

## **TÉRMINOS DE REFERENCIA**

### **Desarrollo de una visión 2050 para SIEPAC, y análisis preliminar del potencial de un mercado eléctrico entre los países que integran actualmente el MER, México, Colombia y Belice**

*País: El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Costa Rica, Panamá, Belice, México y Colombia*

*Número de proyecto: RG-T4247*

*Número de Cooperación Técnica: ATN/JF-19202-RG*

*Enlace al documento TC:*

[TC document RG-T4247](#)

*NOMBRE DE LA COOPERACIÓN TÉCNICA: Impulso a la integración energética de Mesoamérica*

#### **1. Antecedentes y Justificación**

- 1.1. La División de Energía (INE/ENE) es una división funcional dentro del Departamento Sectorial de Infraestructura y Energía (INE/INE) del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), bajo la Vicepresidencia de Sectores y Conocimiento (VPS/VPS). INE/ENE está encargada del desarrollo de análisis técnicos y de la identificación y preparación de programas, proyectos, cooperaciones técnicas, estudios y notas sectoriales en el sector de energía.
- 1.2. La responsabilidad primaria de INE/ENE es el financiamiento con garantía soberana de proyectos de infraestructura energética, incluyendo generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, transporte y distribución de gas, energías renovables, y bioenergía, y sin garantía soberana de inversiones en los sectores productivos. Es de interés del BID apoyar y desarrollar proyectos de integración energética; energía renovable; y eficiencia energética.

#### **CONTEXTO**

- 1.3. América Central es la región compuesta por Belice, Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, tiene una población total estimada en 51.7<sup>1</sup> Millones de habitantes (2022).
- 1.4. En 1996 los gobiernos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, suscribieron el “Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central” (referido en adelante como el Tratado Marco), con el objeto de la formación y crecimiento del Mercado Eléctrico Regional (MER). Belice no forma parte de este Tratado y por lo tanto no está integrado al MER.

#### **Condición del MER y de los países que lo integran**

- 1.5. Desde el año 2013 que entró en vigor el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), hasta el año 2021, las transacciones de energía en el mercado evolucionaron de 690 GWh, a 3,000 GWh por año y los estudios de mediano y largo plazo que ha realizado el EOR, hacen una prospección de las inyecciones potenciales de energía al

---

<sup>1</sup> <https://databank.worldbank.org/reports.aspx?source=2&series=SP.POP.TOTL&country=#>

- MER en el orden de los 5,000 GWh por año. En cuanto a los precios ex ante promedio de las ofertas han venido disminuyendo, pasando de 160 US\$/MWh en 2013, a 51 US\$/MWh en 2020 y 71 US\$/MWh en 2021.
- 1.6. Los intercambios de energía que se dan en el MER se soportan sobre la infraestructura física de la Red de Transmisión Regional o “RTR”, la cual está conformada por la línea SIEPAC (acrónimo de Sistema de Integración Eléctrica de los países de América Central), las líneas de interconexión binacionales y una porción importante de las redes de transmisión nacionales.
  - 1.7. En 2021, la demanda conjunta de energía en los mercados mayoristas de los países miembros del MER totalizó 55,774 GWh, con una demanda de potencia coincidente pico de 8,572 MW. La tasa interanual promedio de crecimiento la demanda de energía en la región es del 3% en los últimos 10 años.
  - 1.8. En 2021, los países del MER cuentan con un parque de generación de aproximadamente 19,000 MW<sup>2</sup> de capacidad instalada, compuesto por: 39% de centrales hidroeléctricas; 32% en centrales térmicas que funcionan a partir de derivados de petróleo y 16% de capacidad en generación eólica y fotovoltaica. Otras fuentes de energía primaria complementan con un 14% de la capacidad instalada de generación (Biomasa 10%; Geotérmico 4%).
  - 1.9. A nivel de los países que integran el MER, la generación hidroeléctrica tiene una relevante participación en la producción total de electricidad. En 2021 las centrales hidroeléctricas aportaron el 53% de la producción eléctrica, los parques eólicos y fotovoltaicos aportaron en conjunto el 12% y la generación a base de derivados de petróleo representó el 11%; mientras tanto, otras fuentes aportaron en total el 24% (geotérmica, carbón, Biomasa y Gas Natural).
  - 1.10. Entre 2018 y 2021 se integraron al parque de generación de los países del MER las dos primeras centrales de generación a base de gas natural (381 MW en Panamá y 378 MW en El Salvador), y los planes de expansión nacionales muestran una aspiración de otros países de incorporar centrales a base de gas natural, de las cuales se encuentran gestionando 955 MW para su puesta en operación en el corto y mediano plazo (315 MW en Nicaragua y 640 MW en Panamá).

### **El sistema eléctrico de Belice**

- 1.11. Belice tiene una población aproximada de 405,000 habitantes<sup>3</sup> (2022). En 2022 la demanda pico de electricidad en su sistema interconectado fue de 110.3 MW y la producción bruta de energía eléctrica e importaciones fue de 789.5 GWh, con la siguiente participación: 40.9% fueron importaciones de energía desde México; 30.3% fue producción de hidroeléctricas, 22.0% aportes de la generación con biomasa, 6.1% por derivados de petróleo y una producción de 0.7% de solares fotovoltaicas<sup>4</sup>. Es importante mencionar que en el 2022 la demanda de electricidad creció dada la recuperación de los efectos de la pandemia del COVID 19.
- 1.12. La capacidad instalada del parque de generación eléctrica de Belice consiste en 134 MW (2022), compuesto de 54.7 MW de generadores hidroeléctricos, 42.5 MW de generación térmica a base de combustibles fósiles, 21.5 MW de generación con biomasa, y 4.4 MW de capacidad en parques solares fotovoltaicos.
- 1.13. La tarifa media de electricidad en el 2022 fue del orden de 0.401 BZD/kWh (dólares beliceños por kilowatt-hora) equivalentes a 0.199 US\$/kWh (a la tasa de cambio de 2.014 BZD x 1 dólar de Estados Unidos de América).

---

<sup>2</sup> <https://hubenergia.org/en/indicators/power-generation-capacity-and-consumption>

<sup>3</sup> <https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL>

<sup>4</sup> [https://www.mpuele.gov.bz/wp-content/uploads/2023/09/Energy-Report-2022-Final\\_25-Aug-1.pdf](https://www.mpuele.gov.bz/wp-content/uploads/2023/09/Energy-Report-2022-Final_25-Aug-1.pdf)

- 1.14. Como parte de la política energética, Belice se ha planteado objetivos y un plan de acción nacional en el marco de una estrategia energética sustentable que establece la aspiración de alcanzar para 2030 un 75% del suministro de energía a través de fuentes renovables y una mejora en la eficiencia energética de al menos 24%.
- 1.15. Respecto a los planes de expansión, Belice tiene en consideración el estudio de nuevas interconexiones internacionales evaluando diferentes alternativas específicamente con México, una interconexión con Guatemala y una interconexión submarina con Honduras, y la posibilidad de integrarse al MER a través de esas alternativas también es considerada.

### **Consideraciones para la ampliación de los mercados eléctricos**

- 1.16. Desde el punto de vista de los sistemas eléctricos de los países de América Central, se destacan las siguientes características:
- 1.17. Seis países de América Central (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá), están integrados en un mercado eléctrico regional (MER), mientras Belice no forma parte de este mercado y no existen interconexiones entre Belice y los países miembros de ese mercado.
- 1.18. Las demandas de energía eléctrica individuales de los países no son suficientemente grandes para justificar el desarrollo de proyectos de generación de gran capacidad y aprovechar economías de escala en los sistemas de generación.
- 1.19. Debido a que la región de América Central comprende una extensión geográfica relativamente pequeña, la región enfrenta riesgos por la afectación de fenómenos climatológicos de forma simultánea a los siete países, impactando en la generación hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica. Los efectos derivados pueden ser vertimientos (en condiciones de alta pluviosidad), déficit (p. ej. en sequías) y altos costos de suministro de la demanda (en inviernos con baja pluviosidad).
- 1.20. Con la matriz de generación actual y la que se proyecta a futuro con alto componente hídrico, eólico, fotovoltaico, y alta penetración de gas natural, para los países del MER resulta estratégico considerar la apertura de nuevos mercados eléctricos con otros países, que permitan ampliar la oferta de energía a fin de reducir riesgos en el suministro eléctrico (por efectos climáticos, volatilidad de precios de hidrocarburos, etc...), así como tener la posibilidad de acceder a menores precios de la energía y la oportunidad colocar excedentes para mejorar el aprovechamiento de los parques de generación tanto de los siete países de América Central, como de México y Colombia.
- 1.21. En línea con lo anterior, es conveniente evaluar las alternativas de ampliación de los mercados eléctricos de los países del MER, considerando las opciones de implementación de un mercado eléctrico entre los países que actualmente integran el MER, México, Colombia y Belice en beneficio de los consumidores y generadores de estas tres regiones.

### **Interconexiones existentes entre México y países de América Central**

- 1.22. Desde 1998 opera una interconexión síncrona entre México y Belice consistente en una línea de 115 kV, con 55 MVA de capacidad, que conecta las subestaciones Chan-Chen (Corozal, Belize) en Xul-Ha en Quintana Roo (México). Belice suple una porción importante de su demanda eléctrica, con importaciones de energía desde México en el orden de 300 GWh/año.
- 1.23. Asimismo, actualmente Guatemala cuenta con una interconexión bilateral síncrona con el sistema eléctrico de México enlazando las subestaciones Tapachula (México) y Los Brillantes (Guatemala). Esta interconexión consiste en una línea a 400 kV en arreglo de dos conductores por fase calibre 1113 MCM tipo ACSR, y montada sobre estructuras de doble terna, una de las cuales está prevista para la instalación de un segundo circuito.

En las condiciones actuales la interconexión México-Guatemala tiene una capacidad operativa del orden de 240 MW.

- 1.24. Estas interconexiones fueron desarrolladas en el marco de convenios binacionales. Es importante mencionar nuevamente que Belice no forma parte del MER y tampoco cuenta con interconexiones con países miembros del MER.

### **Interconexión Colombia-Panamá**

- 1.25. Los gobiernos de Colombia y Panamá vienen dando impulso desde el año 2003 a la iniciativa de una interconexión entre los sistemas eléctricos de estos dos países, dando origen al proyecto denominado Interconexión eléctrica Colombia-Panamá (ICP), a fin de habilitar intercambios de energía entre estos dos sistemas. El proyecto tiene como accionistas principales a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. –ETESA- de Panamá e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. –ISA- de Colombia. La gestión del proyecto ha avanzado en sus estudios de ingeniería, diseño básico, y estudios eléctricos para su gestión de acceso a la Red de Transmisión Regional de América Central estando aún pendiente la aprobación de su conexión a la RTR. El proyecto consistirá en una línea en HVDC a 300 kV de aproximadamente 500 kilómetros de longitud, que enlazará las subestaciones Cerromatoso (Colombia) y Panamá II (Panamá), con estaciones convertidoras en ambos extremos de la línea; la capacidad de diseño informada es de 400 MW. ICP ha informado que el año de entrada en operación del proyecto sería el 2026. Al 2022, no se ha definido el modelo de negocio de la energía que será implementado, en cuanto a si se podrán realizarse intercambios de energía por medio del MER. Es relevante destacar el proyecto de interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá apuntaría a establecer los intercambios internacionales de energía a corto plazo mediante el Despacho Coordinado Simultáneo entre ambas naciones. De momento, no se anticipa una integración completa entre el mercado andino (SINEA) y el mercado centroamericano (SIEPAC) en este contexto, la cual podría ser evaluada por los entes competentes a futuro.

## **2. Objetivo de la Consultoría**

- 2.1. El objetivo general de la consultoría es generar una visión 2050 para la integración eléctrica regional de los países que hacen parte del MER y países vecinos (Belice, México y Colombia), a través de la expansión del comercio de energía eléctrica entre ellos. El alcance de este estudio está dividido en dos etapas: (i) Primera etapa: Planificación - Evaluación de Desarrollo y Potencial de Interconexión; y (ii) Segunda etapa: Análisis Legal y Regulatorio de desarrollo de mercado.

**NOTA: esta contratación corresponde solo a la primera etapa.**

### **2.2. Los objetivos específicos de esta contratación (primera etapa) son:**

**2.2.1. Objetivo 1.1a.** Evaluar el desarrollo de la generación y transmisión regional y nacional de los países que actualmente integran el SIEPAC y el MER en el horizonte 2050, tomando en cuenta los planes de expansión de la generación y transmisión de los países del MER (escenario base), e incluyendo una visión de mayor conexión de energías renovables variables (eólica y fotovoltaica) en el MER (escenario renovable).

**2.2.2. Objetivo 1.1b.** Evaluar el desarrollo de la generación y transmisión regional y nacional de los países que actualmente integran el SIEPAC y el MER en el horizonte 2050, incluyendo una visión de mayor conexión de energías renovables variables (eólica y fotovoltaica) en el MER, y la expansión de potenciales interconexiones extrarregionales con Belice, México y Colombia (escenario renovable + integración - 1).

**2.2.3. Objetivo 1.2.** Analizar el potencial de un mercado eléctrico entre los países que

integran actualmente el MER, México, Colombia y Belice, y establecer conclusiones relacionadas a la justificación, viabilidad y relevancia que puede tener este mercado desde el punto de vista del volumen de intercambios potenciales de energía y los beneficios técnicos y económicos que puede representar para estas regiones, (escenario renovable + integración - 2)

**2.2.4. Objetivo 1.3.** Considerando el potencial que se identifique (objetivo 1.2) analizar expansiones, refuerzos de la red de transmisión nacionales en los países del MER y la línea SIEPAC.

**2.2.5. Objetivo 1.4a.** Compilar estudios de otros países donde se analizan casos exitosos o no, de experiencias internacionales de Integración de mercado eléctricos, y hacer un cuadro resumen.

**2.2.6. Objetivo 1.4b.** Con base al análisis del objetivo 1.4 a, realizar una identificación preliminar de los principales retos que enfrenta el desarrollo de un mercado eléctrico de los países del MER con México, Belice y Colombia, así como los beneficios que propiciaría. Elaborar conclusiones iniciales sobre la conveniencia de mercados adicionales al de energía en el MER (servicios auxiliares, otros).

### **3. Alcance y actividades**

**3.1. A continuación, se detalla el alcance de esta contratación (primera etapa).**

3.2. Proponer una metodología de trabajo para realizar los estudios establecidos en los objetivos de esta etapa.

3.3. Realizar un diagnóstico y análisis de planes de expansión y escenarios para determinar los impactos y beneficios técnicos y económicos potenciales del desarrollo de la generación y transmisión regional y nacional del SIPEAC y el MER con una visión 2050, y la potencial creación de un mercado entre los países que actualmente integran el MER, México, Colombia y Belice, que permita establecer las conclusiones sobre la conveniencia, justificación y viabilidad de implementación de este mercado.

3.4. **Escenario base.** Realizar una evaluación de la evolución del MER y de SIEPAC en el horizonte 2050, en un escenario tendencial, sin considerar la integración e intercambios con otros mercados (Escenario base).

3.5. **Escenarios de análisis** - Esta evaluación abarcará diferentes escenarios y sensibilidades:

**3.5.1. Escenario renovable.** Evaluar el desarrollo de la generación y transmisión regional y nacional de los países que actualmente integran el SIEPAC y el MER en el horizonte 2050, incluyendo una visión de mayor conexión de energías renovables variables (eólica y fotovoltaica) en el MER.

**3.5.2. Un escenario referencial de integración** - con base en los planes nacionales de expansión de largo plazo de la generación los países que actualmente integran el MER, México, Colombia y Belice<sup>5</sup>, y considerando potenciales enlaces adicionales entre los países (incluyendo la interconexión Colombia Panamá). Este escenario también debe considerar los planes nacionales de expansión de la Transmisión en México, así como la consideración de la inclusión de proyectos de generación necesarios para la sustitución del parque de generación actual y la infraestructura que estos requieran.

---

<sup>5</sup> Es importante destacar la posibilidad de la utilización de enlaces asíncronos (en corriente directa) tal como lo ha impulsado Panamá y Colombia en sus sistemas, y la modificación de los enlaces ya existentes de síncronos a asíncronos (Guatemala y Belice), con la finalidad de aislar a la propagación de modos de oscilación hacia el SIN y adicionalmente evitar la variabilidad del balance carga-generación que pudiera tener tanto Belice como el resto de Centro América y México, cuidando de esta manera a todos los sistemas.

- 3.5.3. Escenario Renovable + Integración** - Un escenario que supone un alto crecimiento de la conexión de generación renovable variable en los países del MER, considerando potenciales enlaces con los países vecinos al MER (escenario renovable + integración 1).
- 3.5.4. Escenario Mercado - MER + Belice + México** - Un escenario de expansión de la generación de los países que actualmente integran el MER y de Belice, considerando la operación de un mercado eléctrico entre México, y estas regiones (escenario renovable + integración 2).
- 3.5.5. Escenarios Adicionales:** Cualquier otro escenario que el consultor considere necesario para lograr los objetivos de la consultoría debe incluirse en la propuesta técnica.
- 3.5.6. Sensibilidad de Escenarios - Sin Interconexión Colombia-Panamá:** Evaluar la sensibilidad de los escenarios 3.5.1, 3.5.2, 3.5.3 y 3.5.4, bajo el supuesto que no se cuenta con la interconexión Colombia-Panamá.
- 3.5.7. Sensibilidad de Escenarios - Expansión de la Interconexión Colombia-Panamá:** Evaluar la sensibilidad de los escenarios 3.5.1, 3.5.2, 3.5.3 y 3.5.4, bajo el supuesto que la interconexión Colombia-Panamá pueda ampliarse, en caso de que los resultados indiquen que, a partir de cierto año, exista mérito para hacerlo.
- 3.5.8. Sensibilidad de Escenarios - Estrés Hídrico y Medidas de Mitigación:** Sensibilidades tomando en cuenta estrés hídrico en niveles (moderados, altos, bajos), así como las medidas de mitigación que podrían ser implementadas por los países involucrados, en vista de la marcada dependencia en la región central en cuanto a generación hidroeléctrica.

NOTA: Los planes de expansión deben considerar el cumplimiento de las restricciones operativas, tal cual, la reserva operativa, nuevas tecnologías como almacenamiento y transmisión flexible. Asimismo, se sugiere que las interconexiones eléctricas adicionales que se consideren sean de corriente continua y asíncronas.

- 3.6. **Evaluación del Potencial de Intercambio de Electricidad y Beneficios Económicos:** Con base al análisis de los escenarios evaluados, evaluar el potencial de intercambio de energía eléctrica entre los países que son actualmente miembros del MER, México, Colombia y Belice, con una perspectiva hacia 2050, considerando los enlaces existente y nuevos enlaces. Realizar una estimación de los beneficios económicos para cada uno de los países, relacionados a los intercambios potenciales de energía en el marco de un mercado eléctrico entre los países.
- 3.7. **Análisis de Expansión y Reforzamiento de Redes de Transmisión:** Considerando el potencial que se identifique en el punto anterior, analizar expansiones, refuerzos de la red de transmisión nacionales en los países del MER y en la línea SIEPAC.
- 3.8. **Recopilación de Estudios Internacionales:** Compilar estudios de otros países donde se analizan casos exitosos o no, de experiencias internacionales de Integración de mercado eléctricos, y hacer un cuadro resumen.
- 3.9. **Identificación de Desafíos y Beneficios Preliminares:** Con base al análisis anterior, realizar una identificación preliminar de los principales retos que enfrenta el desarrollo de un mercado eléctrico de los países del MER con México, Belice y Colombia, así como los beneficios que propiciaría. Elaborar conclusiones iniciales sobre la conveniencia de mercados adicionales al de energía en el MER (servicios auxiliares, otros).

#### **4. Resultados y Productos Esperados**

4.1 Abajo se detallan los resultados y productos esperados en esta consultoría:

- **Plan de trabajo:** a los quince (15) días de firmado el contrato, la firma de consultoría presentará una propuesta para llevar adelante cada una de las actividades descritas en la sección 3.1 hasta 3.9 de estos términos de referencia, incluyendo el cronograma de trabajo y la fecha propuesta de la reunión final.
- **Informe inicial:** Dentro de los 90 días calendario después de la firma del Contrato, la firma de consultoría deberá entregar un Informe Inicial con los primeros resultados del análisis.
- **Informe Final Borrador.** Dentro de los 150 días calendario después de la firma del contrato.
- **Informe Final.** Dentro de los 180 días calendario después de la firma del contrato, y con base a los comentarios recibidos.

Todos los productos, de la primera y segunda etapa, recibirán comentarios del BID y EOR. Adicionalmente, y dependiendo de los temas a tratar, se solicitarán comentarios a CRIE, CDMER, CENACE, ICP, EPR y de las instituciones de los países involucrados en el estudio designada por el BID. La aprobación final de los informes corresponderá al BID.

Los productos deberán ser presentados en una versión en español y una versión en inglés.

En cualquier momento, a requerimiento de una de las partes, se efectuarán video conferencias a fin de considerar temas específicos que requieran ser ampliados para elaborar los informes requeridos.

## **6 Hitos y forma de pago**

- 6.1 La consultoría será por productos y remunerado por suma alzada. El precio de la consultoría incluirá honorarios del equipo de la firma de consultoría y todos los gastos, incluyendo los de viaje, viáticos, impuestos y todos los costos necesarios para completar los servicios de consultoría. La firma de consultoría deberá asignar los recursos necesarios para cumplir con los productos y los cronogramas establecidos.
- 6.2 Forma de Pago de la primera etapa: los pagos serán en dólares de los Estados Unidos de Norte América y se realizarán conforme al siguiente cronograma y contra la entrega de los correspondientes productos de la primera etapa:
- **10 % a la aprobación del Plan de Trabajo;**
  - **30 % a la aprobación Informe Inicial;**
  - **20 % a la presentación del Informe Final Borrador**
  - **40 % a la aprobación del Informe Final**

## **7 Coordinación**

- 7.1 La División de Energía (INE/ENE) del BID será la unidad técnica responsable por la coordinación y ejecución de la presente consultoría. El especialista responsable será: Arturo Alarcón (arturoa@iadb.org), Especialista Senior de Energía, basado en Panamá (ENE/CPN).

## **8 Características de la consultoría**

- 8.1 Categoría de la consultoría y modalidad: Firma de Consultoría.
- 8.2 Duración y plazo de ejecución de los servicios:
- El plazo total del contrato para **la primera etapa** será de seis (6) meses.

- 8.3 Lugar de Trabajo y visitas de campo: Oficinas del consultor. Se estima que se requerirá de dos talleres presenciales, para presentación de los resultados preliminares y los resultados finales, de duración de un día cada uno, en un país de América Central, a definir.

## **9 Requisitos de la Consultoría**

### **9.1 Trayectoria de la Empresa/Firma de Consultoría**

Se requiere una firma consultora con amplia experiencia en análisis y planificación de sistemas eléctricos. Se valorará experiencia específica en la región centroamericana.

### **9.2 Requerimientos para el Equipo de la Firma/Empresa de Consultoría.**

El equipo de trabajo del consultor deberá estar conformado como mínimo por un(a) Jefe de Proyecto, un(a) especialista planificación de sistemas eléctricos, y un(a) especialista regulatoria. La firma podrá proponer personal adicional, de considerarlo necesario.

Un jefe de equipo de proyecto con amplia experiencia en coordinación de estudios en el sector eléctrico. El jefe de equipo deberá tener capacidad para supervisar todo el proyecto. Los posibles antecedentes para este puesto incluyen economía de la energía, finanzas, ingeniería o campos relacionados, con al menos 15 años de experiencia general y 10 años de experiencia específica en coordinación de estudios.

Un(a) especialista en planificación, con amplia experiencia en planificación y análisis de sistemas eléctricos. Los posibles antecedentes para este puesto incluyen economía de la energía, finanzas, ingeniería o campos relacionados, con maestría o postgrado en planificación de sistemas eléctricos, optimización, análisis de sistemas de potencia, o ramas similares, con al menos 10 años de experiencia específica en análisis de sistemas de potencia.

Un(a) especialista regulatoria, con amplia experiencia en regulación de sistemas eléctricos. Se valorará conocimiento de procesos de integración regional. Los posibles antecedentes para este puesto incluyen economía de la energía, finanzas, ingeniería o campos relacionados, con maestría o postgrado en regulación de sistemas eléctricos, optimización, análisis de sistemas de potencia, o ramas similares, con al menos 10 años de experiencia específica en regulación de sistemas eléctricos.

Si se considera necesario, y sin exceder el presupuesto sugerido para la consultoría, la empresa consultora puede proponer personal adicional como parte del equipo o puede negociar la opción de combinar las funciones de uno o más de los puestos recomendados.

## **10 Nota**

- 10.1 La contratación de este estudio (primera etapa) no constituye ningún compromiso para el BID, EOR de continuar con la segunda etapa, o de contratar a la misma firma para la segunda etapa. Se presentan Términos de Referencia en inglés y español, para cualquier problema de interpretación, la versión en español será considerada la versión oficial.