
2005	5.52	4.75	0.77
2006	5.32	4.56	0.76
2007	5.14	4.34	0.80
2008	5.00	4.16	0.84
2009	5.16	4.24	0.91
2010	4.96	4.02	0.94
2011	4.73	3.77	0.96
2012	4.60	3.60	1.01

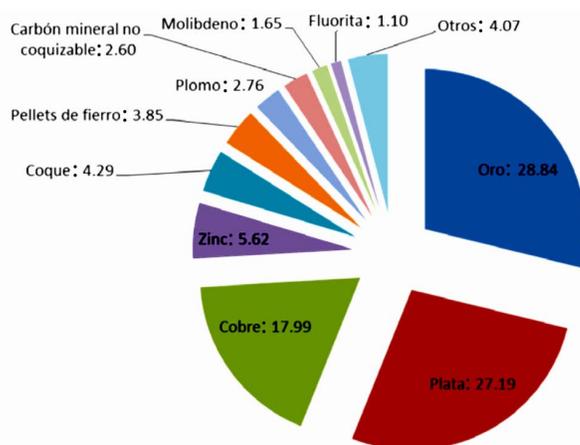
Fuente: elaborado con información del Instituto Nacional de Estadística y Geografía, México.

CUADRO 3. MÉXICO: EVOLUCIÓN DE LA MINERÍA, 2006-2012 (variación anual)

	PIB total	Minería total	Extracción de petróleo y gas	Minerales metálicos y no metálicos y servicios relacionados con la minería
2006	5.15	1.37	1.00	3.69
2007	3.26	-0.24	-1.75	8.88
2008	1.19	-1.65	-3.05	5.90
2009	-5.95	-2.89	-4.00	2.60
2010	5.28	1.21	-0.29	8.19
2011	3.89	-0.98	-2.53	5.64
2012	3.92	1.24	-0.84	9.45

Fuente: elaborado con información del Instituto Nacional de Estadística y Geografía, México.

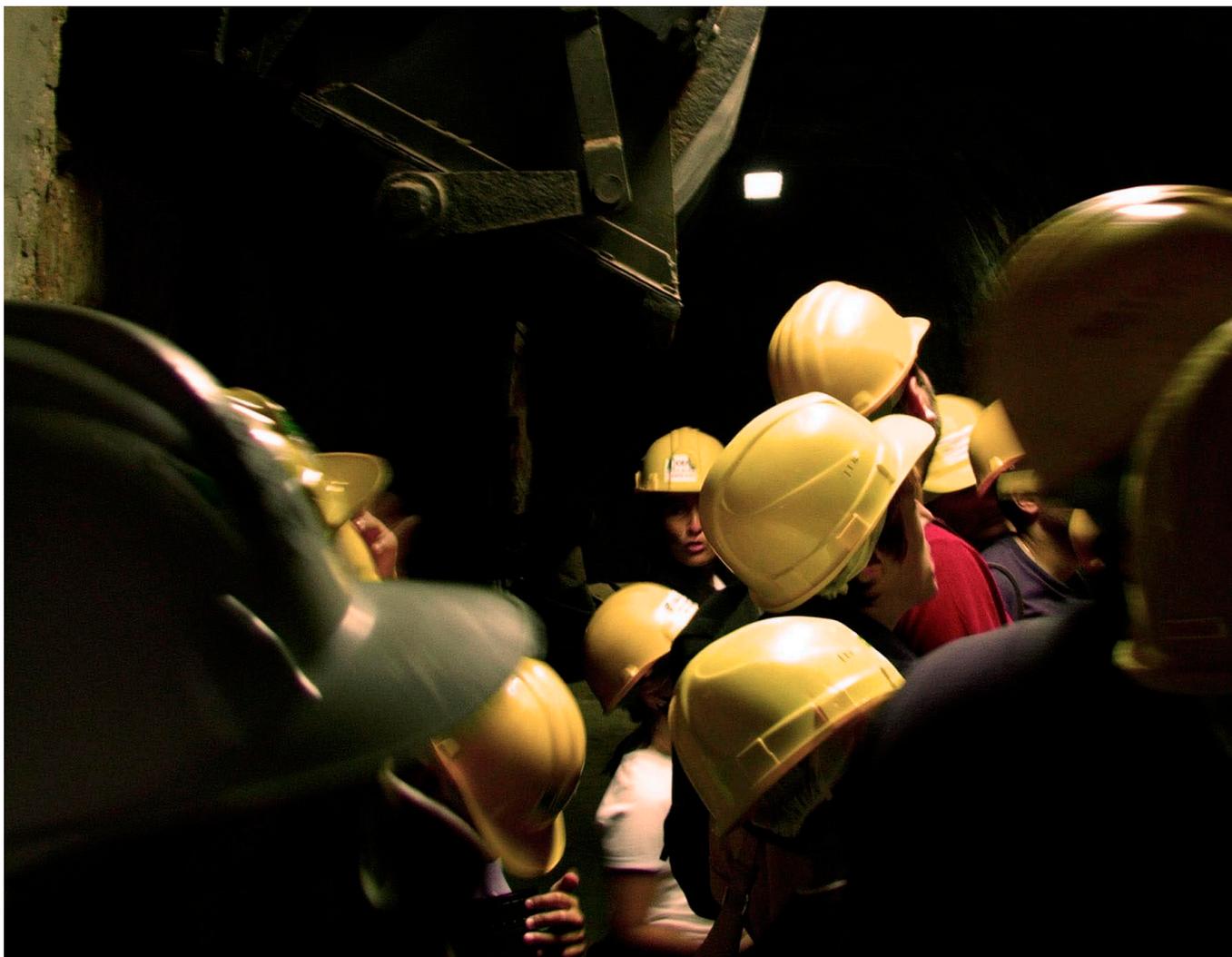
GRÁFICA 3. MÉXICO: PRINCIPALES PRODUCTOS DE LA MINERÍA, 2012 (estructura porcentual)



Fuente: elaboración propia con datos del Instituto Nacional de Estadística y Geografía, México.

yacimientos de minerales metálicos y no metálicos de clase mundial; el país destaca por ser la principal economía productora de plata en el mundo. Los datos respaldan estas afirmaciones y confirman la tendencia positiva del sector.

Si se toma en cuenta la minería ampliada (que incluye la extracción de petróleo y gas), ésta llega a contribuir con 5% del producto interno bruto (PIB) total en los cinco años recientes, peso en el que la mayor importancia la cobra la extracción de petróleo y gas. Cabe destacar la significativa evolución de los minerales metálicos y no metálicos y de los servicios relacionados en el periodo de estudio: en términos de su crecimiento porcentual anual se ubica entre las 10 principales ramas en los últimos años,



Fuente: <http://www.sxc.hu/browse.phtml?f=download&id=430312>

con indicadores superiores a los de la economía en su conjunto. En cuanto a los principales productos, despiden los metales preciosos, en particular oro y plata, que juntos abarcan 56% del total de la producción metalúrgica nacional, mientras que el cobre y el zinc son los más importantes de los metales no preciosos.

Es conveniente señalar que a partir del año 2010 los precios del oro, la plata y el cobre registraron marcados incrementos.² Debido a esto la minería se ha convertido en el cuarto sector más importante como generador de divisas del país, sólo por debajo del sector automotor, el petróleo y las remesas de los migrantes, y se ubica por encima incluso del turismo.³ En cuanto a la participación de la inversión extranjera en el sector

minero, 60% de la producción total corresponde a empresas nacionales y 40% a empresas extranjeras. En 2010, de las 286 empresas que recibieron inversión extranjera directa, 210 tenían capital de origen canadiense⁴ (73% del total), lo cual implica que Canadá es el principal inversor extranjero del sector en México, seguido de lejos por Estados Unidos, que tiene inversión en 46 empresas (16% del total). Es decir, Canadá no sólo ocupa el primer lugar en producción minera a nivel mundial, sino que también es el país de mayor preponderancia en lo que a inversión se refiere.

COMENTARIOS FINALES

Es indudable que las condiciones naturales de México lo colocan en

una gran posición para ser uno de los protagonistas del sector minero en el mundo. Esto, sumado al entorno internacional caracterizado por el alza de los precios de los metales (que parece que prevalecerá en los próximos meses), hace de México uno de los países con mayor atractivo para invertir. Por lo tanto, estos altos volúmenes de inversión deben ser complementados por la vía de la inversión extranjera, por lo que el mayor reto para México es que el desarrollo de la minería depende de factores externos y de la capacidad de generar las condiciones

² Cámara Minera de México, Informes Anuales, México, 2008, 2010 y 2012

³ *Ibidem*.

⁴ Proméxico, *Ficha sectorial minería*, México, 2012.

REGLAMENTO de la Ley Minera.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Presidencia de la República.

FELIPE DE JESÚS CALDERÓN HINOJOSA, Presidente de los Estados Unidos Mexicanos, en ejercicio de la facultad que me confiere el artículo 89, fracción I de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y con fundamento en los artículos 32 Bis, 33, 34 y 37 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, y 4, 8, 9, 10, 12 BIS, 13, 21, 27, 28, 29, 33, 35 BIS, 37, 45, 46, 47, 55, 56, 57 y 59 de la Ley Minera, he tenido a bien expedir el siguiente

REGLAMENTO DE LA LEY MINERA

TÍTULO PRIMERO

Disposiciones Generales

CAPÍTULO I

De las Definiciones

ARTÍCULO 1o.- El presente Reglamento tiene por objeto regular el otorgamiento y administración de las concesiones mineras, y la forma en que se ejercerán y cumplirán los derechos y obligaciones que de ellas deriven.

Para los efectos de este Reglamento, se entiende por:

- I. Cartografía minera: la representación gráfica de la ubicación y perímetro de los lotes amparados por concesiones, asignaciones y reservas mineras vigentes; solicitudes de éstas en trámite; concesiones otorgadas mediante concurso o derivadas de las mismas que sean canceladas; lotes relativos a concursos declarados desiertos, así como terrenos en los que aún no se haya publicado la declaratoria de libertad correspondiente;
- II. Coordenadas: los valores en grados, minutos y, segundos en cuatro decimales, que determinan la posición geográfica de punto de partida de un lote minero utilizando el datum de referencia oficial para el País o equivalente;
- III. INDAABIN: el Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales;
- IV. Índice de Precios: el Índice Nacional de Precios al Consumidor publicado por el INEGI en el Diario Oficial de la Federación, de acuerdo con lo dispuesto por el Código Fiscal de la Federación;
- V. INEGI: el Instituto Nacional de Estadística y Geografía;
- VI. GPS: el Sistema de Posicionamiento Global;
- VII. Ley: la Ley Minera;
- VIII. Liga topográfica: la distancia horizontal y rumbo astronómico entre dos puntos, obtenida mediante equipos que utilizan el sistema de posicionamiento GPS;
- IX. Manual: el Manual de servicios al público en materia minera que al efecto expida la Secretaría de Economía;
- X. Mojonera o Señal: el objeto físico que el solicitante o titular de una concesión o asignación minera puede colocar en el lugar donde se encuentran las coordenadas del punto de partida;
- XI. Normas Técnicas: las Normas Técnicas para levantamientos geodésicos que publique el INEGI en el Diario Oficial de la Federación;
- XII. Oficinas Centrales: las oficinas de la Dirección General de Minas;
- XIII. Perito Minero: la persona autorizada de conformidad con las disposiciones del presente Reglamento para elaborar los trabajos periciales;

- XIV.** Posicionamiento: el levantamiento obtenido con equipos que utilizan el sistema GPS, que cumpla con los requerimientos de las normas técnicas establecidas;
- XV.** Punto de control: un punto de la Subred Geodésica Minera o un vértice de la Red Geodésica Nacional;
- XVI.** Punto de partida: un punto fijo en el terreno determinado por medio de coordenadas, a partir de las cuales se construirá el perímetro de un lote minero y que podrá ser identificado por una mojonera o señal;
- XVII.** Registro: el Registro Público de Minería;
- XVIII.** Secretaría: la Secretaría de Economía;
- XIX.** Servicio Geológico: el Servicio Geológico Mexicano;
- XX.** Sociedad minera: una sociedad con capacidad legal para ser titular de concesiones mineras;
- XXI.** Trabajos periciales: los trabajos efectuados por un perito minero para determinar el lote minero a que debe referirse una solicitud de concesión o de asignación minera según las características señaladas en el artículo 12 de la Ley;
- XXII.** Unidad Administrativa: las Agencias y Subdirecciones de Minería;
- XXIII.** Valor de Facturación: el importe contenido en el documento fiscal que se expide para amparar las operaciones o actividades de comercialización de productos minerales, y
- XXIV.** Valor de Liquidación: el importe resultante de la proforma de liquidación, sin deducción alguna, que expide el comprador de primera mano por los productos obtenidos en su caso del beneficio al mineral.

CAPÍTULO II

De la Recepción, Trámite y Notificación de los Asuntos Mineros

ARTÍCULO 2o.- En lo no previsto en el presente Reglamento y en la Ley, se aplicarán supletoriamente las disposiciones de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

ARTÍCULO 3o.- Las solicitudes, avisos, informes y promociones a que se refiere la Ley se presentarán ante la Secretaría en los términos previstos en el presente Reglamento, utilizando los formatos que para tal efecto la Secretaría publique en el Diario Oficial de la Federación.

En todos los casos, se deberá adjuntar a la promoción la copia del comprobante de pago de los derechos correspondientes.

ARTÍCULO 4o.- Cualquier solicitud, aviso, informe o promoción que se dirija a la Dirección General de Minas deberá indicar el nombre completo, razón social o denominación del promovente, domicilio para recibir notificaciones y clave del Registro Federal de Contribuyentes incluyendo la homoclave, así como, en su caso, el nombre de su representante legal; y estar firmada por dicho promovente o por su representante. Además, cuando se trate de las declaraciones, manifestaciones e informes a que se refieren las fracciones I y III de este artículo, así como los artículos 35, fracción I, inciso a); 45, fracción IV; 58; 63; 64, fracción I; 69, 70, y 73 de este Reglamento, la promoción debe realizarse bajo protesta de decir verdad.

En las solicitudes de concesión o de asignación minera, de desistimientos y de inscripción ante el Registro, además de lo previsto en el párrafo anterior, se deberán adjuntar los documentos siguientes:

- I. Copia de la credencial de elector o de documento oficial que acredite ser de nacionalidad mexicana, en caso de personas físicas;
- II. Aquél que contenga los datos registrales de inscripción en el Registro Agrario Nacional, comprendiendo folio, número de expediente, número de registro y fecha del registro, para el caso de ejidos y comunidades agrarias;
- III. Original o copia certificada de los instrumentos públicos en caso de las personas morales a que se refiere el artículo 11 de la Ley, en donde conste la constitución legal de la sociedad con objeto social de minero, el domicilio legal y, en su caso, la participación de inversionistas extranjeros conforme a lo señalado por el citado artículo 11 de la Ley;
- IV. Aquél, con carácter oficial, donde se acredite el reconocimiento de pueblo o comunidad indígena, conforme a la normativa aplicable, tratándose de pueblos o comunidades indígenas, y
- V. Aquél que indique los datos de inscripción en el Registro del contrato respectivo, en caso de que la promoción sea presentada por quien realiza obras y trabajos de exploración o de explotación mediante contrato.

Tratándose de solicitudes de concesión minera, las personas morales además de cumplir con lo señalado en los dos párrafos anteriores, también deben adjuntar el documento en el que conste los datos de su inscripción en el Registro y, si aun no se ha materializado la inscripción, la copia del acuse de la solicitud de la referida inscripción;

Las personas que deseen cambiar el domicilio para oír y recibir notificaciones que hubiesen señalado en las solicitudes, avisos, informes o promociones a que se refiere el presente artículo, podrán hacerlo mediante el formato oficial que para tal efecto emita la Dirección General de Minas.

ARTÍCULO 5o.- La representación ante la Secretaría, se acreditará conforme a lo dispuesto por la Ley Federal de Procedimiento Administrativo y a la normatividad aplicable tratándose de los pueblos y comunidades indígenas.

Cuando dos o más personas sean cosolicitantes de una concesión minera, deberán manifestar los porcentajes de participación que a cada una corresponda y designar un representante común responsable ante la Secretaría para la realización de los trámites subsecuentes; a falta de ello, se entenderá que es en partes iguales y tendrá al primero de los mencionados en la solicitud como dicho representante común.

ARTÍCULO 6o.- Las resoluciones que emita la Secretaría con motivo de la aplicación de la Ley y este Reglamento se notificarán a los interesados conforme a lo dispuesto en la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

Cuando la notificación se haga por correo certificado con acuse de recibo y sea devuelta con la anotación de no haber sido localizado el interesado en su domicilio o no se proporcione el acuse de recibo respectivo dentro de los veintiún días siguientes a la fecha de su envío, la notificación se fijará en la Tabla de Avisos de las Oficinas Centrales, así como de las unidades administrativas regionales de la Secretaría que correspondan a la jurisdicción de la ubicación del lote. En este caso, la notificación surtirá sus efectos a los veintiún días de la fecha de su fijación en la Tabla de Avisos y las resoluciones deberán permanecer a la vista del público durante este plazo, haciéndose constar la fecha de fijación en el propio documento que las contenga.

ARTÍCULO 7o.- Salvo disposición en contrario, los plazos establecidos por la Ley o este Reglamento son en días hábiles. El cómputo de dichos plazos será a partir del día siguiente de la fecha de recepción del escrito correspondiente por la unidad competente. De no fijarse plazo para que la autoridad conteste, se tendrá por señalado el de veintiún días.

CAPÍTULO III

Del Fomento a la Pequeña y Mediana Minería y al Sector Social

ARTÍCULO 8o.- Los programas de fomento a la pequeña y mediana minería y al sector social deberán precisar:

- I. Las acciones que se desarrollarán y el tiempo que conllevará su ejecución por región;
- II. Los requisitos para la obtención de créditos otorgados o descontados por el Fideicomiso de Fomento Minero;
- III. Las medidas de descentralización y simplificación administrativas que adoptarán dicho Fideicomiso y el Servicio Geológico;
- IV. Las obras de infraestructura que deberán concertarse con las autoridades competentes;
- V. Los apoyos asistenciales que, en su caso, se concierten con la gran minería, y
- VI. Otros mecanismos para asegurar su debida instrumentación.

La Secretaría formulará dichos programas en congruencia con el Plan Nacional de Desarrollo y de acuerdo con lo dispuesto por la Ley de Planeación, asimismo evaluará trimestralmente el avance en la ejecución de los mismos.

ARTÍCULO 9o.- Se considera pequeño o mediano minero a quien, respectivamente, satisfaga cualquiera de las características siguientes:

- I. Obtenga ingresos brutos por ventas anuales de minerales o sustancias sujetos a la aplicación de la Ley, inferiores a cinco mil veces el salario mínimo general vigente en el Distrito Federal elevado al año para pequeño minero y veinte mil veces para el mediano minero, o
- II. Extraiga mensualmente antes del proceso de beneficio hasta quince mil o sesenta mil toneladas de mineral.

CAPÍTULO IV

Del Servicio Geológico

ARTÍCULO 10.- La administración del Servicio Geológico se integra y funciona en los términos previstos por el artículo 9 de la Ley.

ARTÍCULO 11.- El director general del Servicio Geológico tendrá, además de las facultades señaladas en la Ley Federal de las Entidades Paraestatales y en el Reglamento de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales, las contenidas en su Estatuto Orgánico.

El Servicio Geológico cuenta con un órgano de vigilancia, integrado por un Comisario Público propietario y un suplente, designados por la Secretaría de la Función Pública, quienes asistirán con voz pero sin voto a las sesiones ordinarias y extraordinarias de la Junta de Gobierno y tendrán las atribuciones que les otorga la Ley Federal de las Entidades Paraestatales y su Reglamento y demás disposiciones legales aplicables.

Asimismo, el Servicio Geológico cuenta con una Contraloría Interna, Órgano Interno de Control, al frente del cual está el Titular, designado en los términos del artículo 37, fracción XII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, quien en el ejercicio de sus facultades se auxiliará por los titulares de

las áreas de auditoría, quejas y responsabilidades, designados en los mismos términos.

Los servidores públicos a que se refiere el párrafo anterior, en el ámbito de sus respectivas competencias, ejercerán las facultades previstas en la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, la Ley Federal de las Entidades Paraestatales, la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos y en los demás ordenamientos legales y administrativos aplicables, conforme a lo dispuesto en el Reglamento Interior de la Secretaría de la Función Pública.

Las ausencias del Titular del Órgano Interno de Control, así como de los titulares de las áreas de auditoría, quejas y responsabilidades, serán suplidas de conformidad con lo previsto en el Reglamento Interior de la Secretaría de la Función Pública.

ARTÍCULO 12.- El servicio de información geológico-minera, geofísica, geoquímica y minera del país y el sistema público de información del mismo, será proporcionado por el Servicio Geológico:

- I. Respecto a requerimientos informativos precisos y particulares sobre una zona o sustancia;
- II. Por orden de presentación de la solicitud correspondiente, y
- III. Mediante respuesta escrita o por medios electrónicos, con base en la totalidad de información que disponga a la fecha de formulación de la solicitud.

Los importes que se cubrirán por tipo de consulta se determinarán por el órgano de gobierno del Servicio Geológico, previo cumplimiento de las disposiciones aplicables, tomando en cuenta los costos y gastos que se originen. Dichos importes deberán permanecer a la vista del público en el lugar donde se proporcione dicho servicio.

ARTÍCULO 13.- La solicitud para que el Servicio Geológico proporcione la asesoría técnica en materia de cubicación de depósitos minerales y análisis físico-químicos de contenidos económicamente aprovechables, a que se refiere el artículo 9o., último párrafo, fracción VII de la Ley deberá contener los siguientes requisitos:

- I. Descripción de la actividad productiva que desarrolla;
- II. Especificación del servicio requerido, y
- III. Documento mediante el cual acredite ser pequeño o mediano minero, o bien, pertenecer al sector social.

Para la solicitud de análisis físico-químicos, además de los requisitos anteriores, deberán presentarse muestras en los volúmenes y tamaños especificados por el Servicio Geológico.

El Servicio Geológico procederá a resolver y a notificar al interesado sobre el objeto de la asesoría, a más tardar dentro de un plazo de veintiún días hábiles, contado a partir de la admisión de la solicitud. En caso de que se requiera de un mayor tiempo para emitir tal resolución, se hará saber esta situación al solicitante, dentro de los quince días hábiles siguientes a la admisión de la solicitud.

ARTÍCULO 14.- El Servicio Geológico proporcionará la certificación de reservas minerales, a que se refiere el artículo 9, último párrafo, fracción XXII de la Ley, de acuerdo a lo siguiente:

- I. Se expedirá por ingenieros geólogos, mineros o geocientíficos que cuenten con cédula profesional o un grupo interdisciplinario conformado por éstos, adscritos al organismo o contratados por éste para tal efecto;
- II. Se desglosará con claridad cuando se trata de reservas probadas y cuando de reservas probables;
- III. Se obtendrá el resultado por medio de la verificación en planos y en el terreno de la morfología y dimensiones del depósito mineral, la revisión de los testigos de las muestras tomadas, el análisis aleatorio de sus núcleos y un muestreo representativo del yacimiento, y
- IV. Se firmará un convenio en el que se prevea el pago de las horas-hombre del personal empleado, los gastos de traslado y estancia del mismo y los costos de las pruebas de laboratorio y muestreo del yacimiento.

La certificación contendrá la descripción detallada de los trabajos desarrollados, la metodología aplicada y datos convalidados relativos a la categoría, el volumen y los contenidos de las reservas cubicadas, la revisión y análisis de la memoria del cálculo de reservas efectuado, así como el valor "in situ" del yacimiento.

El ingeniero geólogo, minero o geocientífico o grupo interdisciplinario conformado por éstos que proporcione datos o documentos falsos o suscriba certificaciones de reservas mineras sin llevar a cabo los trabajos a que se refiere la fracción III anterior será sancionado de conformidad con lo previsto en la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos o, en su caso, será rescindido su contrato y no podrá ser contratado de nueva cuenta por el Servicio Geológico para tal fin, independientemente de las responsabilidades civiles o penales a que haya lugar.

ARTÍCULO 15.- Los contratos para llevar a cabo obras y trabajos dentro de lotes amparados por asignaciones mineras expedidas a favor del Servicio Geológico a que se refiere el artículo 9, fracción XXIII de la Ley serán de obra pública y se adjudicarán mediante licitación pública, ajustándose a lo siguiente:

- I. Tener por objeto la realización de obras y trabajos de exploración regional o a semidetalle;
- II. Sujetarse a lo ordenado en las disposiciones aplicables en materia de adquisiciones y obras públicas, y
- III. Ser aprobados por su órgano de gobierno.

Dichos contratos no conferirán derecho alguno sobre el lote minero que ampare la asignación.

TÍTULO SEGUNDO

Concesiones, Asignaciones y Reservas Mineras

CAPÍTULO I

De las Concesiones y Asignaciones Mineras

ARTÍCULO 16.- Las solicitudes de concesión o de asignación minera además de lo previsto en el artículo 4o. de este Reglamento, deberán contener:

- I. Nombre del lote;
- II. Superficie del lote en hectáreas;
- III. Municipio y estado en que se ubique el lote;
- IV. Nombre de los principales minerales o sustancias motivo de las obras y trabajos mineros;
- V. Coordenadas de ubicación del punto de partida. De dicho punto se expresarán las referencias aproximadas a lugares conocidos y centros de población de la zona, y se anotará la ruta de acceso desde el poblado más cercano;

- VI. Lados, rumbos y distancias horizontales y, en su caso, la línea o líneas auxiliares del punto de partida a dicho perímetro, en los términos del artículo 12 de la Ley;
- VII. Nombre del lote, número de título o expediente y superficie de los perímetros interiores, de lotes mineros preexistentes de ser el caso;
- VIII. En su caso, nombre del lote y número de expediente o el título que amparaba con anterioridad al mismo, y
- IX. En su caso, nombre, firma y número de registro del Perito Minero que haya realizado el trabajo de posicionamiento en el campo del punto de partida del lote minero.

Toda solicitud, incluyendo las que tengan carácter de simultáneas, se acompañará de una carta topográfica del INEGI o bien una porción de la misma, en la que se mostrará y precisará la localización de las coordenadas del punto de partida del lote y su perímetro.

También se acompañará a la solicitud la memoria del cálculo del posicionamiento realizado, en forma impresa o mediante archivo digital.

Para todos los efectos legales, los valores de las coordenadas del punto de partida que se aporten en la solicitud serán las mismas que aparecerán en el título de concesión o asignación minera que se otorgue y prevalecerán por sobre la existencia y ubicación física de la mojonera o señal que se construya.

El interesado podrá acompañar a la solicitud los trabajos periciales del lote minero. De no hacerlo tendrá un plazo de sesenta días hábiles para su presentación. Dichos trabajos se realizarán conforme a lo dispuesto por el artículo 21 de este Reglamento.

En los casos en que el punto de partida señalado en la solicitud sea diferente al del establecido en la declaratoria de libertad de terreno de un lote minero, se deberá hacer una referencia con el nuevo punto, por cualquiera de los medios establecidos en el Manual.

Tratándose de las solicitudes que se presenten con motivo de una publicación de declaratoria de libertad de terreno de un lote minero, a las que se refiere el artículo 20 de este Reglamento, deberá anexarse la carta topográfica correspondiente.

ARTÍCULO 17.- Las solicitudes de concesión o de asignación minera y sus anexos, incluyendo el correspondiente comprobante del pago completo de los derechos, se presentarán en forma personal ante la unidad administrativa que corresponda en razón de la ubicación del lote minero.

En caso de que el pago sea incompleto, en el momento de registro de la solicitud se le requerirá por escrito el pago complementario, otorgándole para ello cinco días hábiles.

Si un lote se ubica en la circunscripción de dos o más unidades administrativas la solicitud podrá presentarse ante cualquiera de ellas, salvo en el caso previsto en el artículo 20 de este Reglamento, en cuyo caso se estará a lo dispuesto por la fracción VI del artículo 28 del mismo y se determinará la unidad administrativa que corresponda, exclusivamente para el día en que surta efectos la declaratoria de libertad.

La unidad administrativa procederá al registro de la solicitud, en los términos de lo dispuesto en este artículo, e imprimirá el sello de la Secretaría en el original, copias y anexos que se acompañen a la solicitud, indicando en ellos la fecha y hora de recepción, así como el número progresivo de registro.

Registrada la solicitud por la unidad administrativa que corresponda, la misma constatará, sin calificar su contenido, que se encuentren completos los requisitos establecidos en este Reglamento para su presentación y acompañada del número de tantos y anexos que indique el Manual.

La solicitud amparará terreno legalmente siempre que se presente el comprobante del pago completo de derechos; los lados del lote minero configuren un perímetro cerrado; el punto de partida esté ligado con el perímetro del lote o ubicado sobre el mismo, se presenten los trabajos periciales y, en su caso se subsanen las deficiencias encontradas en ellos.

Si la solicitud cumple con los requisitos antes mencionados, la unidad administrativa procederá de la siguiente manera:

- I. Si contiene los requisitos completos y se acompañan los documentos citados, hará constar en la solicitud que fue admitida para estudio y trámite y extenderá el certificado credencial al solicitante con vigencia de sesenta días hábiles, para que el perito minero ejecute los trabajos periciales en el terreno de ubicación del lote.
Dicho certificado contendrá el apercibimiento de que la persona que impida u obstaculice la ejecución de los trabajos periciales, sin que cuente con derechos en materia minera sobre el lote objeto de la solicitud, será sancionada de acuerdo con lo establecido por el artículo 57, fracción II de la Ley;
- II. Si del estudio de la solicitud la unidad administrativa concluye que a la misma le falta algún requisito que impida su tramitación, prevendrá por escrito al interesado en los términos señalados al efecto por la Ley Federal de Procedimiento Administrativo. De no desahogarse la prevención notificará al solicitante que se desechará su trámite;
- III. Si la solicitud cumple con los requisitos para ser tramitada, o bien se desahogó en debida forma el requerimiento previsto en la fracción anterior, la unidad administrativa procederá al dictamen del informe de los trabajos periciales del lote minero, debiendo concluirlo en el término de veinte días hábiles contados a partir de la fecha de la presentación de éstos;
- IV. De incumplir los trabajos periciales con las disposiciones previstas la unidad administrativa, dentro del término antes referido deberá prevenir por una sola vez al solicitante para que dentro de un plazo de veinte días hábiles subsane las deficiencias detectadas. Si no se satisface el requerimiento aludido, procederá a notificar el desechamiento de la solicitud, y
- V. Si los trabajos periciales cumplen con los requisitos legales o se subsana el requerimiento formulado, la unidad administrativa dispondrá de un plazo de cinco días hábiles contado a partir de que concluya el término a que se refiere la fracción III anterior para emitir la proposición a título y continúe la tramitación de la solicitud.

ARTÍCULO 18.- El terreno a que se refiere una solicitud dejará de ser libre a partir de su registro, siempre y cuando los lados, rumbos y distancias del lote descrito configuren un polígono cerrado, se acredite el pago completo de los derechos por estudio y trámite de la solicitud, su punto de partida esté ligado con el perímetro del lote o ubicado sobre el mismo, y se cumpla con la presentación del informe de los trabajos periciales del lote minero, y en su caso se subsanen las deficiencias encontradas en ellos, lo anterior, a efecto de que legalmente constituya un lote minero, desde el momento de la presentación de la solicitud respectiva.

El terreno objeto de las solicitudes simultáneas a que se refiere el artículo 20 de este Reglamento, dejará de ser libre también a partir de su registro, siempre y cuando, además del cumplimiento de los requisitos mencionados en el párrafo anterior, tales solicitudes obtengan los mejores derechos en el sorteo que se efectúe para tal efecto y sean admitidas a estudio y trámite, o bien, hayan sido admitidas sin que se hubiere requerido la celebración del sorteo.

En caso de que la Secretaría constate que una solicitud no cumple alguno de los requerimientos señalados en los párrafos que anteceden, se tendrá por no admitida y se desechará, sin que se requiera la declaratoria de libertad de terreno del lote objeto de la referida solicitud.

ARTÍCULO 19.- Si después de la admisión y al determinar el carácter libre de los lotes objeto de las solicitudes, la Secretaría encuentra que dos o más de ellas registradas en igual fecha y hora abarcan total o parcialmente la misma porción de terreno, procederá de la manera siguiente:

- I. Expedirá los títulos por la porción solicitada sobre terreno libre no sobrepuesta;
- II. Emplazará a los solicitantes cuyos lotes abarquen total o parcialmente la misma porción de terreno, para que, si así lo desean, concurren a un sorteo por celebrar en el lugar, fecha y hora indicados;
- III. Se celebrará el sorteo en el lugar, fecha y hora indicados, conforme a los lineamientos que se establezcan en el Manual, a fin de determinar el solicitante en favor del cual será titulada la porción libre sobrepuesta;
- IV. Si la solicitud favorecida no cubre todo el terreno sobrepuesto, efectuará los sorteos necesarios entre las solicitudes cuyos lotes comprendan la parte o partes restantes, y
- V. Levantará acta firmada por los asistentes al o los sorteos, y si alguno de ellos se negara a firmarla se hará constar en ella tal situación.

ARTÍCULO 20.- Cuando por surtir efecto la publicación de una declaratoria de libertad de terreno de un lote minero, dos o más personas presenten, de manera simultánea, solicitudes de concesión minera, la Secretaría procederá conforme a lo siguiente:

- I. Recibirá en sobre cerrado cada una de las solicitudes, junto con su documentación anexa y las registrará con la misma fecha y hora otorgándoles un número de registro a cada una de ellas.
La documentación constará de:
 - a) Un solo formato impreso de solicitud de concesión minera debidamente requisitado;
 - b) Un solo juego de anexos, y
 - c) El comprobante del pago completo de los derechos por estudio y trámite de la o las solicitudes, en el entendido de que si el comprobante exhibido amparase un pago por un monto inferior al que corresponda a una solicitud, se le requerirá por escrito el pago complementario, otorgándole para ello cinco días hábiles;
- II. Levantará un acta en la que hará constar su recepción, conteniendo la relación de solicitudes recibidas incluyendo el importe total de los derechos pagados, y la firma de los interesados o, en su caso, la negativa a hacerlo, o las manifestaciones de éstos y fijará en dicha acta la fecha para que los interesados nuevamente comparezcan a las mismas oficinas personalmente o por conducto de apoderado para darse por notificados del resultado del estudio

de las referidas solicitudes, así como la fecha y hora para la celebración del sorteo correspondiente, que no excederá de diez días hábiles;

III. Dentro del plazo fijado para el estudio de las solicitudes presentadas, la unidad administrativa procederá a la revisión de éstas a fin de determinar si cumplen con el pago completo de los derechos respectivos y con el cierre del perímetro del lote minero para ser admitidas a sorteo.

Si el pago de derechos realizado no fuere suficiente para amparar la solicitud o solicitudes de concesión presentadas, la unidad administrativa, previo al sorteo, le fijará plazo de cinco días hábiles al interesado para que acredite haber realizado el pago complementario correspondiente solo al faltante de una solicitud, entregando el comprobante respectivo;

IV. En el acta de recepción, la unidad administrativa hará saber a los interesados la fecha del resultado del estudio realizado, incluyendo aquellas solicitudes que no cumplieron con los requisitos de pago de derechos completo, no configuraron un polígono cerrado, o el punto de partida del lote minero no está ligado al perímetro o ubicado sobre el mismo y, que por tanto, quedan en ese momento desechadas; asimismo, les hará saber aquellas que cumplen con los requerimientos del caso y si más de una los cumple, se les comunicará que han sido admitidas a sorteo, en caso de que solo una solicitud los cumpla, se admitirá la misma sin necesidad de sorteo;

V. En la fecha prevista, la unidad administrativa llevará a cabo el sorteo, y levantará el acta respectiva con el orden de prelación obtenido de las solicitudes que participaron en éste y procederá conforme a lo siguiente:

a) Si la solicitud cumple con los citados requisitos, el servidor público admitirá a trámite la solicitud y concederá al interesado el certificado a que se refiere la fracción I del artículo 17 de este Reglamento para la presentación de los trabajos periciales, o

b) Si la solicitud no cumple con los requisitos mencionados en el primer párrafo de esta fracción, se desechará y se tomará la siguiente solicitud con mejores derechos, para repetir con ella el procedimiento descrito en la presente fracción;

VI. Con posterioridad a la verificación de que la solicitud con mejores derechos cumple con los requisitos para su admisión a estudio y trámite, se exhibirá dicha solicitud y la porción o carta topográfica del INEGI de la misma al participante que según el orden de prelación tiene el siguiente mejor derecho, para que, en su caso, manifieste que la solicitud que primeramente fue admitida con mejores derechos no cubre todo el terreno declarado libre, con base en la referida solicitud, o bien en la carta topográfica del INEGI o porción de la misma, y que desea que su solicitud también sea admitida a estudio y trámite por la parte del lote que aún queda libre, procediéndose en este supuesto a repetir el procedimiento descrito en la fracción anterior;

VII. Lo indicado en las fracciones V y VI de este artículo deberá llevarse a cabo las veces que sea necesario, de acuerdo con el orden de prelación que resultó del sorteo, hasta agotar la superficie del lote objeto de la publicación de declaratoria de libertad correspondiente, o bien, hasta que ninguno de los participantes del sorteo manifieste su interés por la porción o porciones restantes de dicho lote. Acto seguido, se procederá a desechar todas aquellas solicitudes que habiendo participado en el sorteo, no resulten admitidas para su estudio y trámite, y

VIII. Siguiendo el referido orden de prelación, la unidad administrativa admitirá a estudio, trámite y resolución a todas aquellas solicitudes que se presentaron sobre terreno libre, procediendo a requerir a los interesados para que dentro de un plazo de sesenta días hábiles contado a partir del día siguiente a la fecha del acta del sorteo presenten los trabajos periciales del lote minero.

ARTÍCULO 21.- Los trabajos periciales serán efectuados por un perito minero de acuerdo con los lineamientos y especificaciones que se determinen en el Manual y conforme a las etapas sucesivas que a continuación se describen:

- I.** Estudio de los antecedentes, que comprende la revisión de la solicitud de concesión o de asignación minera, de la cartografía minera existente y, en su caso, de los datos del Registro de las concesiones o asignaciones involucradas, así como la selección del punto o puntos de control más convenientes para realizar el levantamiento;
- II.** Reconocimiento en el terreno, que abarca la búsqueda del punto de control y de su línea base, de ser el caso, así como localización del sitio de ubicación del punto de partida del lote minero con base en las coordenadas que se aportan en la solicitud tramitada y el reconocimiento de cualquier otro punto de partida que deba ligarse;
- III.** Levantamientos, que implican la obtención de los datos requeridos para identificar las coordenadas del punto de partida del lote minero, en su caso, construir la mojonera o señal, determinar el terreno legalmente amparado, por medio de posicionamientos realizados en el terreno y, establecer la relación con los lotes colindantes, incluyendo los perímetros interiores;
- IV.** Cálculos de gabinete, que abarcan el procesamiento, reducción y ajuste de los datos obtenidos en el campo conforme a los procedimientos establecidos en las normas técnicas, incluyendo la presentación de los datos crudos de los levantamientos con las particularidades que se indican en el Manual, y
- V.** En el informe pericial se incluirán tres fotografías, una que muestre en detalle la mojonera o señal que identifica la posición del punto de partida y otras dos tomadas desde distinto ángulo y distancia en que se aprecien los aspectos panorámicos del terreno.

ARTÍCULO 22.- El procedimiento para la presentación y calificación de los trabajos periciales será el siguiente:

- I.** Dentro de los sesenta días hábiles siguientes a aquél en que sea admitida la solicitud, el interesado presentará los trabajos periciales y de no hacerlo la Secretaría desechará la misma sin que legalmente haya amparado terreno, y
- II.** En un plazo de veinte días hábiles, contado a partir de la fecha de recepción de los trabajos periciales por la unidad administrativa competente, la misma deberá determinar si éstos se apegan a lo previsto en este Reglamento y en las Normas Técnicas, y procederá, según el caso, conforme a lo señalado por las fracciones IV y V del artículo 17 de este Reglamento.

ARTÍCULO 23.- A partir del día siguiente a aquél en que se reciba la proposición a título de la solicitud en Oficinas Centrales, la Secretaría procederá a convalidar cartográficamente dicha proposición contando con quince días hábiles para resolver sobre el otorgamiento del título de la concesión o asignación minera.

Durante el plazo de respuesta antes citado, la Secretaría constatará el carácter libre del lote objeto de la solicitud y, si se satisfacen las demás

condiciones y requisitos previstos por la Ley y este Reglamento, expedirá el título de concesión o de asignación minera, de acuerdo con los datos derivados de la propia solicitud, de la cartografía minera, de los expedientes involucrados y de los datos del Registro, por el lote solicitado o por la parte que tenga carácter de libre. En este caso, comunicará al solicitante los antecedentes de los terrenos que abarquen la parte no libre.

Si la solicitud no satisface las condiciones y requisitos que establecen la Ley y este Reglamento, será desechada.

El otorgamiento de las concesiones y de las asignaciones mineras a que se refiere este artículo, no exime a sus titulares de la obligación de cumplir con las disposiciones en materia ambiental, laboral, de asistencia social y de uso y manejo de explosivos, contenidas en la legislación aplicable.

La Secretaría dará aviso a las autoridades competentes en materia ambiental, laboral, de asistencia social y de uso y manejo de explosivos, de las concesiones y de las asignaciones mineras que otorgue.

ARTÍCULO 24.- Las solicitudes para prorrogar la vigencia de las concesiones mineras deberán contener los mismos datos que obran consignados en el título de concesión del que derivan, debiendo además el solicitante aportar en su caso, las coordenadas del punto de partida del lote minero.

De ser el caso, el solicitante identificará la posición del punto de partida mediante una mojonera o señal, adjuntando la memoria de cálculo y una fotografía de dicha mojonera o señal.

En caso de incertidumbre en la ubicación del punto de partida, se procederá a practicar visita de inspección a costa del titular, para que previa identificación del terreno se precise dicho punto.

La Secretaría, dispondrá de un plazo de quince días hábiles, contado a partir de la recepción de la solicitud, para aprobar o negar la prórroga de vigencia de la concesión minera. Concluido dicho plazo sin que se emita resolución, se entenderá aprobada la solicitud respectiva.

Sin perjuicio de lo anterior, la Secretaría desaprobará la solicitud de prórroga de vigencia de la concesión, si sus titulares incumplieron con las obligaciones establecidas en el artículo 27 de la Ley, previo requerimiento al interesado para su cumplimiento.

En el caso de haber concluido la vigencia de la concesión sin haberse presentado la solicitud de prórroga o bien haberse presentado ésta extemporáneamente, la concesión se tendrá por cancelada en los términos de la fracción I del artículo 42 de la Ley, y se deberá publicar la libertad de terreno.

ARTÍCULO 25.- Quienes estén realizando la exploración o explotación de minerales o sustancias que el Ejecutivo Federal determine como concesibles, podrán ejercer el derecho preferente que confiere el artículo 4, párrafo final de la Ley conforme a lo siguiente:

- I. Dispondrán de un plazo de ciento veinte días hábiles, contados a partir de la fecha de publicación en el Diario Oficial de la Federación del decreto a que se refiere la fracción IX del primer párrafo del artículo 4 de la Ley, para solicitar la concesión minera correspondiente en los términos de este Reglamento;

- II. Deberán acreditar derechos vigentes para llevar a cabo la exploración o explotación de minerales o sustancias de que se traten, conforme al derecho común, así como la realización de los mismos, y
- III. Cubrirán al propietario del terreno, en su caso, las compensaciones o regalías que se hubieren pactado, de ser éstas superiores al monto de la indemnización que resulte del avalúo practicado por el INDAABIN, a efecto de ejercer el derecho para obtener la ocupación temporal.

De no ejercerse el derecho preferente dentro del plazo a que alude la fracción I de este artículo, los terrenos se considerarán libres, atento a lo previsto por el artículo 14 de la Ley.

ARTÍCULO 26.- Cuando la Secretaría verifique, con base en los datos derivados de la cartografía minera, del resultado de las visitas de inspección, de las constancias de los expedientes relativos, así como de los que obren en el Registro, que los datos consignados en un título de concesión o asignación minera son erróneos o no corresponden al terreno que legalmente deban amparar de acuerdo a lo previsto en el artículo 18 de la Ley, procederá a iniciar de oficio el procedimiento para corregir el título de concesión o asignación minera correspondiente.

Dicho procedimiento se realizará conforme a lo siguiente:

- I. La Secretaría notificará al titular de la concesión o asignación minera de que se trate, las razones que dan lugar a la corrección correspondiente, a fin de que dicho titular en un plazo de treinta días naturales, contado a partir de la fecha de recepción del oficio de notificación, manifieste lo que a su derecho convenga, proporcione los datos o documentos que le sean requeridos y ofrezca las pruebas que estime pertinentes;
- II. Asimismo, la Secretaría dará vista al titular o titulares de la concesión o concesiones o asignaciones con presuntos mejores derechos, si los hubiere, a fin de que éstos, dentro del plazo de veintiún días, contado a partir de la fecha de recepción del oficio de notificación, manifiesten lo que a su derecho convenga y ofrezcan las pruebas que consideren necesarias;
- III. Recibidas las respuestas o concluidos los plazos señalados en las fracciones anteriores, la Secretaría procederá al desahogo de las pruebas ofrecidas dentro de los siguientes quince días, prorrogables a treinta en razón de la naturaleza de las mismas;
- IV. La Secretaría, con base en las constancias existentes y el resultado de las pruebas desahogadas, dentro de los veintiún días siguientes a dicho desahogo, emitirá la resolución que corresponda y ordenará, en su caso, la corrección del título de que se trate, y
- V. En el caso de que no haya respuesta por las partes involucradas la Secretaría de oficio llevará a cabo las modificaciones pertinentes, las que se notificarán a los titulares.

ARTÍCULO 27.- Si transcurridos los plazos de noventa y quince días naturales, aplicables a los supuestos previstos en el artículo 14 de la Ley, la Secretaría no ha expedido la resolución que determine la celebración de un nuevo concurso, o bien, la declaratoria de libertad correspondiente, cualquier interesado en obtener la concesión minera respectiva podrá solicitar, por escrito, a partir del día hábil inmediato siguiente al vencimiento de tales plazos, que se publique la libertad del terreno por la autoridad competente.

En el caso a que se refiere el último párrafo del artículo 16 de la Ley, una vez transcurrido el plazo de treinta días naturales siguientes a la terminación de

la vigencia de la asignación minera de que se trate, sin que la Secretaría haya hecho la publicación de cancelación y la consiguiente libertad del terreno que la misma ampare, cualquier interesado en obtener la concesión minera respectiva podrá solicitar, por escrito, a partir del día hábil inmediato siguiente al vencimiento de tal plazo, que se publique la libertad del terreno por la autoridad.

Lo dispuesto en los párrafos anteriores, se hará sin perjuicio de que se apliquen las sanciones administrativas que procedan en virtud de la omisión de la autoridad competente.

ARTÍCULO 28.- Las declaratorias sobre libertad de terrenos deberán contener la siguiente información:

- I. Nombre y superficie del lote objeto de la declaratoria;
- II. Entidad Federativa y Municipio o demarcación territorial, en que se ubique el lote;
- III. Número de expediente o de título del lote y unidad administrativa ante la cual cualquier interesado podrá solicitar información adicional respecto a dicho lote;
- IV. Coordenadas del punto de partida del lote, en caso de que obren en el expediente;
- V. Indicación de que los terrenos objeto de la declaratoria serán libres a los treinta días naturales de que se publique la declaratoria de libertad de los mismos en el Diario Oficial de la Federación, a partir de las 10:00 horas. Cuando dicha declaratoria surta efectos en un día inhábil, el terreno o parte de él podrá ser solicitado a las 10:00 horas del día hábil siguiente, y
- VI. Unidad administrativa ante la cual los interesados podrán presentar, en su caso, solicitud de concesión o asignación minera, independientemente si el terreno objeto de libertad se encuentre en dos o más entidades federativas en los términos de los artículos 16 y 20 de este Reglamento.

La Secretaría deberá proporcionar a los interesados la información que se le requiera en relación con el lote objeto de la declaratoria, incluyendo los trabajos periciales, siempre y cuando obren en el expediente, a partir de la publicación de la referida declaratoria, en el Diario Oficial de la Federación, para lo cual se estará al procedimiento establecido en el artículo 94 de este Reglamento.

CAPÍTULO II

De los Concursos para el Otorgamiento de Concesiones Mineras

ARTÍCULO 29.- Las convocatorias a concurso para el otorgamiento de concesiones mineras a que se refiere la Ley, se publicarán en el Diario Oficial de la Federación. Dichas convocatorias deberán contener:

- I. Nombre del lote o lotes objeto del concurso;
- II. Entidad Federativa y Municipio o demarcación territorial, en el caso de la Ciudad de México, en que se ubique el lote o lotes;
- III. Coordenadas del punto de partida anexando, en su caso, la memoria de cálculo y, superficie del lote o lotes en hectáreas;
- IV. Lados, rumbos, distancias horizontales y colindancias del perímetro del lote o lotes y, en su caso, de la línea auxiliar del punto de partida a dicho perímetro;
- V. Los perímetros interiores del lote o lotes objeto del concurso, en caso de existir dichos perímetros;
- VI. Mencionar las principales sustancias encontradas hasta el momento;
- VII. El lugar, fechas y horarios en que podrán ser adquiridas las bases del concurso, así como su costo, y

VIII. La demás información que la Secretaría considere apropiada para propiciar la mayor participación en los concursos.

ARTÍCULO 30.- Los concursos a que se refiere el artículo anterior constarán de dos fases, una de registro y otra de presentación de la propuesta económica y, en su caso, mejora de dicha propuesta, conforme a la modalidad de presentación que se determine en las bases de tales concursos.

En la primera fase se registrará ante la Secretaría a los participantes que adquieran las bases y que presenten su solicitud acompañada de los documentos mediante los cuales acrediten haber cumplido con los requisitos a los que se refiere el artículo 35 de este Reglamento y, en su caso, de la garantía de seriedad prevista en el artículo 36 del mismo, de acuerdo a los lineamientos y procedimientos establecidos en las referidas bases para este efecto. Esta fase iniciará a partir de la fecha en que las bases estén a disposición del público interesado para su venta y durará, al menos, cuarenta días hábiles.

En la segunda fase del concurso, que deberá iniciar al menos tres días hábiles después de haber concluido la primera fase, podrán participar las personas que se hubiesen registrado ante la Secretaría conforme al párrafo anterior. En esta fase se elegirá al ganador del concurso, en los términos de los lineamientos, procedimientos, criterios y modalidad de presentación de propuesta económica y, en su caso, de mejora de dicha propuesta, que se establezcan en las bases.

La propuesta económica comprenderá, exclusivamente, la contraprestación económica y la prima por descubrimiento, cuyos montos específicos serán determinados por la Secretaría o, en su defecto, ofrecidos por los participantes, en los términos de lo dispuesto por el artículo 33 de este Reglamento.

En caso de haber participante ganador, el fallo o resolución del concurso deberá pronunciarse por el servidor público competente de la Secretaría y notificarse verbalmente a los presentes en el mismo acto, haciéndose constar en acta administrativa firmada por los mismos. El acto de fallo producirá sus efectos en el momento de su notificación a los interesados y podrá ser recurrido para su revisión conforme a lo dispuesto en la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

En caso de que se deba declarar desierto el concurso, la notificación del fallo surtirá sus efectos cuando sea publicada en el Diario Oficial de la Federación, lo cual se llevará a cabo a más tardar dentro de los diez días hábiles siguientes a la fecha en que haya tenido lugar la segunda fase del mismo.

De no haber impedimento legal alguno, la Secretaría deberá expedir el título de concesión correspondiente en un plazo de cinco días hábiles, contado a partir de que surta efectos la notificación del fallo del concurso, siempre y cuando los ganadores del concurso hayan cumplido con todos los requisitos legales y reglamentarios, y el Servicio Geológico haya comunicado a la Secretaría que éstos cubrieron todas las obligaciones adquiridas por el ganador, en los términos de las bases respectivas, incluyendo el contrato firmado a que se refiere el siguiente artículo.

ARTÍCULO 31.- Las bases del concurso contendrán, además de lo establecido en la fracción II del artículo 13 BIS de la Ley, los siguientes requisitos e información:

- I. Las fechas de inicio y finalización de la primera fase del concurso, y los lineamientos y procedimientos que se seguirán para el registro de participantes durante dicha fase, así como para la calificación de que los interesados acreditan los requisitos establecidos en los artículos 35 y, en su caso, 36 de este Reglamento;
- II. La fecha de inicio de la segunda fase y el lugar donde se llevará a cabo, así como los lineamientos, procedimientos, criterios y modalidad de presentación de propuesta económica y, en su caso, de mejora de dicha propuesta, así como las reglas que los participantes observarán durante esta fase. Asimismo, se señalarán los criterios para establecer la duración de la segunda fase, conforme a la modalidad de propuesta económica que se determine;
- III. En su caso, los actos, términos y condiciones en que participará un fedatario público durante el concurso;
- IV. En su caso, el monto específico para la contraprestación económica, o bien, para la prima por descubrimiento que determine la Secretaría, y la forma en que los participantes podrán ofrecer uno u otro, o ambos cuando aquélla no fije un monto específico, en los términos de lo dispuesto en el artículo 33 de este Reglamento y según la modalidad de presentación de propuesta económica;
- V. En su caso, el método por medio del cual se valorarán y compararán inequívocamente los montos de la contraprestación económica y prima por descubrimiento ofrecidos por cada participante, cuando la Secretaría no haya determinado el monto específico correspondiente;
- VI. En su caso, el monto mínimo a que se refiere el artículo 34 de este Reglamento;
- VII. Las causas, procedimientos y plazos para que la Secretaría pueda posponer las fechas de realización de las fases del concurso, tomando en cuenta que para ello deberá hacerlo con la debida anticipación y otorgar un plazo necesario para que los participantes, así como los que hubiesen comprado las bases, en igualdad de circunstancias, puedan llevar a cabo las adecuaciones o requerimientos ya establecidos;
- VIII. El procedimiento que se seguirá para que los participantes que se encuentren en el supuesto del último párrafo del artículo 33 de este Reglamento, puedan mejorar su propuesta económica y para determinar el ganador del concurso en los términos de los párrafos segundo y tercero del citado artículo;
- IX. Las causas para declarar desierto el concurso;
- X. La prevención sobre las causas de descalificación a que se refiere el artículo 37 de este Reglamento;
- XI. En su caso, la obligación de que los participantes entreguen la garantía de seriedad, conforme a lo establecido en el artículo 36 de este Reglamento;
- XII. Cuando la Secretaría así lo considere pertinente, los términos y condiciones en que el titular de la concesión o concesiones objeto del concurso deberá rendir a ésta, durante la vigencia de la concesión o concesiones otorgadas o de aquéllas que la sustituyan, los informes técnicos sobre reservas de minerales o sustancias, positivas, probables y potenciales, así como los informes para acreditar volumen, ley y precios de facturación o liquidación del mineral o sustancia extraído, una vez que se haya inscrito en el Registro el título correspondiente;

XIII. Los términos y condiciones en que será devuelta a los participantes la documentación exhibida para su registro, así como, en su caso, la recibida por concepto de propuesta económica durante la segunda fase del concurso, y

XIV. Los demás requisitos que se prevén en este Capítulo.

La Secretaría deberá notificar su determinación de posponer las fechas de realización de la fase correspondiente del concurso, al menos con diez días de anticipación, justificando su resolución, para dar cumplimiento a lo dispuesto en la fracción VII de este artículo.

La Secretaría deberá establecer, en las bases del concurso, el pago de penas convencionales por parte de los participantes, cuando éstos opten por retirar su propuesta económica, excepto cuando en los lineamientos, procedimientos, criterios y modalidad de presentación de propuesta económica se permita el ejercicio de dicha opción de retiro. Cuando la modalidad de presentación sea la de sobre cerrado, no podrá preverse en las bases la opción de retiro de la propuesta económica.

También se fijará una pena convencional que será equivalente al monto de la contraprestación económica ofrecida o determinada en las bases del concurso, para el caso de que el ganador renuncie a su derecho de obtener la concesión previamente a la expedición del título respectivo. En este supuesto, podrá aplicarse a dicha pena el pago que por concepto de contraprestación económica, hubiere exhibido el participante ganador, en los términos de las bases.

ARTÍCULO 32.- Para efectos de los concursos previstos en el artículo 13 BIS de la Ley, se entiende por:

I. Contraprestación económica: la cantidad que los participantes deberán cubrir al Servicio Geológico, en los términos y condiciones que se determinen en las bases del concurso, y

II. Prima por descubrimiento: el porcentaje fijo o variable que una vez multiplicado por el valor de facturación o liquidación de los minerales o sustancias que se obtengan durante la vigencia de las concesiones mineras o de aquéllas que la sustituyan, resulta en el monto que deberá ser cubierto por el concesionario al Servicio Geológico, en los términos y condiciones que se establezcan en las bases del concurso, salvo que dicho concesionario cubra las cantidades a que se refiere el párrafo siguiente en sustitución del referido monto. El porcentaje variable será aquel que, en su caso fije la Secretaría en las bases del concurso correspondiente.

Tratándose de la prima por descubrimiento, la Secretaría establecerá en las bases del concurso, por dicho concepto, una regalía mínima. Para tal efecto, la Secretaría fijará en tales bases cantidades que deberán ser cubiertas por el concesionario al Servicio Geológico como monto correspondiente al pago por la prima por descubrimiento, siempre y cuando resulten superiores al referido en la fracción II de este artículo. La opción de establecer la regalía mínima será ejercida, exclusivamente, cuando la Secretaría determine el monto específico de la prima por descubrimiento conforme al artículo 33 de este Reglamento.

La Secretaría establecerá en las bases del concurso, la entrega por parte del concesionario de los informes trimestrales contables para efectos del control del pago de la prima por descubrimiento, así como el índice para actualizar los valores de la cantidad que se deba cubrir al Servicio Geológico por concepto de la contraprestación económica, y el índice para actualizar el monto que se deba cubrir, en su caso, como pago por la prima por descubrimiento en los términos

del párrafo segundo de este artículo. Dichos índices tomarán en cuenta, entre otros aspectos, el tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana y los precios de los diversos minerales o sustancias de que se trate, en los mercados internacionales.

ARTÍCULO 33.- La Secretaría determinará en las bases del concurso un monto específico para la contraprestación económica o para la prima por descubrimiento, pero en ningún caso para ambas.

Si la Secretaría no fija un monto específico, en los términos del párrafo anterior, ambos montos deberán ser ofrecidos por los participantes en la segunda fase del concurso, conforme a lo dispuesto en las bases del mismo. En este supuesto, el ganador del concurso será aquél que presente la mejor propuesta económica con base en el método a que se refiere la fracción V del artículo 31 de este Reglamento.

En caso de que la Secretaría determine en dichas bases el monto específico de la contraprestación económica o de la prima por descubrimiento, la propuesta ganadora será la que ofrezca mayor prima por descubrimiento o mayor contraprestación económica, respectivamente.

Para los efectos de este Capítulo se entenderá que la propuesta económica de dos o más participantes se encuentra empatada, cuando el monto específico ofrecido, en los términos de este artículo, referido a la prima por descubrimiento o a la contraprestación económica sea el mismo, o bien, cuando la valoración de la propuesta económica de los referidos participantes, en los términos del método a que se refiere el segundo párrafo de este artículo, sea la misma.

ARTÍCULO 34.- La Secretaría fijará un monto mínimo para la prima por descubrimiento o para la contraprestación económica, cuando hubiere establecido en las bases del concurso un monto específico para dicha contraprestación o prima, respectivamente, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo anterior, quedando a su juicio el dar a conocer dicho monto mínimo en las bases respectivas, durante el concurso o en fecha posterior a la terminación de éste.

Asimismo, la Secretaría dará a conocer la metodología que hubiere utilizado para determinar el referido monto mínimo, salvo que su contenido actualice alguna de las hipótesis previstas en los artículos 13 y 14 de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental.

La Secretaría también fijará un monto mínimo para valorar la propuesta económica ofrecida por los participantes, conforme al método a que se refiere la fracción V del artículo 31 de este Reglamento, cuando no fije el monto específico.

Cuando la Secretaría opte por no dar a conocer el monto mínimo que hubiere determinado, en las bases o durante el concurso, deberá darlos a conocer a un fedatario público, a fin de que éste pueda constatar, en la segunda fase de dicho concurso, que al menos una de las propuestas económicas presentadas cumple con el citado monto mínimo, haciendo mención de este procedimiento en las bases. Si en este supuesto ninguno de los participantes ofrece en su propuesta económica al menos el monto mínimo determinado por la Secretaría, se estará a lo dispuesto en el artículo 38 de este Reglamento.

En caso de que la Secretaría opte por hacer del conocimiento de los participantes durante el concurso, el monto mínimo o el método bajo el cual

ésta calculó dicho monto, lo hará mediante comunicación por escrito, antes de finalizar la fase de registro del concurso.

ARTÍCULO 35.- Para efecto de lo dispuesto en el inciso b) de la fracción II del artículo 13 BIS de la Ley, los requisitos que deberán acreditar los participantes son los siguientes:

- I. Capacidad jurídica:
 - a) Ser de nacionalidad mexicana tratándose de personas físicas;
 - b) Estar inscritos en el Registro Agrario Nacional, en el caso de ejidos o comunidades agrarias, mediante la constancia respectiva;
 - c) Comprobar que cumplen con las condiciones y requerimientos establecidos en el artículo 11 de la Ley si se trata de personas morales, por medio de testimonio original o, en su caso, copia certificada notarial de su escritura constitutiva o de la que consigne sus estatutos vigentes, y
 - d) Estar inscrita en el Registro en el caso de una sociedad minera, o bien, que se encuentra en trámite su inscripción en dicho Registro mediante la constancia respectiva;
- II. Capacidad técnica:
 - a) Tener experiencia en la exploración y explotación de yacimientos mineros, o
 - b) Contar con personal técnico a su servicio con la experiencia mencionada en el inciso anterior, o
 - c) Tener celebrado un contrato de prestación de servicios o de obra con una empresa especializada en trabajos mineros.

Para comprobar los casos mencionados en los incisos a) y b) anteriores, se presentará el curriculum del participante o del personal técnico a su servicio, según el caso, y respecto del inciso c), copia certificada del contrato celebrado.

Para efectos de esta fracción, se establecerá en las bases del concurso, el procedimiento mediante el cual la Secretaría calificará y determinará que los interesados acreditan, en su caso, la capacidad técnica, y

- III. Capacidad económica: un valor monetario equivalente en moneda nacional a la inversión mínima en obras y trabajos de exploración prevista en el artículo 59, o su actualización conforme el artículo 60, ambos del presente Reglamento, para el primer año. Para efectos de su comprobación:
 - a) Las personas físicas y los ejidos o comunidades agrarias, presentarán avalúo de bienes de propiedad comprobada o certificación de depósitos bancarios, referidos a cualquiera de los tres meses inmediatos anteriores a la fecha en que esta documentación sea presentada para la obtención del registro correspondiente, y
 - b) Las personas morales presentarán los estados financieros de cualquiera de los tres meses inmediatos anteriores a la celebración del concurso o los estados de cuenta bancarios de la sociedad, o de los accionistas o socios o ambos, correspondientes a cualquiera de los tres meses previos a la fecha indicada en el inciso anterior, tratándose de las demás personas morales.

La Secretaría podrá establecer en las bases del concurso que la capacidad económica podrá acreditarse, a opción del interesado, mediante los documentos establecidos en esta fracción III, o bien, mediante la exhibición de la garantía de seriedad a que se refiere el artículo siguiente, o entregando cualquier otra documentación que la Secretaría indique en las bases con el mismo fin.

ARTÍCULO 36.- La Secretaría podrá exigir a los participantes la exhibición de una garantía de seriedad para cubrir la eventualidad de retiro del concurso con posterioridad a la fecha establecida en las bases para tal efecto. Dicha garantía podrá aplicarse para cubrir, en su caso, las penas convencionales a que se refieren los dos últimos párrafos del artículo 31 de este Reglamento.

Para efectos del presente artículo, no se podrá exigir un monto para la garantía de seriedad, que exceda del 10% de la contraprestación económica que se señale en las bases correspondientes.

La Secretaría determinará en las bases del concurso, los términos y condiciones en que deberá ser exhibida la garantía respectiva.

Dicha garantía deberá constituirse mediante una carta irrevocable de crédito o mediante fianza, otorgadas por institución autorizada, o cheque certificado o cheque de caja. La garantía deberá liberarse para todos los participantes a más tardar en cinco días contados a partir de la fecha del fallo, con excepción de la correspondiente al ganador del concurso, la cual se liberará cuando se le expida el título de concesión respectivo.

ARTÍCULO 37.- Sin perjuicio de las sanciones que procedan conforme a la Ley Federal de Competencia Económica, se descalificará a los participantes que, antes o durante el proceso del concurso, cooperen, colaboren, discutan o revelen de manera alguna sus posturas u ofertas o sus estrategias de participación en el concurso, o teniendo conocimiento de que otros participantes han incurrido en estas conductas, no lo comuniquen a la Secretaría.

ARTÍCULO 38.- En caso de que no existan personas registradas o que ninguna de ellas ofrezca una contraprestación económica, prima por descubrimiento o propuesta económica que supere el monto mínimo establecido conforme al artículo 34 de este Reglamento, la Secretaría declarará desierto el concurso y procederá en los términos del segundo párrafo del artículo 14 de la Ley.

CAPÍTULO III

De las Reservas Mineras

ARTÍCULO 39.- Para los efectos de incorporar una zona a reservas mineras, se entiende por obras y trabajos de exploración a semidetalle aquéllos que permiten conocer la morfología del depósito mineral; el rumbo, inclinación y fallamientos principales del mismo; su longitud y espesor, así como los contenidos y uniformidad de la mineralización.

ARTÍCULO 40.- Para incorporar una zona a reservas mineras, la Secretaría previamente deberá elaborar una manifestación de impacto regulatorio sobre el efecto de dicha incorporación, en los términos del Capítulo Tercero de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, tomando en cuenta, entre otros aspectos, el valor a precios de mercado de las reservas minerales, en su calidad de probables y potenciales, cubicadas con motivo de las obras y trabajos desarrollados y el beneficio que se obtendría por el uso alternativo del terreno o del uso del depósito mineral que éste contenga.

TÍTULO TERCERO

Derechos que Confieren las Concesiones y Asignaciones Mineras

CAPÍTULO I

De los Derechos Diversos

ARTÍCULO 41.- Conforme a lo dispuesto por el primer párrafo del artículo 20 de la Ley, las solicitudes para realizar obras y trabajos de exploración y de

explotación de carbón en todas sus variedades en terrenos amparados por asignaciones petroleras, deberán contener:

- I. Nombre del concesionario o de quien lleve a cabo las obras y trabajos de exploración o de explotación mediante contrato;
- II. Los datos señalados en el artículo 16, fracciones II a VII de este Reglamento, referidos al lote minero que ampare la concesión, así como número de título;
- III. Datos que identifiquen a la asignación petrolera donde se desarrollarán las obras y trabajos, y
- IV. Naturaleza de las obras y trabajos que se desarrollarán y la forma como se llevarán a cabo.

La Secretaría turnará a la Secretaría de Energía copia de la solicitud para que, dentro de un plazo de veinte días contado a partir de la fecha de su recepción, opine sobre las condiciones técnicas a que deberán sujetarse. Transcurrido el plazo sin que se haya emitido opinión, ésta se entenderá emitida sin objeciones y la Secretaría resolverá lo que corresponda.

Si la Secretaría no notifica al interesado su resolución dentro de los veinticinco días siguientes a la fecha de recepción de la solicitud o de sus aclaraciones, ésta se tendrá por aprobada.

ARTÍCULO 42.- Para el aprovechamiento de las aguas distintas a las provenientes del laboreo de las minas, así como respecto de las aguas superficiales comprendidas dentro del lote minero que ampare la concesión, se estará a lo establecido por la ley de la materia.

ARTÍCULO 43.- Las solicitudes de reducción, división, identificación o unificación de superficie amparada por concesiones y asignaciones mineras, además de lo previsto en el artículo 4o. de este Reglamento deberán contener:

- I. Nombre del titular de la concesión o concesiones por afectar;
- II. Nombre del lote, en el caso de reducción, división o identificación, o de los lotes, si se trata de unificación, así como número de título;
- III. Nombre del nuevo lote por conservar en el caso de reducción, identificación o unificación o lotes, si se trata de reducción o división, y su superficie;
- IV. Las coordenadas correspondientes del punto de partida del nuevo lote o lotes;
- V. Lados, rumbos, distancias horizontales y colindancias del perímetro del nuevo lote o lotes y, en su caso, de cada línea o líneas auxiliares del punto de partida a su respectivo perímetro. Las solicitudes respecto de lotes que tengan perímetros interiores deberán señalar tal circunstancia en la solicitud correspondiente, y
- VI. Liga o ligas topográficas del punto de partida del nuevo lote o lotes al punto o puntos de partida del lote o lotes que se sustituyen, en su caso.

Sin perjuicio de lo anterior, la Secretaría podrá desaprobado las solicitudes a que se refiere el presente artículo, si sus titulares incumplieron con las obligaciones establecidas en el artículo 27 de la Ley, previo requerimiento al interesado para su cumplimiento.

En las solicitudes de división se deberá precisar adicionalmente el nombre del titular o titulares de los nuevos lotes, siempre y cuando éstos sean copropietarios de los derechos de la concesión que ampare el lote por dividir, así como la indicación de a cuál de ellos corresponderán los derechos y obligaciones que deriven de la expropiación, ocupación temporal o constitución de servidumbre, atendiendo a las razones que hayan fundamentado la afectación.

A la solicitud se acompañarán el título o duplicado del mismo y los informes de comprobación parcial de las obras y trabajos de exploración o de explotación efectuados en el lote o lotes por afectar, referidos hasta el mes inmediato anterior al de presentación de la solicitud.

En el caso de solicitudes de identificación o cuando se modifique el punto de partida del lote o lotes que se sustituyen, se adjuntarán sus correspondientes trabajos periciales, aplicándose en este supuesto el procedimiento previsto en el artículo 22 del presente Reglamento.

Las solicitudes de unificación deberán referirse a concesiones con lotes colindantes.

La Secretaría dispondrá de un plazo máximo de veinte días naturales contado a partir de la recepción de la solicitud para autorizarla o negarla y expedir el título correspondiente.

Para el caso de solicitudes de reducción, concluidos los plazos que se mencionan sin que la Secretaría emita resolución, se entenderá aprobada la solicitud respectiva y deberá expedirse el título o títulos correspondientes a más tardar dentro de los cinco días hábiles siguientes.

ARTÍCULO 44.- Las solicitudes para desistirse de la titularidad de concesiones o asignaciones mineras, así como de solicitudes o promociones en trámite, además de lo previsto en el artículo 4o. de este Reglamento deberán contener:

- I. Nombre del lote y número de título o expediente;
- II. Fecha de presentación y número de registro de la solicitud o promoción que consigne el derecho objeto del desistimiento, y
- III. La firma de todos los cotitulares. En el caso de representantes legales, deberán contar con facultades para ejercer actos de dominio, o bien tener facultades expresas para el desistimiento de concesiones.

Dentro de un plazo de veinte días naturales, contado a partir de la recepción del escrito correspondiente, la Secretaría verificará si en los cinco días anteriores, en el caso de desistimiento de la titularidad de concesiones mineras, o en los siete días anteriores, si se trata de desistimiento de una solicitud o promoción en trámite, se ha recibido en la oficialía de partes una solicitud que pueda afectar derechos de terceros, en cuyo caso, resolverá la improcedencia del desistimiento.

Concluido el plazo a que se refiere este artículo sin que la Secretaría emita resolución, el desistimiento surtirá sus efectos a partir de la fecha de presentación del escrito correspondiente, siempre que no se afecten derechos de terceros inscritos en el Registro.

ARTÍCULO 45.- Las solicitudes para el agrupamiento de concesiones mineras, la incorporación o separación de éstas a uno o más agrupamientos, además de lo previsto en el artículo 4o. de este Reglamento, deberán contener:

- I. Nombre del concesionario;
- II. Nombre del lote que encabezará o encabeza el agrupamiento y número de título;
- III. Nombre del o de los lotes por agrupar, o por incorporar o separar a un agrupamiento, y número de título, así como los perímetros interiores que se encuentren dentro de los mismos, y
- IV. Manifestación de que los lotes son colindantes o constituyen una unidad minera o minerometalúrgica desde el punto de vista técnico y administrativo, si se trata de agrupamientos o de incorporación a uno o más de éstos.

A la solicitud se acompañarán los informes de comprobación parcial de las obras y trabajos de exploración o de explotación efectuados en cada uno de los lotes por agrupar o separar, referidos hasta el mes inmediato anterior al de presentación de la solicitud.

Si la Secretaría no notifica al solicitante resolución alguna dentro de los veintiún días siguientes a la fecha de recepción de la solicitud o de sus aclaraciones, ésta se tendrá por aprobada.

ARTÍCULO 46.- Para los efectos del artículo 25 de la Ley, se considera que lotes mineros no colindantes constituyen una unidad minera o minerometalúrgica desde el punto de vista técnico y administrativo, siempre y cuando:

- I. Los controles administrativos, técnicos, contables y fiscales relacionados con las concesiones que amparen a dichos lotes estén a cargo de la referida unidad, y
- II. Los lotes estén comprendidos dentro de una misma zona metalogenética de las consignadas en la Carta Geológica de la República Mexicana.

ARTÍCULO 47.- Las solicitudes para corrección administrativa de títulos de concesión o asignación minera deberán contener los datos a que se refieren los artículos 4o. y 44, fracción I de este Reglamento así como los datos presumiblemente erróneos por corregir.

A la solicitud se acompañará el título o duplicado del mismo, objeto de la corrección administrativa.

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo siguiente, la Secretaría dispondrá de un plazo máximo de cinco días para aprobar o negar la corrección administrativa del título de concesión minera. Concluido dicho plazo sin que se emita resolución, se entenderá aprobada la solicitud respectiva y la Secretaría procederá a efectuar la corrección dentro de los cinco días siguientes.

ARTÍCULO 48.- Tratándose de solicitudes de corrección administrativa a las coordinadas del punto de partida de un título de concesión o asignación minera obtenidas por medios distintos al posicionamiento previsto en la fracción XIV del artículo 1o. del presente Reglamento, la Secretaría resolverá la solicitud de corrección administrativa conforme al siguiente procedimiento:

- I. La Secretaría, dentro de los quince días siguientes a la recepción de los trabajos periciales, determinará, en los casos en que resulte posible alguna afectación de derechos, si es necesaria la realización de una visita de inspección y, en caso de serlo, notificará esta situación al particular dentro del mismo plazo, haciéndole saber el costo de la visita, de conformidad con la Ley Federal de Derechos, y le fijará un plazo de cinco días, contado a partir de la fecha del recibo del oficio relativo, para que acredite el pago de la misma. Si no se acredita el pago, la Secretaría tendrá al interesado por desistido de su solicitud;
- II. Dentro de los siguientes quince días a la acreditación del pago anterior, la Secretaría efectuará la visita de inspección con arreglo a lo dispuesto por el artículo 53 de la Ley;
- III. Una vez realizada la visita o concluidos los plazos a que se refieren las fracciones anteriores, sin que se hubiere determinado la realización de la visita, o bien, sin que se haya realizado la misma, según corresponda, la Secretaría deberá proceder al desahogo de las pruebas ofrecidas, dentro de los quince días siguientes, prorrogables a treinta en razón de la naturaleza de las mismas;

IV. Paralelamente al procedimiento descrito en las fracciones anteriores, la Secretaría deberá calificar los trabajos periciales conforme a lo establecido en el artículo 22 de este Reglamento.

En el supuesto de que se requiera al interesado la presentación de correcciones a los nuevos trabajos periciales presentados con motivo del trámite a que se refiere este artículo, el plazo de respuesta se suspenderá reanudándose a partir del día inmediato siguiente a aquél en que el interesado dé cumplimiento al requerimiento respectivo, y

V. Una vez desahogadas las pruebas y realizada la calificación de los trabajos periciales, la Secretaría deberá aprobar o negar la solicitud de corrección administrativa del título de concesión o asignación minera de que se trate, dentro de los quince días siguientes.

ARTÍCULO 49.- Las solicitudes para la expedición de duplicado del título de concesión o asignación minera deberán contener los datos a que aluden los artículos 4o. y 44, fracción I de este Reglamento.

Los duplicados se expedirán dentro de los cinco días siguientes a la recepción de la solicitud respectiva conteniendo los datos y constancias que obren inscritos en el Registro.

CAPÍTULO II

De las Expropiaciones, Ocupaciones Temporales y Constitución de Servidumbres

ARTÍCULO 50.- Las solicitudes de expropiación, ocupación temporal o constitución de servidumbre, deberán contener:

- I.** Nombre del concesionario o de quien lleve a cabo las obras y trabajos de exploración, de explotación y beneficio de minerales mediante contrato;
- II.** Nombre del lote y número de título que ampare los derechos del solicitante;
- III.** Clase de afectación que se solicita, y tratándose de servidumbre la mención de si es superficial o subterránea.

En este último supuesto, nombre del lote y en su caso, número del título correspondiente por afectar;

- IV.** Superficie del terreno que se pretende afectar, considerando en todos los casos lo siguiente:
 - a)** El terreno objeto de la afectación esté comprendido dentro del lote minero que ampare la concesión beneficiaria de la misma, tratándose de ocupaciones temporales;
 - b)** El terreno objeto de la afectación atraviese concesiones o asignaciones mineras preexistentes, tratándose de servidumbres de paso, y
 - c)** El lote amparado por las concesiones o asignaciones mineras objeto de afectación, sea colindante con el lote minero que amparado por la concesión o asignación minera beneficiaria, tratándose de servidumbres subterráneas;
- V.** Datos relativos al punto de partida, a la línea o líneas auxiliares y al perímetro del terreno objeto de la afectación y la liga al punto de partida de la concesión o asignación minera beneficiaria de la misma;
- VI.** Nombre y domicilio del propietario del terreno o del titular de la concesión o asignación objeto de la afectación;
- VII.** Obras y trabajos que se ejecutarán, uso que se dará al terreno y razones que fundamenten la expropiación, ocupación temporal o servidumbre, y
- VIII.** Duración de la ocupación o servidumbre, que no excederá de la vigencia de la concesión.

A la solicitud se acompañará el avalúo practicado a costa del interesado por el INDAABIN, así como, en su caso, la documentación que acredite fehacientemente la conformidad del afectado.

Las solicitudes de expropiación, se sustanciarán conforme lo previsto en la Ley de Expropiación, o la Ley Agraria si se trata de Bienes Ejidales y Comunales.

ARTÍCULO 51.- La Secretaría resolverá favorablemente la ocupación temporal o constitución de servidumbre dentro de los quince días siguientes a la recepción de la solicitud una vez que reúna los requisitos previstos en el artículo 50 del presente Reglamento y sin necesidad de practicar visita, cuando:

- I. Se acredite fehacientemente la conformidad del afectado. Para efectos de esta fracción se tendrá por fehacientemente acreditada la conformidad cuando:
 - a) La manifestación de la conformidad sea otorgada o ratificada ante fedatario público, o
 - b) Manifieste su conformidad al dar respuesta al oficio a que hace referencia la fracción I del artículo 52 del presente Reglamento.
- II. El monto de la indemnización pactada sea cuando menos igual al que corresponda según el avalúo practicado por el INDAABIN.

ARTÍCULO 52.- Cuando la solicitud de ocupación temporal o servidumbre no venga acompañada del documento con que se acredite fehacientemente la conformidad del afectado o se trate de expropiaciones, la Secretaría iniciará el procedimiento administrativo de acuerdo a lo siguiente:

- I. La Secretaría dará a conocer por escrito al afectado la solicitud de expropiación, ocupación temporal o constitución de servidumbre, para que dentro de un plazo de quince días, manifieste lo que a su derecho convenga;
- II. Si el afectado manifiesta por escrito su conformidad con la afectación, la Secretaría resolverá en el término fijado por el artículo 51 del presente Reglamento contado a partir de la recepción de la manifestación de la conformidad;
- III. Si el afectado manifiesta su inconformidad o no contesta dentro del plazo señalado, la Secretaría ordenará la realización de una visita. El costo de la visita correrá a cargo del solicitante a quien de no exhibir el pago de los derechos correspondientes en el término fijado por la Secretaría, se le tendrá por desistido de su trámite;
- IV. El inspector practicará la visita en el lugar, fecha y hora señalados, ante las partes o sus representantes legales debidamente acreditados, así como ante dos testigos designados por el afectado, y en caso de negativa de éste, por el inspector. Durante el desarrollo de la visita, el inspector verificará la necesidad de la afectación solicitada, la extensión del terreno por afectar y los daños que puedan causarse a bienes de interés público, afectos a un servicio público o de propiedad privada, ejidal o comunal;
- V. Si el afectado no se presentare a la visita, se le citará una segunda vez, apercibiéndole que en caso de que no se presente a la nueva visita, se tendrá por acreditada la necesidad de la afectación;

- VI. Desahogada la visita, el inspector levantará acta circunstanciada que deberá contener relación de los hechos y las manifestaciones de las partes, y será firmada por los asistentes a la misma, y si alguno se niega a firmarla se hará constar en ella, sin que tal circunstancia afecte el valor probatorio de dicha acta;
- VII. El inspector deberá rendir a la Secretaría dictamen técnico fundado, dentro de un plazo máximo de quince días naturales siguientes al desahogo de la visita;
- VIII. La Secretaría, con base en el dictamen técnico, resolverá sobre la procedencia de la ocupación temporal o constitución de servidumbre señalando como monto de la indemnización el correspondiente al avalúo practicado por el INDAABIN, o bien, someterá a la consideración del Titular del Ejecutivo Federal el decreto de expropiación respectivo, y
- IX. El plazo para emitir la resolución cuando se tenga que realizar la visita, no podrá ser mayor a seis meses a partir de la presentación de la solicitud, y se podrán admitir para su deshago las pruebas que durante el procedimiento aporten las partes.

Tratándose de expropiaciones que afecten bienes ejidales o comunales, la Secretaría turnará el expediente a la Secretaría de la Reforma Agraria.

ARTÍCULO 53.- Las indemnizaciones por concepto de expropiación deberán cubrirse en una sola exhibición, dentro de los treinta días hábiles siguientes a la fecha en que surta efectos la notificación del decreto respectivo. Tratándose de expropiaciones ejidales, éstas se sujetarán a la ley de la materia.

Las indemnizaciones por concepto de ocupación temporal o constitución de servidumbre deberán cubrirse anualmente, dentro de los treinta días hábiles siguientes a la fecha en que surta efectos la notificación de la resolución, y posteriormente en cada aniversario de ésta, dentro del plazo señalado.

El monto de las indemnizaciones anuales se actualizará en la fecha de cada aniversario, de acuerdo con la variación del Índice de Precios en los doce meses inmediatos anteriores.

CAPÍTULO III

De los Avalúos con motivo de la Ocupación Temporal, Constitución de Servidumbres y Expropiación

ARTÍCULO 54.- Las solicitudes de avalúo a que se refiere el artículo 50, penúltimo párrafo, de este Reglamento deberán substanciarse conforme al Reglamento del Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales.

ARTÍCULO 55.- Para los efectos descritos en el artículo 21 de la Ley, los criterios para determinar el monto de la indemnización que consigne el avalúo practicado por el INDAABIN con motivo de la ocupación temporal o la constitución de servidumbre superficial, serán los siguientes:

- I. Un pago por única vez equivalente al valor comercial de los bienes distintos del terreno objeto de la afectación, que deberá cubrirse en la primera indemnización;
- II. Un pago anual durante la vigencia de la afectación equivalente a la renta del terreno por afectar o a la depreciación de las obras y caminos existentes, y
- III. Tratándose de la ocupación temporal de terrenos destinados a presas de jales, depósitos de escorias o graseros, explotación a cielo abierto y obras subterráneas que ocasionen o puedan ocasionar hundimiento de la superficie, se cubrirá una compensación anual adicional durante los cinco primeros años de vigencia de la afectación equivalente al 50% de la renta de dicho terreno.

ARTÍCULO 56.- La Secretaría deberá solicitar la reconsideración de los avalúos efectuados por el INDAABIN, en términos del Reglamento del Instituto de Administración de Avalúos de Bienes Nacionales, en caso de que así sea requerido por el solicitante de la afectación.

TÍTULO CUARTO

Obligaciones que Imponen las Concesiones y Asignaciones Mineras y el Beneficio de Minerales

CAPÍTULO I

De las Obligaciones Diversas

ARTÍCULO 57.- Los titulares de concesiones mineras o agrupamiento de éstas o quienes lleven a cabo obras y trabajos mediante contrato, deberán designar como responsable del cumplimiento de las normas de seguridad en las minas a un ingeniero de minas que cuente con cédula profesional, siempre y cuando las obras y trabajos involucren a más de nueve trabajadores en el caso de las minas de carbón y más de cuarenta y nueve trabajadores en los demás casos.

Si de alguna visita de inspección que, en su caso se practique, se desprende la convicción de la existencia de peligro o daño inminente, la Secretaría ordenará de inmediato la suspensión provisional de las obras y trabajos, así como las medidas de seguridad necesarias. Lo anterior en términos del artículo 43, segundo párrafo de la Ley.

Una vez que se ha emitido una suspensión provisional el titular de los derechos mineros tendrá un plazo de treinta días, contado a partir de la fecha en que fue notificada dicha suspensión, a fin de que dentro de ese término acredite a esta Secretaría que la autoridad laboral le tiene por cumplidas las observaciones que en su caso le fueron formuladas por la Secretaría y levantará la suspensión temporal dictada.

De no acreditar el cumplimiento, se procederá a resolver la suspensión definitiva de las obras y trabajos mineros y se iniciará el procedimiento administrativo de cancelación de la concesión minera por incumplimiento a lo ordenado en la fracción IV del artículo 27 de la Ley, observando lo previsto en el artículo 77 del presente Reglamento.

Las obras permanentes de fortificación, los ademes y demás instalaciones necesarias para la estabilidad y seguridad de las minas son accesiones de éstas y, por consiguiente, no podrán ser retiradas o destruidas.

Para la realización de obras o actividades de exploración, explotación y beneficio de minerales o sustancias, los titulares de concesiones o asignaciones mineras deberán cumplir con las distintas legislaciones federales y estatales que apliquen al tipo de operación de que se trate.

ARTÍCULO 58.- Los titulares de concesiones y asignaciones mineras están obligados a conservar en el mismo lugar y a mantener en buen estado la mojonera o señal que precise la ubicación del punto de partida, obligación que subsistirá aun cuando dicho punto de partida se sustituya con motivo de la presentación de solicitudes de reducción, división, identificación o unificación de superficie.

Las coordenadas que aparezcan en el título, serán las mismas que se aportaron en la solicitud de concesión o asignación minera, y prevalecerán sobre cualquier testimonial, descripción, dato u obra.

Cuando derivado de las condiciones de trabajo se requiera destruir la mojonera que indica la posición del punto de partida de un lote minero, el

interesado podrá hacerlo previo posicionamiento y construcción de una nueva mojonera, con las particularidades que señale el Manual. A estos efectos, el interesado deberá rendir un informe a la Secretaría, dentro de los veintidós días hábiles siguientes a la construcción de la nueva mojonera o señal, el cual deberá contener los siguientes requisitos:

- I. Nombre del titular de la concesión;
- II. Nombre del lote y número de título o expediente;
- III. Motivo por el que se procedió a destruir la mojonera original y datos de la ubicación de la misma con sus coordenadas, antes de su destrucción;
- IV. Coordenadas correspondientes a la nueva mojonera o anexando la memoria del posicionamiento, y
- V. Acompañar una fotografía, que señale la ubicación de la mojonera original antes de su destrucción y dos fotografías que expresen la ubicación de la nueva mojonera o señal, así como el plano correspondiente suscrito por un perito minero.

CAPÍTULO II

De la Ejecución y Comprobación de Obras y Trabajos de Exploración o Explotación

ARTÍCULO 59.- Las inversiones en las obras y trabajos previstos por la Ley que se realicen en concesiones mineras o el valor de los productos minerales obtenidos deberán ser equivalentes cuando menos a la cantidad que resulte de aplicar las cuotas del siguiente cuadro al número total de hectáreas que ampare la concesión minera o el agrupamiento de éstas:

Rango superficie (has.)		CONCESIÓN MINERA				
		Cuota Fija	Cuota adicional anual por hectárea (pesos por hectárea)			
			1er año	2o. a 4o. año	5o. a 6o. año	7o. año en adelante
hasta 30	30	262.24	10.48	41.95	62.93	63.93
mayor a 30 y hasta 100	100	524.49	20.97	83.91	125.88	125.88
mayor a 100 y hasta 500	500	1048.99	41.95	125.88	251.75	251.75
mayor a 500 y hasta 1000	1000	3146.98	38.81	119.91	251.75	503.51
mayor a 1000 y hasta 5000	5000	6293.97	35.66	115.39	251.75	1007.03
mayor a 5000 y hasta 50000	50000	22028.92	32.52	111.19	251.75	2014.07
mayor a 50000	50001	209799.28	29.37	104.90	251.75	2014.07

Tratándose de agrupamientos, la cuota adicional por hectárea se aplicará con base en la vigencia de la concesión más antigua que forme parte de dicho agrupamiento.

ARTÍCULO 60.- Las cuotas a que se refiere el artículo 59 de este Reglamento se actualizarán anualmente, multiplicándolas por el factor de actualización correspondiente al año por comprobarse. Dicho factor se calculará dividiendo el valor en puntos del Índice de Precios correspondiente al mes de octubre del año inmediato anterior al año por comprobarse, entre el valor en puntos del Índice de Precios correspondiente al año base del ejercicio fiscal en que se efectúe el cálculo respectivo. La actualización de las cuotas surtirá efectos a partir del 1 de enero y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre del año por comprobarse.

Para que surta efectos la actualización, la Secretaría deberá publicar en el Diario Oficial de la Federación el aviso con las cuotas a que se refiere el artículo 59 de este Reglamento debidamente actualizadas durante el mes de diciembre del año inmediato anterior al año por comprobarse.

ARTÍCULO 61.- Cuando el período por comprobar sea menor de un año, el monto que resulte de aplicar las cuotas a que se refiere el artículo 59 de este Reglamento deberá dividirse entre doce y multiplicarse por el número de meses que correspondan a la comprobación.

Sólo se requerirán dichas comprobaciones parciales cuando el período por comprobar sea superior a sesenta días, debiéndose presentar el informe correspondiente a la Secretaría, en los términos de lo dispuesto en el último párrafo del artículo 28 de la Ley.

ARTÍCULO 62.- Las inversiones en obras y trabajos mineros en los rubros que determina el artículo 29 de la Ley se aplicarán con base en los criterios contables para efectos de formular el flujo de efectivo, esto es en el momento en que efectivamente sean desembolsadas.

El valor de liquidación que se considerará para efectos de comprobar obras y trabajos mineros será el que corresponda a los contenidos económicamente aprovechables, sin aplicar las deducciones por tratamiento e impurezas.

Aquellas inversiones o el valor de los productos minerales obtenidos que excedan en un período del mínimo por comprobar podrán ser aplicados en comprobaciones subsecuentes, de la manera siguiente: el excedente se dividirá entre el valor del Índice de Precios correspondiente al mes de octubre del año inmediato anterior al año que se comprobó, y el cociente que resulte habrá de multiplicarse por el valor del Índice de Precios que corresponda al mes de octubre del año inmediato anterior al año de comprobación en el cual es aplicado.

ARTÍCULO 63.- Los informes que se entreguen a la Secretaría para comprobar la ejecución de las obras y trabajos mineros, deberán contener:

- I. Nombre del titular de la concesión minera o de quien lleve a cabo las obras y trabajos mineros mediante contrato;
- II. Nombre del lote o de aquél que encabece el agrupamiento y número de título;
- III. Período por comprobar;
- IV. Importe desglosado de la inversión efectuada o importe del valor de facturación o liquidación de la producción obtenida, o bien, indicación de la causa que motivó la suspensión temporal de las obras o trabajos;
- V. Excedente por aplicar de comprobaciones anteriores y su actualización;
- VI. Monto por aplicar en comprobaciones subsecuentes, y
- VII. Plano de localización y descripción de las obras realizadas en el periodo.

Al informe se acompañará, en su caso, la documentación que acredite que fue imposible la realización de las obras y trabajos, de acuerdo con lo establecido por el artículo siguiente.

Se tendrán por presentados los informes para comprobar la ejecución de las obras y trabajos mineros de aquellas personas que, como titulares o cotitulares de concesiones mineras o de los derechos que de ellas deriven, amparen una superficie en conjunto de hasta mil hectáreas; lo anterior, sin perjuicio de la facultad de la Secretaría para verificar en cualquier momento la ejecución de dichas obras y trabajos, independientemente de la superficie que amparen los lotes mineros.

ARTÍCULO 64.- Para los efectos del artículo 31 de la Ley, se tendrá por suspendida temporalmente la obligación de ejecutar las obras y trabajos de exploración y de explotación cuando se acredite a la Secretaría, respecto de la concesión o concesiones mineras correspondientes, cualquiera de las causas siguientes:

- I. La imposibilidad técnica o incosteabilidad económica de llevar a cabo las obras y trabajos de exploración o explotación, mediante declaración por escrito;
- II. La huelga o suspensión temporal de las relaciones de trabajo, por medio de copia certificada de la resolución o autorización respectiva;
- III. La suspensión de pagos, quiebra, embargo o el fallecimiento del concesionario sin que exista albacea por un plazo máximo de dos años siguientes al deceso, mediante copia certificada de la resolución judicial correspondiente o testimonio notarial de radicación de la sucesión y aceptación del albacea, o
- IV. La explosión, derrumbe, incendio, inundación, terremoto, disturbio o cualquiera otra causa de fuerza mayor, por medio de certificación notarial o de autoridad con fe pública que consigne los hechos.

ARTÍCULO 65.- La Secretaría, dentro de los treinta días hábiles siguientes a la recepción del informe de comprobación respectivo, podrá requerir al titular de la concesión minera para que, dentro de un plazo de veintidós días hábiles, contado a partir del oficio de notificación, presente las aclaraciones, datos faltantes o la documentación comprobatoria que acredite la inversión realizada o el mineral obtenido.

De no contestar el titular de la concesión satisfactoriamente el requerimiento dentro de dicho plazo, se tendrá por no presentado el informe de comprobación y la Secretaría iniciará el procedimiento de cancelación de la concesión o de aquéllas incorporadas al agrupamiento, conforme a lo previsto por el artículo 45, párrafo final de la Ley.

ARTÍCULO 66.- La Secretaría tendrá por no ejecutados y comprobados legalmente las obras y trabajos de exploración o de explotación cuando, en ejercicio de sus facultades de verificación, encuentre:

- I. Que el informe de comprobación contiene datos falsos o no se ajusta a lo realizado en el terreno, o
- II. Que los lotes mineros no colindantes objeto del agrupamiento no constituyen una unidad minera o minerometalúrgica, desde el punto de vista técnico y administrativo.

En los casos anteriores, la Secretaría iniciará el procedimiento de cancelación de la concesión o de aquéllas incorporadas al agrupamiento, en los términos del artículo 45, párrafo final de la Ley.

CAPÍTULO III

Del Beneficio de Minerales

ARTÍCULO 67.- El aviso sobre el inicio de operaciones de beneficio de minerales o sustancias sujetas a la aplicación de la Ley, deberá presentarse por escrito a la Secretaría dentro de los veintidós días hábiles siguientes a dicho inicio, y deberá contener:

- I. Nombre de la persona que lleve a cabo las operaciones de beneficio;
- II. Lugar de ubicación de las instalaciones, con expresión de la entidad federativa, municipio o delegación política;
- III. Sistema o sistemas de tratamiento;
- IV. Capacidad de tratamiento y de producto final en veinticuatro horas de servicio;
- V. Procedencia y naturaleza de los minerales o sustancias por beneficiar, y
- VI. Fecha de inicio de operaciones.

ARTÍCULO 68.- Para los efectos de los artículos 37, fracción V y 38, fracción II de la Ley, se considera que el mineral del sector social, pequeños o medianos mineros está siendo adquirido o procesado en condiciones competitivas, cuando:

- I. Se liquiden los contenidos económica y comercialmente aprovechables;
- II. El porcentaje que se liquide de dichos contenidos equivalga al que se cubra internacionalmente por instalaciones con sistema y capacidad de tratamiento análogos;
- III. Los pagos o abonos por contenidos sean realizados con base en el promedio de la cotización internacional del mes de cierre del lote del mineral o concentrado recibido;
- IV. Las deducciones por tratamiento e impurezas se apliquen conforme a las condiciones que prevalezcan en las transacciones internacionales, y
- V. Sean efectuados los descuentos en las deducciones por tratamiento que la Secretaría haya concertado con la gran minería, de acuerdo con lo previsto por el artículo 8o., fracción V de este Reglamento.

Las personas que para el beneficio de su mineral soliciten a una planta de concentración o de fundición la enajenación o procesamiento del mismo, deberán acreditar, ante el responsable de las operaciones de la planta, su legal procedencia, especificando la concesión minera de la que fue extraído el mineral o sustancia.

CAPÍTULO IV

De los Informes Estadísticos, Técnicos y Contables

ARTÍCULO 69.- Los concesionarios deberán entregar a la Secretaría el informe contable al que hace referencia la fracción VII del artículo 27 de la Ley, cuando en ejercicio de las facultades de verificación del cumplimiento de las obligaciones enunciadas en dicho artículo, le sea requerido por la Secretaría. Dicho informe deberá contener:

- I. Nombre del titular de la concesión o de quien lleve a cabo las obras y trabajos mineros mediante contrato;
- II. Nombre del lote o de aquél que encabece el agrupamiento y número de título;
- III. Período a que se refiere el informe;
- IV. Situación del lote antes de iniciar las obras y trabajos mineros, y
- V. Descripción genérica de las obras y trabajos ejecutados.

Asimismo, deberán entregar a la Secretaría el informe técnico a que hace referencia la fracción VII del artículo 27 de la Ley, dentro de los primeros treinta días hábiles del año siguiente al término de su sexto año de vigencia,

detallando las obras y trabajos mineros desarrollados. Dicho informe deberá contener:

- I. Nombre del titular de la concesión o de quien lleve a cabo estas obras y trabajos mediante contrato;
- II. Nombre del lote y número de título o listado de los lotes pertenecientes a un agrupamiento;
- III. Situación del lote antes de iniciar las obras y trabajos mineros, y
- IV. Descripción genérica de las obras y trabajos ejecutados.

ARTÍCULO 70.- Los titulares de concesiones mineras con más de seis años de vigencia están obligados a rendir a la Secretaría, de manera anual un informe sobre la producción, beneficio y destino de minerales o sustancias por el período enero-diciembre, dentro de los primeros treinta días hábiles del año siguiente al que se reporta. Dicho informe deberá contener:

- I. Nombre del titular de la concesión minera o de quien lleve a cabo estas obras y trabajos mediante contrato, o de la persona que realice las operaciones de beneficio;
- II. Nombre del lote y número de título o de aquél que encabece a un agrupamiento o bien listado de números de título de concesión minera tratándose de minerales o sustancias procesados a terceros en instalaciones de beneficio, fundición o refinación;
- III. Período a que se refiere el informe, y
- IV. Los datos de producción anual citando los minerales o sustancias extraídos, beneficiados, enviados a fundición o refinados y, en el caso de instalaciones de beneficio, fundición o refinación los productos o subproductos obtenidos; tonelaje seco extraído u obtenido y sus contenidos, tanto propio, adquirido o procesado a terceros; procedencia del mineral o sustancia y balance de producción, y volumen, valor y destino de la producción.

Asimismo, nombre de la empresa ubicada en territorio nacional operadora de las instalaciones de beneficio, fundición o refinación a las cuales se hayan remitido los minerales o sustancias extraídos, en su caso.

ARTÍCULO 71.- El contenido de los informes geológico-mineros que se deberán rendir a la Secretaría en los casos previstos en la fracción IX del artículo 27 de la Ley, indistintamente deberán contener:

- I. Información con el resultado de los reconocimientos geológicos realizados;
- II. Estructuras mineralizadas localizadas;
- III. Tipo de mineralización dentro del terreno concesionado;
- IV. En su caso, resultados del ensayo o análisis de las sustancias y minerales encontrados, y
- V. En su caso, cuantificación y clasificación de las reservas de mineral encontradas.

ARTÍCULO 72.- El contenido de los informes semestrales del Servicio Geológico a que se refiere la fracción X del artículo 27 de la Ley se ajustará a lo dispuesto en el artículo 71 del presente Reglamento.

ARTÍCULO 73.- El Servicio Geológico dentro de los ciento veinte días naturales anteriores al término de la vigencia de cada asignación, deberá rendir un informe sobre los resultados obtenidos con motivo de los trabajos llevados a cabo, mismo que deberá contener:

- I. Datos de la asignación minera y de su inscripción en el Registro;
- II. Situación del lote antes de iniciar las obras y trabajos de exploración;
- III. Descripción genérica de las obras y trabajos de exploración ejecutados;

- IV. Reservas probadas y probables y recursos medidos, indicados e inferidos;
- V. Nombre y superficie de los prospectos y proyectos que, en su caso, recomienda concursar o incorporar a reservas mineras y la justificación respectiva;
- VI. Las coordenadas correspondientes del punto de partida del lote o lotes por concursar o incorporar a reservas mineras;
- VII. Lados, rumbos, distancias horizontales y colindancias del perímetro de dicho lote o lotes y, en su caso, de la línea o líneas auxiliares del punto de partida al perímetro, y
- VIII. En su caso, perímetro o perímetros interiores del lote o lotes mineros.

Al informe se acompañarán los trabajos periciales del lote o lotes por concursar o incorporar a reservas mineras, las fotografías señaladas por la fracción V del artículo 21 de este Reglamento y planos de localización geológico-superficial, así como secciones longitudinales y transversales, además del muestreo y resultados del mismo.

Asimismo, el Servicio Geológico estará obligado a rendir anualmente a la Secretaría, dentro de los treinta días siguientes al término del periodo de enero a diciembre del año inmediato anterior que se reporta, un informe escrito de carácter público sobre los resultados obtenidos con motivo de las obras y trabajos realizados, el cual deberá contener la información señalada en las fracciones I a IV y VIII del presente artículo.

Los informes a que se refiere este artículo, serán públicos y su acceso se dará conforme los procedimientos previstos por la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental.

TÍTULO QUINTO

Nulidad, Cancelación, Suspensión e Insubsistencia de Derechos

CAPÍTULO ÚNICO

Disposiciones Generales

ARTÍCULO 74.- Las nulidades, suspensiones o insubsistencia de derechos a que se refiere el Capítulo Quinto de la Ley, con excepción de la nulidad prevista en la fracción II del artículo 40 de dicho ordenamiento y de la insubsistencia prevista en la fracción VI del artículo 44 del mismo, se resolverán a petición de:

- I. El propietario o poseedor del terreno que constituye la cara superior del lote objeto de la concesión minera, si la nulidad es solicitada debido a la obtención de minerales o sustancias no sujetos a la aplicación de la Ley;
- II. El titular de la concesión o asignación o del solicitante de éstas, si la petición de nulidad se formula por la invasión total o parcial de terreno no libre sobre su concesión, asignación o solicitud;
- III. La autoridad laboral, local o federal, cuando promueva la suspensión de las obras y trabajos por considerar que las condiciones de seguridad e higiene existentes ponen en peligro la vida e integridad física de los trabajadores o de los miembros de la comunidad;
- IV. Cualquier persona, cuando se promueva la suspensión de las obras y trabajos que causen o puedan causar daños a bienes de interés público o afectos a un servicio público, o del propietario o poseedor si se trata de bienes de propiedad privada, y

- V. El propietario del terreno objeto de la afectación, si es solicitada la reversión de los bienes expropiados o la declaración de insubsistencia de las resoluciones de ocupación temporal o constitución de servidumbre.

ARTÍCULO 75.- La nulidad, suspensión o insubsistencia de derechos a que se refiere el artículo anterior, se resolverá por la Secretaría a petición de la parte afectada, conforme al siguiente procedimiento:

- I. La parte afectada presentará su petición por escrito en la que, expresará el nombre del lote o lotes involucrados y número de título o de expediente, así como las razones y pruebas que ofrezca para fundar la petición. En caso de que existan uno o varios terceros perjudicados, el interesado deberá presentar las copias necesarias para correr traslado de la documentación a los mismos, a efecto de que se les de vista para que manifiesten lo que a su derecho convenga;
- II. En caso de que fuera necesaria la práctica de una vista, el interesado deberá exhibir el pago de los derechos en el tiempo que le fije la Secretaría, o se le tendrá por desistido de su trámite;
- III. Si el o los terceros perjudicados no se presentaren a la visita, se les citará una segunda vez, apercibiéndoles que de no presentarse a la nueva visita, se tendrán por ciertas las causas por las que se promueve la nulidad, suspensión o insubsistencia;
- IV. Una vez practicada la visita en los términos señalados por la fracción IV del artículo 52 del presente Reglamento, el inspector deberá rendir a la Secretaría un informe sobre el resultado de la inspección, dentro de un plazo de quince días naturales siguientes a la práctica de la misma, y
- V. La Secretaría, con base en el informe de la visita, dentro de los treinta días, dictará la resolución que proceda, con respecto a la suspensión provisional cuando ésta se haya solicitado.

El plazo para emitir la resolución definitiva, no podrá ser mayor a seis meses a partir de la presentación de la solicitud y se podrán admitir para su desahogo las pruebas que durante el procedimiento aporten las partes.

ARTÍCULO 76.- En el supuesto previsto por el artículo 40, fracción II de la Ley, la Secretaría iniciará de oficio el procedimiento para declarar la nulidad del título de concesión o asignación, cuando constate que el referido título fue expedido en favor de persona no capacitada por la Ley para obtenerlo, conforme a lo siguiente:

- I. La Secretaría notificará al titular de la concesión minera de que se trate, las razones que dan lugar a la nulidad correspondiente, a fin de que dicho titular, en un plazo de sesenta días hábiles, contado a partir de la fecha de recepción del oficio de notificación, manifieste lo que a su derecho convenga y ofrezca las pruebas que estime pertinentes;
- II. Recibida la contestación o concluido el plazo señalado en la fracción anterior, la Secretaría procederá al desahogo de las pruebas ofrecidas en un plazo de quince días hábiles prorrogables a treinta en razón de la naturaleza de las mismas, y
- III. La Secretaría, con base en las constancias existentes y el resultado del desahogo de las pruebas ofrecidas, dentro de los veintiún días hábiles siguientes a dicho desahogo, emitirá la resolución que corresponda y, de ser procedente, ordenará la nulidad del título de que se trate.

ARTÍCULO 77.- La Secretaría resolverá sobre las cancelaciones a que se refiere el artículo 42, fracción IV de la Ley mediante el siguiente procedimiento:

- I. La Secretaría notificará al titular de la concesión o asignación minera de que se trate, las razones que dan lugar a la cancelación correspondiente, acompañando copias de las actas e informes de las visitas practicadas, o bien de las constancias o documentos que acrediten la comisión de alguna de las infracciones señaladas en el artículo 55 de la Ley, a fin de que dicho titular, dentro de un plazo de sesenta días naturales, manifieste lo que a su derecho convenga y ofrezca las pruebas que estime pertinentes, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 56 de la Ley;
- II. Recibida la contestación o concluido el plazo señalado en la fracción anterior, la Secretaría, procederá al desahogo de las pruebas ofrecidas, dentro de los siguientes quince días hábiles, prorrogables a treinta en razón de la naturaleza de las mismas;
- III. Si con base en las constancias existentes o de los resultados de las pruebas desahogadas, la Secretaría considera que no ha quedado fehacientemente acreditada la causal de cancelación, podrá determinar la realización de una visita de inspección conforme a los lineamientos previstos por el artículo 53 de la Ley, la cual se llevará a cabo dentro de los siguientes veintiún días hábiles al desahogo de las pruebas, y
- IV. La Secretaría, con base en las constancias existentes, los resultados de las pruebas desahogadas y, en su caso, el informe de la visita, dentro de los treinta días siguientes a dicho desahogo, o bien, a la recepción del informe respectivo, dictará resolución fundada y motivada y ordenará la cancelación del título respectivo.

TÍTULO SEXTO

Registro Público de Minería y Cartografía Minera

CAPÍTULO I

De las Condiciones y Requisitos para la Inscripción de Actos y Contratos

ARTÍCULO 78.- Las solicitudes para inscribir actos y contratos a que se refiere el artículo 46 de la Ley deberán contener:

- I. Tipo de acto, contrato o convenio de que se trate;
- II. Nombre del cedente o afectado por la adjudicación o el gravamen y, si es persona moral, datos de su inscripción en el Registro;
- III. Nombre del lote o lotes cuyas concesiones se transmiten o afectan, así como número de título;
- IV. Nombre del cesionario, adjudicatario o beneficiario de la afectación;
- V. Vigencia, en su caso, del acto, contrato o convenio;
- VI. Pagos, compensaciones, regalías e indemnizaciones pactados o importe del crédito que se garantiza;
- VII. Datos de identificación del documento que consigne la transmisión, adjudicación, gravamen o el consentimiento para la cancelación de la inscripción, y
- VIII. Original y copia del documento donde conste la transmisión, adjudicación, gravamen o el consentimiento para la cancelación de la inscripción.

Los contratos o convenios, para su inscripción, deberán ser otorgados o ratificados ante notario o corredor público, quien deberá transcribir en lo conducente los documentos que acrediten la personalidad y facultades del representante que concurra a su celebración y deberán ser presentados para su inscripción en el Registro, dentro de los quince días siguientes a su otorgamiento o ratificación ante el fedatario público correspondiente.

Tratándose de contratos y convenios que creen, transmitan o de otra forma involucren regalías, solamente serán inscribibles si el obligado al pago de la regalía es el concesionario o quien lleve a cabo obras y trabajos en el lote amparado por la concesión mediante contrato inscrito en el Registro.

También se inscribirán los actos o contratos relativos a la transmisión de la titularidad de concesiones o de los derechos que de ellas deriven, los de promesa para celebrarlos, los gravámenes u obligaciones contractuales que se constituyan en relación con las mismas, así como los convenios que los afecten.

ARTÍCULO 79.- Las solicitudes para inscribir sociedades mineras, su disolución o liquidación, así como las modificaciones estatutarias relativas a los datos a que aluden las fracciones II a IV siguientes, deberán contener:

- I. Tipo de inscripción que se solicita;
- II. Razón social o denominación de la sociedad y, en su caso, datos de su inscripción en el Registro;
- III. Objeto y domicilio social;
- IV. Clase, serie, número y valor de las acciones o partes sociales;
- V. Datos de la escritura pública donde consten los estatutos vigentes de la sociedad minera, su disolución o liquidación o las modificaciones estatutarias, y
- VI. Datos de inscripción en el Registro Público de Comercio de dicha escritura o de la solicitud de inscripción de la misma.

A la solicitud se acompañarán original y copia del testimonio de la escritura pública inscrita en el Registro Público de Comercio.

Si dicha escritura se encuentra en trámite de inscripción ante el Registro Público de Comercio, a la solicitud se acompañarán constancias de este hecho y copia del testimonio. En este caso, la inscripción se hará con carácter provisional y el solicitante dispondrá de un plazo de ciento veinte días, contado a partir de la fecha de recepción de la solicitud respectiva, para exhibir original y copia del testimonio de la escritura inscrita en el Registro Público de Comercio, de no acreditarse la inscripción respectiva dentro de dicho plazo, se cancelará de oficio la inscripción provisional del Registro.

ARTÍCULO 80.- Las solicitudes para la inscripción de las resoluciones expedidas por autoridad judicial o administrativa, que afecten concesiones mineras o los derechos que de ellas deriven, deberán contener los siguientes requisitos:

- I. Tipo de resolución;
- II. Nombre y situación jurídica del solicitante dentro del procedimiento del cual se derivó la resolución respectiva;
- III. Identificación del lote o lotes objeto de la concesión o concesiones mineras afectadas y, de conocerse, los datos de inscripción correspondientes;
- IV. En su caso, nombre y situación jurídica de la persona o personas cuyos derechos resulten afectados con motivo de la resolución;
- V. Indicación de la afectación a la concesión minera o a los derechos que de ella deriven, y
- VI. Fecha en que la resolución causó ejecutoria.

A la solicitud se acompañarán copia certificada y copia simple de la resolución de la autoridad judicial o administrativa de que se trate.

ARTÍCULO 81.- Las solicitudes para la inscripción de las anotaciones judiciales preventivas derivadas de reclamaciones por negativa, rectificación,

modificación, nulidad o cancelación de inscripciones, deberán contener, además de los requisitos señalados en las fracciones I a V del artículo anterior, el número de expediente y la autoridad judicial ante la cual se lleva a cabo el proceso judicial de que se trate.

A la solicitud se acompañarán copia certificada y copia simple de la resolución que ordena la anotación judicial preventiva correspondiente.

Dicha inscripción dejará de surtir efectos hasta en tanto se presente la solicitud de inscripción en el Registro, de la sentencia ejecutoriada que se haya dictado en el proceso judicial respectivo.

ARTÍCULO 82.- Los avisos notariales preventivos con motivo de la celebración de contratos habrán de contener los datos que señala el artículo 78 de este Reglamento y deberán estar suscritos por el notario ante quien se celebren.

Dichos avisos surtirán efectos durante los cuarenta días siguientes a la fecha de su presentación y no se dará trámite de inscripción en ese plazo a los actos, contratos o convenios relativos a la transmisión de la titularidad de la concesión o concesiones de que se trate o de los derechos que de ellas deriven, distintos al contrato a que alude el aviso. Transcurrido el plazo citado, los avisos preventivos quedarán sin efecto, si no fue solicitada la inscripción definitiva.

ARTÍCULO 83.- Las anotaciones preventivas para interrumpir la cancelación de inscripciones de contratos y convenios sujetos a temporalidad se harán cuando, dentro de los noventa días naturales siguientes al término de su vigencia:

- I. Se presente aviso notarial preventivo con motivo del contrato o convenio, o
- II. Se acredite haber sido presentada demanda judicial para exigir el cumplimiento o prórroga de contrato o convenio, en cuyo caso los efectos de la inscripción quedarán sujetos a la sentencia ejecutoriada que se dicte.

ARTÍCULO 84.- Las solicitudes para rectificar, modificar o cancelar una inscripción, deberán contener:

- I. Nombre de la parte o partes afectadas;
- II. Datos de la inscripción en el Registro, y
- III. Datos presumiblemente erróneos por corregir, en su caso.

Tratándose de solicitudes para cancelar inscripciones relativas a contratos o convenios deberá acompañarse documento otorgado o ratificado ante notario o corredor público que consigne que las partes contratantes están de acuerdo en la cancelación de la inscripción o en su caso el cumplimiento de las condiciones señaladas para la terminación del contrato o convenio y consecuentemente la procedencia de la cancelación del mismo.

ARTÍCULO 85.- Procederá la inscripción del acto, contrato o convenio, cuando:

- I. Sea presentado el original y copia certificada del documento que consigne el acto, contrato o convenio sujeto a inscripción;
- II. Se acredite debidamente en el mismo documento la personalidad jurídica y las facultades de los representantes que concurren a la celebración del contrato o convenio;
- III. Estén vigentes los derechos que se pretenden transmitir o afectar;
- IV. No se perjudiquen derechos de tercero inscritos en el Registro;

- V. Sean satisfechas las condiciones y requisitos que determinan la Ley y este Reglamento y en su caso, se acredite el pago de los derechos por el trámite en cuestión;
- VI. Se cumplan los elementos constitutivos del acto, contrato o convenio, de conformidad con las disposiciones aplicables, y
- VII. Se compruebe que los titulares de las concesiones involucradas, estén al corriente en el cumplimiento de las obligaciones previstas en las fracciones I y II del artículo 27 de la Ley.

En caso contrario se negará la inscripción, excepto cuando se trate de deficiencias y omisiones susceptibles de subsanarse, en cuyo supuesto se le concederá al solicitante un plazo de diez días para que las subsane, y en caso de no hacerlo dentro de dicho plazo, se procederá a negar la inscripción.

ARTÍCULO 86.- Para la inscripción en el Registro de los actos que conforme al artículo 47 de la Ley deban ser inscritos de oficio, la Secretaría contará con un plazo de diez días, contado a partir de la expedición de los mismos para ejecutar dicha inscripción.

En cuanto a los actos que se inscriben a petición de parte interesada, la Secretaría dispondrá de un plazo de veintiún días hábiles, contado a partir de la recepción de la solicitud respectiva, para realizar o no la inscripción correspondiente.

CAPÍTULO II

Del Procedimiento Registral

ARTÍCULO 87.- Las actividades registrales se ejercerán de acuerdo con lo dispuesto por la Ley, este Reglamento y el Reglamento Interior de la Secretaría de Economía.

ARTÍCULO 88.- Para la inscripción de los actos y contratos a que alude el artículo 46 de la Ley, se llevarán los libros de:

- I. Concesiones Mineras;
- II. Asignaciones Mineras;
- III. Reservas Mineras;
- IV. Ocupaciones Temporales y Servidumbres;
- V. Actos, Contratos y Convenios Mineros, y
- VI. Sociedades Mineras.

La Secretaría dispondrá los medios necesarios para localizar las inscripciones y relacionar aquéllas vinculadas entre sí, así como para salvaguardar la información contenida en libros y la documentación que dio lugar a las inscripciones.

La Secretaría podrá hacer uso de medios informáticos y electrónicos para generar y administrar los Libros a cargo del Registro.

ARTÍCULO 89.- Para el caso de que los libros se mantengan de manera física, las inscripciones se asentarán en hojas de papel seguridad, foliadas, con la indicación impresa del libro y volumen a que pertenecen, y serán autorizadas antes de su uso por el servidor público que determine el titular de la Secretaría. Una vez autorizadas quedarán bajo la custodia del registrador.

Para el caso de que los libros se mantengan a través de medios informáticos y electrónicos, se implementarán las medidas de seguridad necesarias para su debido resguardo.

ARTÍCULO 90.- Las inscripciones se harán con arreglo a las disposiciones siguientes:

- I. Por orden de presentación ante la oficialía de partes de la Secretaría, salvo que no pueda efectuarse en su turno debido a causa fundada en derecho, en cuyo caso se hará constar el motivo en la inscripción correspondiente;
- II. En forma de actas numeradas progresivamente en las hojas del libro que proceda y, en los casos de extinción o prórroga de derechos, avisos y anotaciones preventivas, mediante notas que se asentarán al margen de las inscripciones con respecto a las cuales se formulen, y
- III. Sin enmendaduras. Las palabras que hayan de testarse se encerrarán dentro de un paréntesis con una raya transversal que permita su lectura, y si debe de enterrrenglonarse alguna se salvará al final del acta y antes de la firma de quien la autorice.

ARTÍCULO 91.- Las actas que se asienten en los libros del Registro contendrán:

- I. Número progresivo de la misma;
- II. Fecha y hora de presentación de la solicitud en la Secretaría;
- III. Clase, fecha y datos de identificación del documento;
- IV. Datos contenidos en la solicitud del acto, convenio o contrato sujeto a inscripción;
- V. Nombre del fedatario que otorgó o ante quién se ratificó el documento o de la autoridad que dictó la resolución;
- VI. Mención del apéndice y folios al que se integra la copia del documento, y
- VII. Fecha de autorización del acta, firma del registrador y sello del Registro.

ARTÍCULO 92.- Efectuada la inscripción, el registrador:

- I. Anotará al calce del original y copia del documento que dio lugar a la inscripción, el libro, volumen, folio y número de acta correspondientes;
- II. Integrará la copia del documento en el apéndice respectivo, y
- III. Devolverá el original del documento al solicitante de la inscripción.

Las copias que integren los apéndices serán numeradas progresivamente y formarán uno o varios cuadernos que se designarán con el número del libro y volumen a que corresponde la inscripción.

Los apéndices podrán ser mantenidos mediante medios informáticos y electrónicos.

Las resoluciones relativas a la cancelación y nulidad de concesiones y asignaciones mineras, o a la revocación de las mismas, habrán de integrarse también en apéndices que se constituyan exclusivamente para tal efecto.

ARTÍCULO 93.- Las certificaciones de inscripciones de los documentos que dieron lugar a éstas incluirán invariablemente sus avisos notariales y anotaciones preventivas.

La Secretaría deberá expedir las certificaciones a que se refiere el párrafo anterior, dentro de un plazo de quince días hábiles, contado a partir de la recepción de la promoción, para lo cual verificará si en los cinco días anteriores a dicha recepción no se ha recibido en oficialía de partes una solicitud que pueda afectar derechos de terceros, en cuyo caso, lo anterior se hará constar en la certificación que se expida.

CAPÍTULO III

De la Cartografía Minera

ARTÍCULO 94.- La cartografía minera se configurará con base en los datos de concesiones, asignaciones y reservas mineras vigentes; solicitudes de éstas en trámite, concesiones otorgadas mediante concurso o derivadas de las

mismas que sean canceladas, lotes relativos a concursos declarados desiertos, terrenos no liberados, así como en los datos que obren en el Registro.

Cualquier interesado podrá solicitar información respecto de la cartografía minera y planos de la misma, de conformidad con el siguiente procedimiento:

- I. Se presentará la solicitud por escrito, señalando los datos específicos del lote o lotes respecto de los cuales se requiera información;
- II. La Secretaría pondrá a disposición del interesado la información requerida, a partir de los quince días hábiles siguientes;
- III. Si se solicitan planos con información de la cartografía minera se deberá mencionar número y nombre de la carta topográfica INEGI correspondiente, y
- IV. Los planos se entregarán al solicitante, dentro del plazo establecido en la fracción II de este artículo, contado a partir de la exhibición de la constancia del pago de derechos respectiva.

El contenido técnico de los planos se definirá en el Manual.

Si la Secretaría cuenta con los planos con la información requerida, comunicará al solicitante el monto de los derechos respectivos, dentro de los dos días hábiles siguientes a la recepción de la solicitud, los cuales deberán ser cubiertos en un plazo de cinco días hábiles a partir de la fecha de la notificación.

La Secretaría podrá desechar la solicitud para expedición de planos, de no cubrirse los requisitos previstos para tal efecto en este artículo.

TÍTULO SÉPTIMO

De los Peritos Mineros

CAPÍTULO ÚNICO

De la Inscripción, Suspensión y Cancelación en el Registro de Peritos Mineros

ARTÍCULO 95.- Los trabajos periciales deberán ser efectuados por peritos mineros registrados ante la Secretaría, observando lo dispuesto en este Reglamento y en el Manual.

Los solicitantes de concesión o asignación minera y los titulares de las mismas podrán convenir con cualquier perito minero registrado, la ejecución de los trabajos periciales que determina este Reglamento, así como la remuneración respectiva.

ARTÍCULO 96.- Para inscribirse en el Registro de Peritos Mineros deberán satisfacerse los requisitos siguientes:

- I. En el caso de personas físicas:
 - a) Haber obtenido título profesional o grado académico equivalente, legalmente registrado, de ingeniero topógrafo, geomático, geodesta, de minas o geólogo, o
 - b) Exhibir carta de pasante de alguna de las carreras mencionadas expedida por institución con reconocimiento de validez oficial de estudios, y
- II. Tratándose de personas morales:
 - a) Estar legalmente constituida como sociedad civil o mercantil y tener por objeto la ejecución de levantamientos geodésicos o topográficos;
 - b) Inscribir a una o más personas físicas responsables que actuarán a su nombre, las cuales habrán de reunir los requisitos que establece el inciso a) de la fracción I anterior, y
 - c) Que los representantes a que se refiere el inciso anterior estén inscritos en el Registro de Peritos Mineros sin que se encuentre suspendido su registro.

ARTÍCULO 97.- Las solicitudes para inscripción en el Registro de Peritos Mineros deberán contener:

- I. Nombre del solicitante y, en el caso de las personas morales, de los responsables que actuarán a su nombre, así como clave del Registro Federal de Contribuyentes de dichos responsables, y
- II. Firma autógrafa de la persona o personas facultadas para la suscripción de los trabajos periciales.

A la solicitud se acompañarán tres fotografías tamaño infantil de la persona física o de los responsables que actuarán a nombre de las personas morales, así como copia simple del título, cédula profesional o carta de pasante.

Para acreditar la inscripción en el Registro de Peritos Mineros de los responsables que se señalen en la solicitud, bastará con indicar el número de inscripción en dicho registro.

La Secretaría dispondrá de un plazo de quince días hábiles para aprobar o negar la solicitud de inscripción.

Concluido dicho plazo sin que se emita resolución, se entenderá aprobada la solicitud correspondiente y se expedirá la constancia respectiva, sin perjuicio de que posteriormente se lleven a cabo las correcciones pertinentes, o bien se proceda a la cancelación del registro así otorgado.

ARTÍCULO 98.- La inscripción en el Registro de Peritos Mineros tendrá vigencia de cinco años y podrá renovarse por plazos iguales, previa solicitud firmada por el interesado, presentada dentro de los sesenta días anteriores a la conclusión de la vigencia, a la que se acompañarán nuevas fotografías.

Si el interesado no efectúa la renovación de su registro, dentro del plazo señalado en el párrafo anterior, se procederá de oficio a la cancelación del mismo.

La Secretaría publicará semestralmente en el Diario Oficial de la Federación un listado de los peritos registrados, así como de los suspendidos y cancelados, independientemente de su difusión por otros medios.

ARTÍCULO 99.- Las personas morales inscritas en el Registro de Peritos Mineros estarán obligadas a comunicar a la Secretaría la separación de cualquiera de los responsables que hayan designado, dentro de los tres días hábiles siguientes a tal separación y, en caso de ser el único, sustituirlo en el mismo acto, dando aviso de dicha sustitución en el plazo previsto en este artículo y señalando el número de inscripción en el registro antes mencionado del responsable sustituto.

Los trabajos periciales que se realicen a nombre de las personas morales, se suscribirán por la persona física responsable que los elaboró, quien deberá cumplir con los requisitos establecidos en el inciso c) de la fracción II del artículo 96 de este Reglamento en la fecha que los suscriba.

ARTÍCULO 100.- En el Registro de Peritos Mineros, la Secretaría llevará un control de los trabajos periciales realizados o suscritos por dichos peritos, con anotación marginal de la periodicidad de los mismos, las observaciones y el cumplimiento de éstas, así como de las amonestaciones, suspensiones y cancelaciones previstas por los artículos siguientes.

ARTÍCULO 101.- Se suspenderán los efectos del registro de un perito minero por un año, cuando:

- I. Reciba dos amonestaciones de la Secretaría durante un año, por no haber realizado los trabajos periciales conforme a lo establecido por este Reglamento

y las normas técnicas aplicables, o más del cinco por ciento de los trabajos periciales que realice en un año no se ajusten a lo previsto por dichas normas y originen:

- a) La desaprobación de las solicitudes de que se trate;
 - b) El otorgamiento de las concesiones respectivas de forma diversa a la solicitada por el promovente, o
 - c) La corrección de los títulos de concesión o asignación que se hubieren expedido;
- II. Haya dado causa al incumplimiento del contrato de prestación de servicios celebrado con el interesado, en la elaboración o entrega de los trabajos periciales correspondientes;
 - III. Se niegue a corregir las deficiencias o a subsanar las omisiones que la Secretaría haya encontrado, o pretenda cobrar honorarios adicionales respecto de trabajos que originalmente haya ejecutado, salvo que dichas deficiencias u omisiones obedezcan a causas que no le sean imputables;
 - IV. No comunique la separación de alguno de los responsables, en los términos del párrafo primero del artículo 99 de este Reglamento, o
 - V. La ubicación de la mojonera no corresponda a las coordenadas del punto de partida y se encuentre fuera del rango establecido en el Manual, o bien, se acredite posteriormente que no coinciden la ubicación de la mojonera que identificó el punto de partida de la solicitud original, con las coordenadas correspondientes al punto de partida, determinadas en el título de concesión o asignación expedido.

Durante el periodo de suspensión, los peritos mineros únicamente podrán realizar correcciones o subsanar omisiones de trabajos efectuados con anterioridad a dicha suspensión.

ARTÍCULO 102.- Se cancelará el registro de un perito minero cuando:

- I. Proporcione datos o documentos falsos;
- II. Suscriba trabajos periciales no ejecutados o supervisados por él, no efectuados en el terreno o cuando estén suspendidos los efectos de su registro;
- III. No realice la sustitución del único responsable, o bien, no dé aviso de dicha sustitución, conforme a lo establecido en el párrafo primero del artículo 99 de este Reglamento;
- IV. Permita que se suscriban trabajos periciales por los responsables, cuando éstos tengan cancelada su inscripción en el Registro de Peritos Mineros o suspendidos los efectos de la misma, o bien, cuando no cumplan con los requisitos a que se refiere el inciso c) de la fracción II del artículo 96 de este Reglamento;
- V. No realice cuando menos un trabajo pericial en un período de dos años, o
- VI. Reincida en cualquiera de los supuestos previstos en el artículo anterior.

Los efectos de la cancelación del registro, tendrán una duración de quince años, contados a partir de la fecha de notificación de la resolución correspondiente, con excepción de los supuestos que se indican a continuación: en el caso de la fracción V de este artículo, el interesado podrá solicitar nuevamente su inscripción a partir de la fecha en que surta efectos la notificación de la resolución correspondiente, y tratándose de la fracción VI de este artículo, la cancelación tendrá una duración de cinco años.

ARTÍCULO 103.- Cuando un perito minero incurra en alguna causa de suspensión o de cancelación de su registro, la Secretaría le notificará dicha

causa, a fin de que, dentro de un plazo de veintiún días hábiles, contado a partir de la recepción de la notificación, el perito o la persona moral inscrita como tal, manifiesten lo que a su derecho convenga y exhiban las pruebas que estime pertinentes.

La Secretaría, a partir del vencimiento del término anterior, procederá al desahogo de las pruebas ofrecidas, dentro de un plazo de quince días hábiles prorrogables a treinta en razón de la naturaleza de las mismas.

La Secretaría, con base en las constancias que obren en el Registro de Peritos Mineros, en el control de trabajos periciales del mismo y en los expedientes, así como en el resultado del desahogo de las pruebas, dentro de un plazo de treinta días hábiles, contado a partir de dicho desahogo, dictará en forma fundada y motivada, la resolución que corresponda.

La cancelación de la inscripción en el Registro de Peritos Mineros de una persona moral, también conllevará la cancelación de la inscripción en dicho registro del responsable, cuando éste haya dado motivo a la causa de cancelación correspondiente.

La suspensión o cancelación del registro de un perito minero se hará sin perjuicio de las responsabilidades civiles o penales a que haya lugar.

ARTÍCULO 104.- Cuando para la realización de los trabajos periciales, los peritos mineros, requieran de información que obre en los archivos o en los expedientes de la Secretaría, se deberán observar los siguientes lineamientos:

- I. Se presentará solicitud por escrito a la Secretaría, en la cual se deberá precisar la información o dato que se requiere y, en su caso, el número de los expedientes involucrados, tanto los relativos a solicitudes de concesión o asignación minera en trámite o desaprobados como de títulos vigentes o caducos, así como sobre la consulta que se requiera sobre el Registro o la parte relativa a la cartografía minera, en días y horas hábiles, excepto cuando la Secretaría esté incorporando nueva información a dicha cartografía;
- II. En ningún caso se podrán sustraer los expedientes de las oficinas de las unidades administrativas competentes de la Secretaría, y para su consulta se requerirá la previa suscripción y entrega de las cédulas de préstamo correspondientes, por parte de los interesados;
- III. Para efectos del préstamo de expedientes de solicitudes de concesión o asignación minera, los peritos mineros deberán tener en cuenta el estado que guarde el trámite, de acuerdo con lo dispuesto por este Reglamento y el Manual, esto es, si se encuentra en las unidades administrativas foráneas de la Secretaría, en cuyo caso presentarán ante ellas las solicitudes de préstamo correspondiente, y
- IV. A partir de la recepción de la solicitud, la Secretaría contará con un plazo de tres días hábiles para proceder a su admisión.

Una vez transcurrido dicho plazo sin que la Secretaría notifique resolución alguna, se tendrá por admitida y aprobada la solicitud y se deberá proporcionar o poner a disposición del solicitante la información requerida, a más tardar dentro de los cinco días hábiles siguientes.

TÍTULO OCTAVO
Inspecciones, Sanciones y Recursos
CAPÍTULO ÚNICO
Disposiciones Generales

ARTÍCULO 105.- Los informes sobre el resultado de la inspección a que alude el artículo 53, fracción V de la Ley deberán contener:

- I. Datos del oficio que contenga la designación de los inspectores, la orden de visita y el objeto de la misma;
- II. Lugar o domicilio, fecha y hora de verificación de la inspección, nombre completo del visitado y, en su caso, de su representante, así como de los demás asistentes y testigos del acto;
- III. Descripción de los elementos, datos o documentos requeridos y proporcionados por el visitado, al igual que mención de las manifestaciones hechas por éste en relación con el objeto o práctica de la inspección;
- IV. Relación de los hechos relativos a la revisión o examen de los elementos, datos o documentos objeto de la inspección, y
- V. Valoración de los elementos, datos o documentos, así como conclusiones y recomendaciones que se desprenden de dicha valoración.

Al informe se deberá acompañar acta de la visita de inspección y, en su caso, copia de las pruebas documentales recibidas durante la práctica de ésta.

ARTÍCULO 106.- Con el objeto de que no proceda la cancelación de la concesión por la infracción que señala el artículo 55, fracción V de la Ley, y para los efectos del artículo 56, fracción III de la misma, el pago de la prima por descubrimiento se actualizará de igual manera que la prevista por las disposiciones fiscales para la actualización de las contribuciones y sus recargos por concepto de indemnización.

ARTÍCULO 107.- La Secretaría aplicará las sanciones administrativas establecidas por el artículo 57 de la Ley mediante resolución debidamente fundada y motivada, misma que notificará a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, cuando quede firme, para que proceda a su ejecución.

Asimismo, notificará a dicha dependencia las cancelaciones de concesiones mineras con motivo de la omisión del pago de los derechos sobre minería, a fin de que ésta proceda a su cobro y demás accesorios originados por el incumplimiento, de acuerdo con las disposiciones fiscales aplicables.

ARTÍCULO 108.- Contra las resoluciones dictadas por la Secretaría con motivo de la aplicación de la Ley y este Reglamento procede el recurso de revisión, el cual se substanciará en los términos y condiciones establecidos por la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

Dentro de los cinco días hábiles siguientes a la fecha en que quede firme la resolución del recurso, la Secretaría deberá proceder, en su caso, a expedir el título de concesión por lo solicitado o por la porción de terreno que resulte libre, o bien, efectuará las correcciones conducentes en el título respectivo, sin perjuicio de que se apliquen las sanciones administrativas que procedan.

TRANSITORIOS

PRIMERO.- El presente Reglamento entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO.- Se abroga el Reglamento de la Ley Minera, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 15 de febrero de 1999.

TERCERO.- Los trámites y procedimientos de cualquier naturaleza, pendientes de resolución al momento de entrar en vigor el presente Reglamento, se substanciarán conforme a la regulación aplicable al momento de la presentación de los mismos.

CUARTO.- La Secretaría deberá adecuar el Manual a las disposiciones del presente Reglamento, a más tardar dentro de un plazo no mayor de ciento veinte días hábiles, contado a partir de la entrada en vigor del mismo.

QUINTO.- La Secretaría establecerá en el Manual los procedimientos técnicos que se aplicarán en la elaboración de los trabajos periciales.

SEXTO.- La Secretaría podrá continuar expidiendo los acuerdos de desincorporación de zonas incorporadas a reservas mineras nacionales con anterioridad a la fecha de entrada en vigor de la Ley Minera, cuando hayan cambiado los supuestos que motivaron su incorporación.

Asimismo, la Secretaría seguirá expidiendo los acuerdos por los que se cancelen las asignaciones mineras otorgadas en favor del Servicio Geológico con antelación a la fecha de vigencia de la Ley Minera.

SÉPTIMO.- Las referencias que los instrumentos jurídicos existentes y vigentes que se emitieron con fundamento en el Reglamento de la Ley Minera, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 15 de febrero de 1999 que se abroga, hacen al Consejo de Recursos Minerales, se entenderán referidas al Servicio Geológico Mexicano.

Dado en la Residencia del Poder Ejecutivo Federal, en la Ciudad de México, Distrito Federal, a nueve de octubre de dos mil doce.- **Felipe de Jesús Calderón Hinojosa.-** Rúbrica.- El Secretario de Medio Ambiente y Recursos Naturales, **Juan Rafael Elvira Quesada.-** Rúbrica.- El Secretario de Energía, **Jordy Hernán Herrera Flores.-** Rúbrica.- El Secretario de Economía, **Bruno Francisco Ferrari García de Alba.-** Rúbrica.- El Secretario de la Función Pública, **Rafael Morgan Ríos.-** Rúbrica.



CENTRO DE ESTUDIOS INTERNACIONALES GILBERTO BOSQUES

<http://centrogilbertobosques.senado.gob.mx>



@CGBSenado

Madrid 62, 2do. Piso, Col. Tabacalera
Del. Cuauhtémoc. C.P. 06030
México, D.F.
+52 (55) 5130-1503