

SOLICITUD DE MANIFESTACIONES DE INTERÉS
SERVICIOS DE CONSULTORÍA - OPERACIONES EJECUTADAS POR EL BANCO
PROCESO DE SELECCIÓN COMPETITIVO INTEGRAL

NOMBRE DEL PROYECTO: Estudios Operativos de la Interconexión Eléctrica entre Colombia, Ecuador y Perú

SELECCIÓN #: RG-T4612-P001

MÉTODO DE SELECCIÓN: Competitivo Integral

PAÍS: Regional

SECTOR OR DEPARTAMENTO: Infraestructura y Energía

NOMBRE DE LA CT: Hacia la Interconexión Eléctrica del Continente Americano

FINANCIAMIENTO – CT #: ATN/OC-21317-RG

ENLACE AL DOCUMENTO DE CT: <https://www.iadb.org/es/project/RG-T4612>

Atención Firmas Consultoras: Actualización Importante sobre el Registro en el Portal de Adquisiciones BEO

A partir del 1 de julio, todas las firmas consultoras, tanto nuevas como previamente registradas en el [Portal de Adquisiciones BEO](#), deben agregar su **Número de Socio Comercial (Business Partner Number por sus siglas en inglés)** al perfil de su organización para participar o continuar participando en un proceso de adquisición BEO.

Por favor consulte las [Preguntas Frecuentes](#) (FAQs) en el Portal para más detalles sobre "**Cómo encontrar u obtener su Número BP**".

Evite retrasos, no espere hasta el último momento para completar esta actualización. Este proceso puede tardar hasta **48 horas** en completarse y podría impedir que su organización participe en un Proceso BEO.

Para preguntas o asistencia técnica, utilice el [chat en vivo](#) en la página del Portal de Adquisiciones BEO o envíenos un correo electrónico a: ocs.procurement@iadb.org

El Banco Interamericano de Desarrollo (el Banco) se creó en diciembre de 1959 para contribuir a acelerar el desarrollo económico y social de América Latina y el Caribe. En la actualidad, el Banco es un importante catalizador en la movilización de recursos para la región (Para más información sobre el Banco, consulte su sitio web en www.iadb.org).

Sección 1. Objeto de la presente Solicitud de Manifestaciones de Interés

1.1. El Banco ejecuta el proyecto mencionado. El Banco tiene la intención de contratar

los servicios de consultoría descritos en la presente Solicitud de Manifestaciones de Interés (REOI, por sus siglas en inglés). El propósito de esta REOI es obtener información suficiente que permita al Banco evaluar si las empresas consultoras (EC) elegibles poseen la experiencia y la competencia requeridas pertinentes para prestar los servicios de consultoría solicitados por el Banco.

- 1.2. Según se define en la Política de Adquisiciones Institucionales ([GN-2303-33](#)), las EC participantes deben ser de un País¹ o Territorio² miembro del Banco para poder presentar una Manifestación de Interés (EOI por sus siglas en inglés). El Banco llevará a cabo el proceso de preselección y lista corta de las EC que hayan manifestado su interés. Posteriormente, se invitará a las EC elegibles de la lista corta a seguir adelante en el proceso de selección.
- 1.3. Esta REOI no debe interpretarse ni como una Solicitud de Propuesta ni como una oferta de contratación y no obliga en modo alguno al Banco a contratar a ninguna EC. El Banco se reserva el derecho de rechazar cualquiera y todas las EC participantes por cualquier motivo o sin motivo alguno, sin necesidad de dar explicaciones. El Banco no se compromete de modo alguno a seleccionar a una empresa consultora participante. El Banco no informará los motivos por los que cualquier EC participante haya o no sido incluida como parte de la lista corta.

Sección 2. Instrucciones para las empresas consultoras elegibles

- 2.1. Las manifestaciones de interés deberán enviarse utilizando el *Portal de Adquisiciones BEO del BID* (el Portal) (<http://beo-procurement.iadb.org>) antes del *febrero 21 de 2025* 5:00 PM. (**hora de Washington, D.C.**) en formato PDF (Max. 45MB).
- 2.2. Para acceder al Portal, la EC debe generar una cuenta de registro que incluya **todos** los datos solicitados por el Portal. En caso de que no se incluya alguno de los datos solicitados, la empresa consultora no podrá participar en este ni en ningún otro proceso de selección que lleve a cabo el Banco. Si la empresa consultora se ha registrado previamente, verifique que tenga **toda** la información de la EC actualizada y completa antes de presentar una EOI.

¹ **Países miembro:** Alemania, Argentina, Austria, Bahamas, Barbados, Bélgica, Belice, Bolivia, Brasil, Canadá, Colombia, Costa Rica, Chile, Croacia, Dinamarca, Ecuador, El Salvador, Eslovenia, España, Estados Unidos, Finlandia, Francia, Guatemala, Guyana, Haití, Honduras, Israel, Italia, Jamaica, Japón, México, Nicaragua, Noruega, Países Bajos, Panamá, Paraguay, Perú, Portugal, Reino Unido, República de Corea, República Dominicana, República Popular China, República Popular Democrática de Corea, Suecia, Suiza, Surinam, Trinidad y Tobago, Uruguay y Venezuela. Tobago, Reino Unido, Uruguay y Venezuela.

² **Territorios elegibles:** a) Guadalupe, Guayana Francesa, Martinica, Reunión - como Departamentos de Francia; b) Islas Vírgenes de los Estados Unidos, Puerto Rico, Guam - como Territorios de los EE.UU.; c) Aruba - como país constituyente de los Países Bajos; y Bonaire, Curaçao, San Martín, Saba, San Eustaquio - como Departamentos de los Países Bajos; d) Hong Kong - como Región Administrativa Especial de la República Popular China.

- 2.3. Las EC elegibles podrán asociarse en forma de Consorcio/ Joint Venture (JV) para mejorar sus calificaciones. Dicho Consorcio/ JV designará a una de las EC como representante responsable de las comunicaciones, del registro en el Portal y de la presentación de los documentos correspondientes.
- 2.4. Las EC elegibles interesadas podrán obtener más información en horario de oficina, de 09:00 AM a 5:00 PM (**hora de Washington, D.C.**), enviando un correo electrónico a: *Alexandra Planas* (alexapla@iadb.org) y *Oscar Alejandro Páramo Rojas* (oscarpa@iadb.org)

Banco Interamericano de Desarrollo

División: *Energía*

A la atención de: *Alexandra Planas, Especialista Líder en Energía, Jefe del Equipo del Proyecto*

1300 New York Ave, NW

Washington DC, 20577

Tel: *(57+1) 3257000*

Correo electrónico: alexapla@iadb.org

Página web: www.iadb.org

- 2.5. Por la presente, el Banco invita a las EC elegibles a indicar su interés en prestar los servicios descritos a continuación en el borrador de Términos de Referencia para realizar los servicios de consultoría. Las EC interesadas deberán proporcionar información que demuestre que poseen la experiencia necesaria y están calificadas para prestar los servicios. Para que todas las respuestas puedan evaluarse adecuadamente, las EC elegibles deben incluir en sus presentaciones la información solicitada en la siguiente sección, con explicaciones completas y claras.

Sección 3. Servicios de consultoría

- 3.1. Los servicios de consultoría incluyen ***Realizar los estudio operativos para evaluar si con la nueva interconexión de 500 kV entre Perú y Ecuador, los sistemas eléctricos combinados de Perú, Ecuador y Colombia pueden operar sincrónicamente (considerando, entre otros, límites de transferencias en las interconexiones actuales y futuras entre Perú y Ecuador y entre Colombia y Ecuador) permitiendo así el intercambio sostenible de potencia entre estos países; y determinar qué actualizaciones y soluciones, si las hubiera, son necesarias para habilitar esta operación sincronizada.***
- 3.2. Aunque no existe un formato estándar para presentar una EOI, las EC elegibles

deberán presentar una EOI que contenga la siguiente información:

- a) Información básica: indique el nombre oficial de la EC, el nombre de la persona de contacto, la dirección de correo electrónico, los números de teléfono y la dirección de la oficina de la persona de contacto clave responsable de la EOI.
- b) Antecedentes: Incluya una descripción de la EC. La EC puede incluir folletos o documentos que proporcionen información sobre su organización, historia, misión, estructura y número de empleados.
- c) Experiencia relacionada con los servicios de consultoría solicitados: Proporcione todo tipo de pruebas que la EC considere apropiadas para demostrar su experiencia y conocimientos técnicos en la prestación de servicios similares a los descritos en el Anexo A, Términos de Referencia (por ejemplo, folletos, informes, estudios, descripción de encargos similares, referencias a casos en los que haya prestado servicios similares, experiencia en condiciones similares, disponibilidad de habilidades apropiadas entre el personal, etc.)

3.3. Presupuesto estimado: **400.000 USD**

Anexo A. Borrador de los Términos de Referencia

Tenga en cuenta que el Banco podrá modificar los Términos de Referencia adjuntos. Se notificarán estos cambios a las EC que hayan sido preseleccionadas.

Términos de Referencia

1. Antecedentes y Justificación

- 1.1. El Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) es una iniciativa creada en el 2011 por Chile, Colombia, Ecuador y Perú, y Bolivia como país observador, con el objetivo de contribuir al mejor uso de los recursos, beneficiarse de la complementariedad de los sistemas eléctricos y favorecer la mejora de la confiabilidad en la prestación del servicio, con los consiguientes beneficios para los usuarios finales de los países que forman parte de la iniciativa.
- 1.2. Como resultado de las actividades establecidas en la primera Hoja de Ruta del SINEA del año 2014, los primeros estudios sobre armonización regulatoria y sobre planificación de las infraestructuras de interconexión eléctrica de los países del SINEA mostraron importantes beneficios para los países y alentadores resultados en cuanto a la viabilidad de avanzar, en forma gradual, hacia la conformación de un Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER), que posibilite la realización de los intercambios de energía eléctrica entre los países que conforman dicho ámbito.
- 1.3. Como resultado de las acciones de los grupos de trabajo de los países de la Comunidad Andina (Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú como países miembros y Chile como país asociado) y del

SINEA, el 24 de abril de 2017 se aprobó la Decisión CAN 816 (en adelante “Decisión CAN”), referida al “Marco regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”. Esta norma supranacional entrará en aplicación en cuanto se aprueben sus reglamentos: Reglamento Operativo, Reglamento Comercial y Reglamento del Coordinador Regional; además de sus anexos técnicos y normativa complementaria aplicable. De esta forma, la Decisión CAN es la normativa supranacional aplicable para el intercambio eléctrico en el marco del MAER.

- 1.4. Varias líneas de transmisión de HVAC interconectan las redes eléctricas de Colombia, Ecuador, y Perú. La interconexión eléctrica existente entre Colombia y Ecuador consta de cuatro circuitos de 230 kV que conectan la subestación Jamondino en Colombia con la subestación Pimampiro en Ecuador. En parte por esta fuerte interconexión, y en parte por el comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos combinados de Colombia y Ecuador, sus redes pueden operar sincrónicamente (y así lo hacen) y son capaces de intercambiar hasta 450 MW de potencia en transacciones de corto plazo o en el mercado al contado (spot).
- 1.5. Por otro lado, los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú están débilmente interconectados a través de una sola línea de transmisión de 230/220 kV que conecta la subestación Machala de 230 kV en Ecuador con la subestación Zorritos de 220 kV en Perú. Esta débil línea de transmisión genera oscilaciones poco atenuadas en las redes de los tres países que provocan inestabilidad y un funcionamiento insostenible. Como resultado, la línea de interconexión está subutilizada y restringida a atender cargas aisladas en Perú desde Ecuador y viceversa.
- 1.6. Los gobiernos de Perú y Ecuador están en proceso de desarrollar una nueva interconexión de 500 kV entre sus países que permitiría la transferencia de más de 500 MW de potencia en cualquier dirección y permitiría que los sistemas conectados aprovechen la diversidad hidrológica estacional en los tres países. La interconexión, diseñada como línea de transmisión de circuito sencillo, está programada para entrar en funcionamiento en 2026 (esta previsión podría cambiar en función de la evolución del proyecto) y conectará la subestación Chorrillos de 500 kV en Ecuador con la subestación La Niña de 500 kV en Perú con conexiones intermedias en la subestación Pasaje de 500 kV en Ecuador. y la subestación Piura de 500 kV en Perú (ver Ilustración 1). La longitud total de la línea será de aproximadamente 635 km (395 millas). Ecuador financia la construcción de la línea con un préstamo del BID y del banco Europeo de Inversiones, mientras que Perú ha licitado su porción a través de una alianza público-privada.

Ilustración 1: Esquema preliminar de la línea de interconexión de 500 kV the Ecuador-Perú 500



1.7. Un objetivo clave de la nueva y más sólida interconexión es permitir una operación sincrónica estable, segura, y sostenible del sistema combinado Colombia-Ecuador-Perú. Para determinar si la nueva línea logrará este objetivo, los países deberán realizar estudios técnicos de simulación de sistemas para evaluar el impacto de la nueva interconexión de 500 kV en la operación combinada de las tres redes eléctricas nacionales. En caso de que estos estudios determinen la necesidad de actualizaciones del sistema para mitigar las posibles inestabilidades y oscilaciones que surgen de la operación interconectada, los países deben implementar dichas actualizaciones y verificar su efectividad a través de estudios técnicos adicionales.

Breve descripción de los sistemas eléctricos de Colombia, Ecuador, y Perú³

Colombia

1.8. El Sistema Interconectado Nacional (SIN) vincula la mayoría de las unidades de generación de Colombia con los principales centros de carga del país. Las áreas de Colombia no conectadas al SIN son zonas no interconectadas (ZNI), en las que pequeños sistemas locales aislados suministran la potencia necesaria.

³ El equipo de Deloitte nota que la información disponible en el dominio público puede no estar actualizada y que las contrapartes deben revisar y actualizar esta sección con los últimos datos disponibles.

1.9. En 2019, el SIN tenía aproximadamente 17,600 MW de capacidad neta efectiva, de los cuales el 64 por ciento corresponde a centrales hidroeléctricas, el 30 por ciento a centrales térmicas y el 6 por ciento a plantas más pequeñas que utilizan tecnologías minihidráulicas y eólicas. Con esta capacidad, el SIN abastece una demanda pico de aproximadamente 10,700 MW y un consumo total de aproximadamente 73,000 gigavatios hora (GWh) por año.⁴

1.10. El sistema de transmisión opera a través de líneas y subestaciones a niveles de 115 kV, 230 kV y 500 kV de tensión, con una longitud total de más de 26,000 km. La red colombiana cuenta con líneas de 230 kV que interconectan la red con Venezuela y Ecuador.⁵

Colombia tiene un sector eléctrico liberalizado, con libre competencia en generación, presencia de clientes no regulados y regulación centralizada de las actividades de transmisión y distribución. Existe una fuerte participación de empresas privadas en generación, distribución y comercialización.

1.11. XM opera el SIN a través del Centro Nacional de Despacho (CND). El CND también es responsable de la gestión del mercado energético mayorista. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) regula el sector del gas mientras que la Unidad de Planificación Minero-Energética (UPME) se encarga de la planificación del sistema.⁶

Ecuador

1.12. En 2021, el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano (SNI) tuvo una capacidad de generación efectiva de aproximadamente 6,899 MW.

De esta capacidad efectiva total, el 74 por ciento es hidroeléctrica, el 24 por ciento es térmica y las plantas eólicas, solares o de biomasa proporcionan el 2 por ciento restante. En 2021, la demanda alcanzó un máximo de 4,208 MW. El sistema de transmisión del Ecuador consta de líneas y subestaciones de 500 kV, 230 kV y 138 kV. Como se señaló en las secciones anteriores, las líneas de 230 kV interconectan la red ecuatoriana con Colombia y Perú.

1.13. Desde una perspectiva de gobernanza, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR) actúa como órgano de planificación y gobierno, la Agencia de Regulación y Control de la Energía y los Recursos Naturales No Renovables (ARC) actúa como regulador, y el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) actúa como operador del sistema y del mercado.

1.14. Desde una perspectiva de propiedad, las empresas estatales, las empresas conjuntas público-privadas y algunas empresas privadas conforman el sector eléctrico.

Perú

1.15. El Sistema Interconectado Eléctrico Nacional (SEIN) y varios sistemas pequeños que sirven cargas aisladas componen el sistema de transmisión del Perú. En estos sistemas aislados, las plantas venden su producción a terceros (en el mercado mayorista) o generan electricidad para su propio consumo, generalmente para suministrar energía a los procesos industriales.⁷

⁴ "UPME." n.d. www1.upme.gov.co. Consultado el 2 de agosto de 2021. <https://www1.upme.gov.co/Paginas/default.aspx>.

⁵ Revisión del "Plan de Transmisión Real 2019". Dakota del Norte. UPME. UPME. Consultado el 2 de agosto de 2021.

http://sig.simec.gov.co/GeoPortal/images/pdf/UPME_EN_TRANSMISION_PLAN_ACTUAL_2019.pdf.

⁶ "Home." 2018. Xm.com.co. 2018. <https://www.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>.

⁷ "Ministerio de Energía Y Minas - Electricidad." n.d. [Www.minem.gob.pe](http://www.minem.gob.pe). Consultado el 2 de agosto de 2021.

<http://www.minem.gob.pe/sector.php?idSector=6>.

- 1.16. Al cierre de 2019, el SEIN contaba con 13,650 MW de capacidad instalada abasteciendo al mercado mayorista y 1,471 MW de plantas de autogeneración, para una capacidad total de 15,120 MW. De esto, el 35.7 por ciento es hidroeléctrico, el 59.9 por ciento térmico, el 2.5 por ciento eólico y el 1.9 por ciento solar. En 2018, el consumo eléctrico total de Perú alcanzó los 57.038 GWh.⁸
- 1.17. El sistema de transmisión utiliza líneas y subestaciones que operan a 500 kV, 220 kV o 138 kV, con un total de más de 15,000 km de longitud. También existen sistemas de menor tensión en los niveles de subtransmisión y distribución.⁹
- 1.18. Perú tiene un sector eléctrico liberalizado, con una importante presencia de empresas privadas. El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) es el órgano de gobierno central del sector. La responsabilidad de la supervisión y regulación del sector recae en la Superintendencia de Inversiones en Energía y Minería (OSINERGMIN) y el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) actúa como operador del sistema y también es responsable de la planificación y gestión de la transmisión del sistema del mercado a corto plazo.¹⁰

Principales hallazgos de estudios pasados

- 1.19. En 2019, COES, CENACE y CELEC EP realizaron un estudio conjunto para evaluar el impacto de la línea de transmisión Ecuador-Perú 500 kV en la operación combinada (y síncrona) de los sistemas eléctricos de Colombia, Ecuador y Perú.¹¹ El estudio supuso que la interconexión de 500 kV entraría en servicio en 2022. Como se indicó antes, actualmente se estima que la interconexión estará operativa en 2026 (esta previsión podría cambiar en función de la evolución del proyecto).

Las principales conclusiones y recomendaciones del estudio de 2019 fueron las siguientes:

- En condiciones de funcionamiento normales de estado estacionario (es decir, sin contingencias), las transferencias máximas de potencia del Ecuador a Perú están en el rango de 640 a 820 MW. La transferencia máxima de Perú a Ecuador está en el rango de 520 a 650 MW.
- Al modelar posibles contingencias y el comportamiento dinámico de los sistemas, los límites de transferencia de Ecuador a Perú se reducen a un rango de 400 MW a 600 MW. La transferencia máxima de Perú a Ecuador en estas condiciones sigue siendo la misma que para condiciones normales, bajo la premisa de que en caso de que se dispare la interconexión de 500 kV, entra en juego el esquema de separación de áreas entre Ecuador y Perú o los esquemas de acciones de remedio en la zona norte del Perú.
- Incluso con una nueva interconexión de 500 kV, las oscilaciones mal amortiguadas permanecen. Por lo tanto, el estudio recomendó realizar más estudios para determinar qué medidas de mitigación se necesitan implementar para permitir que los sistemas operen de manera síncrona. Estas medidas incluyen la instalación o puesta a punto de estabilizadores del sistema de potencia, el reajuste de parámetros de control en otros equipos de regulación, como los sistemas de excitadores y reguladores de generadores, y/o la implementación de esquemas de separación de áreas. Estos estudios adicionales son el tema de estos TdR.

⁸ Balance Nacional de la Energía 2019. Ministerio de Energía y Minas de Perú.

⁹ "Portal Web Del COES" n.d. [www.coes.org.pe](https://www.coes.org.pe/portal/). Consultado el 2 de agosto de 2021. <https://www.coes.org.pe/portal/>.

¹⁰ Informe Sectorial Eléctrico del Perú. 2016. CAF. 2016; y Balance Energético Nacional de 2019, Ministerio de Energía y Minas del Perú.

¹¹ "Actualización de los Estudios Eléctricos de la Interconexión Ecuador – Perú 500 kV," (Actualización de los Estudios Eléctricos de la Interconexión de 500 kV Ecuador - Perú), preparado por COES-SINAC, CENACE, y CELEC EP – TRANSELECTRIC, septiembre de 2019.

2. Objetivo General

2.1. Realizar los **estudio operativos** para evaluar si con la nueva interconexión de 500 kV entre Perú y Ecuador, los sistemas eléctricos combinados de Perú, Ecuador y Colombia pueden operar sincrónicamente (considerando, entre otros, límites de transferencias en las interconexiones actuales y futuras entre Perú y Ecuador y entre Colombia y Ecuador) permitiendo así el intercambio sostenible de potencia entre estos países; y determinar qué actualizaciones y soluciones, si las hubiera, son necesarias para habilitar esta operación sincronizada.

2.2. **Contexto:** los estudios operativos representan la Fase 1 de un programa de tres fases para esta interconexión eléctrica, estructurado de la siguiente manera:

- **Fase 1: Estudios Operativos** (Objetivo de esta consultoría).
- **Fase 2: Actividades de implementación en campo** - Implementar las actualizaciones y otras soluciones identificadas en la Fase 1 en cada uno de los sistemas eléctricos de los tres países.
- **Fase 3: Estudios de verificación técnica:** Realizar estudios técnicos para verificar que la implementación de estas medidas permite la operación síncrona de los sistemas de potencia.

Las tres fases del programa deben ser completadas antes de la energización de la nueva línea de transmisión de 500 kV y debe tener lugar secuencialmente, con el CSP adquiriendo y ejecutando una fase después de la finalización de la fase anterior. Las contrapartes pueden contratar una o varias empresas nacionales o internacionales para proporcionar los bienes y servicios correspondientes asociados con cada fase, dependiendo de las reglas de contratación que defina la solicitud de propuestas.

3. Alcance de los Servicios

3.1. El alcance del trabajo del Consultor incluye lo siguiente:

- Estudios de flujos de carga en condiciones normales y ante contingencias sencillas;
- Estudios de cortocircuito;
- Estudios de estabilidad de ángulo, frecuencia, y tensiones; y
- Análisis de estabilidad de pequeña señal.

3.2. A continuación, se presenta una descripción del número mínimo de actividades que el Consultor realizará durante el trabajo. El Consultor puede agregar o modificar estas actividades en su propuesta si, en su opinión, hacerlo enriquecería u optimizaría los resultados deseados de estos estudios (como realizar un análisis dinámico en el dominio del tiempo u otros estudios)¹². La propuesta del Consultor debe explicar claramente la justificación para hacerlo.

¹² O Estudios de transitorios electromagnéticos.

4. Actividades Clave

Actividad 1 – Reunión de inicio

4.1. Durante la primera semana del estudio, el Consultor organizará una reunión inicial remota con el equipo del BID y el Consejo Directivo de la CT, que conformaran el Consejo Supervisor del Proyecto (CSP). El objetivo de la reunión es presentar a su equipo, discutir el enfoque propuesto, el cronograma y los productos esperados del proyecto, e intercambiar conocimientos e información relevante para la finalización exitosa del trabajo. La reunión confirmará las expectativas en relación con los plazos para la revisión de los productos entregables del proyecto por parte del CSP, y establecerá protocolos de comunicación, incluidos métodos para solicitar e intercambiar datos (por ejemplo, a través de un portal electrónico).

Actividad 2 – Obtención y revisión de datos

4.2. El CSP proporcionará una lista inicial de información (favor ver la sección “Datos que necesitará el Consultor”, a continuación) en un plazo de una semana desde el inicio del compromiso, preferiblemente antes de la reunión de inicio. Además, dentro de las dos primeras semanas del compromiso (y en varios momentos durante la ejecución del proyecto), el Consultor también puede presentar listas de la información adicional que necesita para cubrir el alcance del trabajo. Sujeto a disponibilidad, el CSP recopilará todos los datos adicionales que solicite el Consultor y los pondrá a su disposición en un plazo de una semana después de que la solicitud correspondiente llegue al comité.

4.3. El Consultor revisará la información disponible (incluyendo pero no limitado a los informes existentes sobre la interconexión de 500 kV y las bases de datos de simulación del sistema DIgSilent y los informes disponibles sobre los estudios del sistema eléctrico de la interconexión Colombia-Ecuador que incluyen el análisis del comportamiento de tensión y frecuencia de los sistemas bajo contingencias severas) y se familiarizará con los sistemas eléctricos de los tres países (es decir, Colombia, Ecuador y Perú). En particular, el Consultor se familiarizará con los sistemas de generación y transmisión actuales y previstos en estos países y obtendrá un conocimiento profundo de los resultados de estudios anteriores relacionados con la interconexión de 500 kV, incluidas las condiciones de operación modeladas, las determinaciones de los límites de transferencia y los desafíos identificados en relación con la operación síncrona de los tres sistemas con la interconexión de 500 kV en servicio.

4.4. Como resultado de la revisión de la información disponible, y trabajando con el CSP en caso de ser necesario, el Consultor desarrollará un inventario de las características técnicas de las unidades de generación y dispositivos de compensación reactiva actuales y previstos relevantes en cada país. El inventario enumerará lo siguiente:

- Para unidades de generación:
 - Tecnología (por ejemplo, hidro, ciclo combinado, de ciclo abierto, etc.);
 - Capacidad nominal y disponible, antigüedad, estado general; y
 - Principales características técnicas de: (i) sistemas de control de excitación, (ii) sistemas reguladores de velocidad, (iii) reguladores automáticos de tensión, y (iv) estabilizadores del sistema de potencia, según corresponda. Para los estabilizadores del sistema de

potencia (PSS), es particularmente importante identificar si son de entrada simple o doble, o multibanda, y sus respectivos parámetros y puntos de ajuste. Para los sistemas de control de excitación y regulador de velocidad, es clave identificar si admiten la implementación de estabilizadores del sistema de potencia multibanda.

- Para dispositivos de compensación reactiva:
 - Tipo (por ej., SVC, STATCOM, fijos, cambiadores de tomas en carga en transformadores, etc.); y
 - Rango de control (es decir, \pm MVAr, \pm kV).
- Características de los esquemas de separación de áreas y otros esquemas de protección para desconexión de cargas o de generación en cada país.

Actividad 3 – Definir criterios y supuestos del estudio

4.5. El Consultor, en colaboración con el CSP, deberá compilar una lista de criterios de estudio y supuestos de modelación a adoptar para los estudios operativos. Estos criterios y suposiciones incluyen, entre otros, los siguientes:

Criterios del estudio

4.6. El Consultor revisará los criterios existentes que utilizan los operadores para los sistemas eléctricos de Colombia, Ecuador y Perú, así como los que apliquen específicamente a las interconexiones internacionales y propondrá un conjunto de criterios a aplicar en el estudio. Este conjunto de criterios propuestos estará sujeto a la revisión y aprobación del CSP y abordará tanto el comportamiento dinámico y en régimen permanente del sistema eléctrico, como también los límites operativos de los equipos de generación y transmisión. Los criterios incluyen, entre otros, los siguientes:

- Límites de tensión de barra, en condiciones normales y de contingencia;
- Límites de flujos de potencia en equipos, en condiciones normales y de contingencia;
- Límites de generación/absorción de potencia reactiva en generadores y otros equipos de compensación reactiva, en condiciones normales y de contingencia;
- Límites operativos de cambiadores de tomas con carga en transformadores y equipos de compensación reactiva conmutables;
- Criterios de sincronización de tensión y ángulo;
- Límites en las excursiones de tensión al cambiar el equipo;
- Reserva de márgenes en generación y dispositivos de compensación reactiva;
- Márgenes de seguridad relacionados con la tensión y los flujos de potencia al estudiar el colapso de la tensión;
- Tipos y duraciones de fallas a aplicar al simular el comportamiento dinámico del sistema;
- Criterios de reducción de carga para evitar el colapso del sistema;
- Límites de amortiguamiento para modos de oscilación entre áreas; y
- Otros criterios de estabilidad y seguridad.

Supuestos a modelar.

- **Años para los estudios** – Como mínimo, Año A¹³ (el primer año en que se espera poner los sistemas a 500kV en servicio), y Año B¹⁴ (el año en el que se espera que entren en funcionamiento refuerzos de transmisión importantes adicionales en los tres países);
- **Estaciones** – Como mínimo, para cada año de estudio, el modelo debe simular las condiciones hidrológicas de lluvia y secas;
- **Demanda** – Como mínimo, para cada año y temporada de estudio, el modelo debe simular las condiciones de demanda alta, media, y baja. El Consultor prestará especial atención a la modelación de demandas especiales, tales como grandes cargas industriales, que tienen un impacto significativo en el comportamiento dinámico de los sistemas;
- **Topología** – El modelo debe simular la topología del sistema esperada para cada país para cada año de estudio. Esto debe considerar los resultados de cualquier plan de expansión del sistema de generación y transmisión disponible, así como cualquier retiro de activos conocido;
- **Generadores que intervienen en la implementación de intercambios internacionales** – El Consultor elaborará una lista de las unidades de generación de cada país que intervienen en los intercambios. Esta es la lista de orden de mérito de los generadores que pueden aumentar o disminuir su producción para implementar cierto nivel de intercambio;
- **Contingencias** – El Consultor deberá compilar una lista inicial de contingencias sencillas creíbles (incluidas las interrupciones de generación y transmisión) que debe probar al realizar los estudios de análisis de contingencias (es decir, al probar el criterio n-1). La lista de contingencias deberá incluir explícitamente la pérdida de la nueva interconexión de 500 kV, así como la pérdida de líneas de transmisión en la interconexión Colombia-Ecuador y será validada con los entes operadores de los sistemas de los tres países;
- **Intercambios** – El Consultor deberá estudiar en detalle los intercambios entre Ecuador y Perú. El Consultor propondrá tres escenarios de intercambio entre Colombia y Ecuador (máxima flujo en un sentido, máximo en el otro sentido e intercambio cero); y
- **Esquemas de acción remedial** – El Consultor modelará todos los RAS en los sistemas, por ejemplo, Esquemas Especiales de Protección y/o Esquemas de Separación de Áreas existentes o planificados. COES diseña el RAS para actuar ante la interrupción de las líneas de transmisión de 500 kV en la región norte de Perú desconectando grandes cargas de clientes para mantener la estabilidad del sistema. Si es necesario, el Consultor recomendará esquemas de separación de áreas o RAS actualizados/rediseñados como resultado de los estudios. Sin embargo, el RAS y los esquemas de separación de áreas se deben considerar como opciones de último recurso (es decir, respaldo), que se implementarán solo si las otras opciones de mitigación (como la sintonización de PSS y la implementación/sintonización de PSS multibanda) demuestran ser ineficaces.

¹³ En el momento de la adquisición de estos servicios, el Año A se debe reemplazar por el primer año que se espera que la nueva línea de interconexión en 500 kV entre en servicio.

¹⁴ En el momento de la adquisición de estos servicios, el Año B se debe reemplazar por el correspondiente a dos años después de la puesta en servicio del sistema a 500 kV.

4.7. La operación de la nueva interconexión de 500 kV entre Ecuador y Perú -y más generalmente la operación de los sistemas combinados Colombia-Ecuador-Perú- deberá sujetarse a lo dispuesto en la denominada Decisión CAN 816: Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo” (MAERCP). Este reglamento regirá sobre las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) entre Perú, Colombia y Ecuador. La decisión CAN 816 prescribe que la TIE se basará en intercambios de excedentes de generación entre los países.

Actividad 4 – Preparación del modelo

4.8. El Consultor recibirá de parte de los entes operadores de los sistemas de los países las bases de datos de modelos de simulación de sistemas en formato DIgSilent para los años 2022, Año A y Año B (ver arriba). Algunos de estos modelos serán para los sistemas eléctricos de cada uno de los países individuales; otros pueden modelar la operación combinada de dos de los tres países (es decir, Colombia y Ecuador). Con el apoyo del CSP el Consultor deberá:

- Desarrollar un modelo único de simulación para los sistemas eléctricos interconectados de Colombia, Ecuador y Perú para los años 2022, Año A y Año B;
- Probar suficientemente el modelo combinado de simulación del sistema eléctrico de 2022 para asegurarse de que represente con precisión las condiciones operativas estáticas y dinámicas en los tres países para ese año. En particular, el Consultor deberá asegurarse de que los modelos de los sistemas de control de las unidades de generación existentes en los tres países sean precisos y, de no ser así, deberá mejorar dichos modelos. Esta verificación deberá hacerse con base en simulaciones del comportamiento del sistema ante eventos reales sucedidos en el pasado. Probar los modelos de los sistemas de potencia interconectados para el Año A y el Año B (con la interconexión de 500 kV en servicio) para asegurar que los resultados de la simulación sean congruentes con el comportamiento esperado del sistema de potencia para esos años.

4.9. En caso de que el Consultor detecte deficiencias, el Consultor trabajará con el CSP para perfeccionar estos modelos. Esto se aplica tanto al comportamiento dinámico como en estado estable de los modelos. Al final del Estudio, el Consultor entregará las bases de datos desarrolladas en formato DIgSilent.

Actividad 5 – Definir opciones de mitigación

4.10. En esta actividad, el Consultor definirá todas las opciones que considere en el estudio para mitigar las condiciones operativas que pueda encontrar en el análisis y que impidan la operación síncrona para los sistemas combinados de Colombia, Ecuador y Perú. Estas opciones incluirán, entre otras, las siguientes:

- Sintonización de estabilizadores del sistema de potencia existentes;
- Reemplazo de estabilizadores del sistema de potencia existentes con unidades multibanda avanzadas;
- Implementación y sintonización/ajuste de controladores de amortiguación de oscilación de potencia (POD) en los dispositivos FACTS existentes o ya planificados en el sistema (como las futuras líneas de transmisión compensadas en serie de 500 kV y/o los dispositivos de compensación reactiva en derivación de 500 kV planificado para ser instalado en Perú);
- Inclusión de la función POD en las FERNC;

- Reemplazo de sistemas de control de excitación o reguladores de velocidad, que no admiten la implementación de estabilizadores del sistema de potencia multibanda;
- Implementación de esquemas de acciones de remedio, incluido el disparo en la generación/carga o actuación de esquemas de separación de áreas. El Consultor analizará el desempeño de la operación interconectada de Colombia-Ecuador-Perú e identificará si es necesario algún esquema de separación de áreas que utilice variables de supervisión diferentes a las convencionales. El Consultor recomendará esquemas de protección y control adecuados para la separación de áreas para evitar disparos generalizados;
- Recomendaciones de modificaciones en los esquemas de desconexión de carga automáticos en cada país; y
- Otras opciones que proponga el Consultor.

4.11. No se espera que el Consultor proponga opciones de mitigación relativas a la posible expansión del sistema de generación o la construcción de nuevas líneas de transmisión o subestaciones para mitigar los problemas encontrados o maximizar el límite de capacidad de transferencia de la interconexión de 500 kV (aunque no se excluye de hacerlo).

Actividad 6 – Determinar límites de transferencia (Ecuador-Perú)

4.12. El Consultor determinará los límites de transferencia de potencia entre Ecuador y Perú para el Año A (cuando entre en servicio la interconexión de 500 kV) y el Año B. El Consultor hará esta determinación considerando los criterios y supuestos de estudio de estado estacionario y dinámico desarrollados en la Actividad 3, y para las condiciones normales (es decir, intacto o n) y de contingencia (es decir, $n-1$). Para ello, el Consultor deberá realizar las siguientes simulaciones del sistema:

- Análisis de estado estacionario, tanto en condiciones normales como de contingencia sencilla. Esto incluye el análisis de flujos de carga y estabilidad de tensión (es decir, P/V y/o Q/V) para aumentar los flujos de Ecuador a Perú y viceversa, hasta el borde de la zona factible según lo definen los criterios correspondientes. En estas simulaciones, el Consultor fijará la transferencia de potencia de Colombia a Ecuador en los valores que ha determinado la Actividad 3. El Consultor determinará los límites para:
 - Transferencias de potencia de Ecuador a Perú, para cada año de estudio, temporada y demanda de carga; y
 - Transferencias de potencia de Perú a Ecuador, también para cada año de estudio, temporada y demanda de carga.

Estas simulaciones deben evaluar específicamente el comportamiento del sistema (tanto desde el punto de vista de estabilidad angular como de control de frecuencia) ante la pérdida de la interconexión de 500 kV. Como resultado de estos análisis, el Consultor deberá definir un rango de límites de transferencia. Además, el Consultor reportará la condición que limita los flujos de transferencia para cada escenario (es decir, la combinación de un año de estudio, temporada y demanda de carga), indicando qué elemento del sistema y/o criterio operativo está limitando el intercambio de potencia.

- Análisis de estabilidad transitoria, en condiciones de contingencias; esto incluye ejecutar casos de simulación de sistema dinámico comenzando con las transferencias máximas de estado estacionario para determinar si el sistema es estable o no con las contingencias simuladas. El Consultor debe realizar este análisis para los mismos casos que el anterior, es decir:

- Transferencias de potencia de Ecuador a Perú, para cada año de estudio, temporada y demanda de carga; y
 - Transferencias de potencia de Perú a Ecuador, también para cada año de estudio, temporada y demanda de carga.
 - Análisis de cortocircuito, para asegurar que, con los tres sistemas interconectados, el equipamiento que opera a tensiones de 69 kV o superiores no excede sus capacidades de corriente durante un cortocircuito. Para este análisis, el Consultor debe simular fallas trifásicas y monofásicas a tierra.
- 4.13. Como resultado de los análisis anteriores, el Consultor debe definir un rango revisado de límites de transferencia. El Consultor anotará nuevamente la condición que limita los flujos de transferencia para cada escenario, indicando qué elemento del sistema y/o criterio operativo está limitando el intercambio de potencia adicional. Además, el Consultor recomendará opciones de mitigación para cualquier problema dinámico que encuentre durante las simulaciones para maximizar las transferencias de potencia entre países y al mismo tiempo preservar el funcionamiento estable del sistema en condiciones de contingencia. Por ejemplo, el Consultor puede recomendar un esquema de separación de áreas (es decir, desconectar las líneas de interconexión) en caso de que una cierta contingencia haga que el sistema combinado pierda sincronismo.
- 4.14. En el caso de que el Consultor recomiende esquemas de separación de áreas o esquemas de acciones de remedio, el Consultor sugerirá pautas operativas para restaurar la integridad de los sistemas eléctricos una vez que actúen los esquemas de separación de áreas o esquemas de acciones de remedio. El Consultor debe verificar que el comportamiento de los sistemas combinados aún cumple con los criterios del estudio con las opciones de mitigación recomendadas.
- 4.15. Como tarea final en esta Actividad, el Consultor debe verificar que Ecuador y Perú puedan sincronizar sus sistemas de potencia desde ambos extremos de la línea de transmisión de 500 kV para los diversos escenarios que se discuten en esta sección. Esto implica asegurar que los límites de transferencia cumplan con los criterios de sincronización de tensión y ángulo para todos esos escenarios.

Actividad 7 – Análisis de estabilidad de pequeña señal

- 4.16. Este es una actividad importante del proyecto ya que estudios anteriores han demostrado que, con los sistemas y configuraciones de control actuales, y con la línea de interconexión de 500 kV en servicio, los sistemas eléctricos combinados Colombia-Ecuador-Perú presentan oscilaciones poco amortiguadas. Si no se mitiga, esta situación probablemente evitaría que los tres sistemas funcionen en sincronismo.
- 4.17. En esta actividad, el Consultor realizará un análisis de estabilidad de pequeña señal de los sistemas eléctricos combinados, en las siguientes condiciones de operación para los años Año A y Año B:
- cero transferencias entre Ecuador y Perú;
 - transferencias máximas del Ecuador a Perú;
 - transferencias máximas de Perú a Ecuador; y
 - sensibilidades de transferencia entre Ecuador y Colombia.

- 4.18. Para estas condiciones de operación, el Consultor identificará cualquier modo de oscilación electromecánica entre áreas con atenuación baja (por ejemplo, menos del 5 por ciento) o negativa que pueda dar lugar a inestabilidades. El Consultor deberá indicar claramente las suposiciones que hace en el análisis, incluida la forma en que espera modelar la interconexión, los sistemas de control (por ejemplo, sistemas de control de tensión, gobernadores y controladores de potencia) y los esquemas de acciones de remedio (actuales y futuros).
- 4.19. El Consultor recomendará opciones de mitigación para los modos de oscilación entre áreas con atenuación baja o negativa. Como resultado de esta tarea, el Consultor deberá actualizar la información del inventario que desarrolló en la Actividad 2 con información específica, por ejemplo, en cuanto a los parámetros de ajuste recomendados para estabilizadores del sistema de potencia existentes, el reemplazo/instalación de estabilizadores del sistema de potencia, ajuste de controladores POD en los dispositivos FACTS existentes o planificados, etc. Cualquier recomendación de cambios/adiciones al sistema será de costo mínimo.

Actividad 8 – Análisis adicionales (Opcional)

- 4.20. El Consultor indicará qué estudios adicionales, si los hubiere, son necesarios para asegurar plenamente una operación combinada estable de los tres países. Por ejemplo, si el Consultor lo considera necesario, puede recomendar ejecutar un análisis dinámico en el dominio del tiempo o de la frecuencia para demostrar que las soluciones de control propuestas darían como resultado una operación estable sin interacciones de control adversas ni oscilaciones de potencia entre máquinas. El Consultor podrá proponer modelos reducidos para este análisis, si es necesario.

Actividad 9 – Preparación del informe final

- 4.21. El Consultor preparará un informe completo que documente el alcance y los resultados de todas las actividades del proyecto. Además, este informe integrará el contenido de los productos anteriores. El Consultor emitirá primero un informe preliminar al CSP para su revisión y comentarios. Al recibir estos comentarios, el Consultor emitirá un Informe Final. Además, el Consultor presentará todos los casos de simulación del sistema eléctrico que utilizó en el análisis en el formato DIgSilent.
- 4.22. Finalmente, el Consultor deberá presentar la metodología y los resultados de los estudios operativos al CSP (y a otros, según le indique el CSP) en una reunión remota de dos a tres horas que el Consultor convocará.

Software necesario

- 4.23. La base de datos de simulación del sistema está en formato PowerFactory DIgSilent. El Consultor debe utilizar este programa de software (Versión 2017 SP2 o posterior) para realizar las simulaciones necesarias del sistema. Una vez finalizados los estudios, el Consultor proporcionará los modelos DIgSilent utilizados para los estudios.
- 4.24. El Consultor debe indicar en su propuesta que tiene licencia válida para el uso de PowerFactory DIgSilent y debe proporcionar referencias de su aplicación al realizar estudios similares.

Información inicial que el Consultor recibirá

4.25. Inicialmente, el Consultor recibirá la siguiente información:

- Informes pertinentes con los resultados de estudios anteriores para la interconexión de 500 kV, incluyendo:
 - Leme Engenharia contratada por CELEC EP de Ecuador y el Ministerio de Energía y Minas del Perú. Anteproyecto Interconexión en 500 kV Ecuador-Perú, 2016. Este informe contiene una posible ruta y las especificaciones técnicas preliminares para la línea de transmisión de 500 kV.
 - COES-SINAC, CENACE y CELEP EP, Actualización de los Estudios Eléctricos de la Interconexión Ecuador - Perú 500 kV, septiembre de 2019.
- CENACE, Análisis de las Oscilaciones Presentadas durante la Operación Sincronizada del Sistema Interconectado Colombia-Ecuador con el Sistema Eléctrico de Perú, de fecha enero de 2016. Este informe analiza el evento del 21 de diciembre de 2015, cuando los sistemas eléctricos de Colombia, Ecuador y Perú se interconectaron entre sí durante aproximadamente dos minutos y medio.
- Los informes disponibles sobre los estudios del sistema eléctrico de la interconexión Colombia-Ecuador.
- Los modelos DIgSilent existentes para los sistemas eléctricos de Colombia, Ecuador y Perú (ya sea por separado para cada país y/o modelando la operación combinada de algunos de estos países) para los años 2022, Año A y Año B.
- Estudios de expansión del sistema disponibles para Colombia, Ecuador y Perú, incluido cualquier pronóstico de carga disponible.

4.26. La normativa y criterios para la operación de los sistemas eléctricos de Colombia, Ecuador y Perú, y las interconexiones internacionales. Esto incluye la Decisión 816 de la Comunidad Andina titulada Marco Regulatorio para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad.

5. Resultados y Productos Esperados

5.1. **Producto 1. Plan de Trabajo:** Propuesta de cronograma de actividades y programación de reuniones que tendrá el consultor con las contrapartes para cumplir con los informes a lo largo de todo el estudio. Adicionalmente, hacer una presentación de este cronograma (fecha a convenir con contrapartes). Además, este deberá incluir la Lista de información adicional que el Consultor necesite para entregar el alcance de su trabajo.

5.2. **Producto 2. El informe deberá incluir:** (i) Inventario de las características técnicas de las unidades de generación y dispositivos de compensación reactiva actuales y planificados pertinentes en Colombia, Ecuador y Perú; y (ii) Un informe con los criterios de estudio acordados y los supuestos que deben adoptar los Estudios de Operación.

- 5.3. **Producto 3. Informe con las opciones de mitigación:** Un informe que describa las opciones de mitigación propuestas que el Consultor considerará en los estudios operativos, enumerando sus ventajas y desventajas, y brindando un costo de referencia para cada una, así como una narrativa de las principales prácticas internacionales y la experiencia con la aplicación de estas opciones de mitigación.
- 5.4. **Producto 4. Borrador del Informe:** Un informe que documente el alcance y los resultados de todas las actividades del proyecto. Además, este informe integrará el contenido de todos los productos a entregarse. Como mínimo, el informe debe contener los siguientes Productos de la Fase 1: (1) una lista de inventario actualizada de todas las medidas de mitigación propuestas, incluidos los parámetros y puntos de referencia de los PSS existentes y nuevos y los PSS multibanda, existentes o ya planificados, dispositivos FACTS, etc., (2) una descripción de cualquier RAS recomendado o esquemas de separación de áreas, y (3) los límites máximos de transferencia evaluados entre Ecuador y Perú.
- 5.5. **Producto 5. Informe final:** que incluya (i) Un informe que considere todos los comentarios del CSP sobre el borrador del Informe; (ii) Base de datos de casos de simulación de sistemas en formato DIgSilent; (iii) Una presentación al CSP de la metodología y los resultados de los estudios operativos.

6. Calendario del Proyecto e Hitos:

- 6.1. La consultoría tendrá una duración máxima de 8 meses a partir de la firma del contrato, considerando los siguientes plazos para cada producto:
- Plazo para la entrega del Producto 1: 30 días contados desde la firma del contrato.
 - Plazo para la entrega del Producto 2: 2 meses contados desde la firma del contrato.
 - Plazo para la entrega del Producto 3: 4 meses contados desde la firma del contrato.
 - Plazo para la entrega del Producto 4: 6 meses contados desde la firma del contrato.
 - Plazo para la entrega del Producto 5: 8 meses contados desde la firma del contrato.

7. Requisitos de los Informes

- 7.1. El CSP debe revisar y aprobar todos los productos a entregarse antes de que el Consultor los finalice. El Consultor debe presentar todos los productos en formato electrónico, así como cinco copias impresas del Informe Final con formato y marca idénticos. El Consultor debe enviar todos los productos tanto en español como en inglés.
- 7.2. En general, toda la documentación electrónica debe ser accesible a través de: (1) productos MS Office 2010 (o posterior) basados en MS Windows, incluidos Word para texto, Excel para hojas de cálculo y cuadros de datos, PowerPoint para presentaciones y Project para cronogramas; (2) AutoCAD 2002 (o posterior) y en formato PDF para archivos de dibujo originales; (3) formato JPG para fotografías digitales; y (4) archivos ArcView para datos GIS, así como las versiones correspondientes en PDF. para la adecuada trazabilidad de la forma en que la observación fue acogida.

8. Contrapartes:

8.1. Las contrapartes del Consultor serán las siguientes:

- Especialistas de Energía del BID:
- Ministerio de Minas y Energía de Colombia
- Ministerio de Energía y Minas del Ecuador
- Ministerio de Energía y Minas del Perú

9. Criterios de aceptación

9.1. Los productos serán aceptados para pago una vez tengan la aprobación escrita por parte del equipo del BID.

9.2. No se pagarán productos parciales, o productos que no sean aceptados por ambas partes.

9.3. Requisitos de gobernanza y presentación de informe:

El Consultor reportará y trabajará en estrecha colaboración con un CSP que estará integrado por miembros (o sus designados) de las siguientes partes interesadas:

En Colombia:

- Ministerio de Minas y Energía de Colombia (MINES), cuya misión es formular y adoptar políticas orientadas al uso sostenible de los recursos mineros y energéticos para contribuir al desarrollo económico y social del país; y
- XM, que se encarga de operar el SIN y de administrar el mercado mayorista de energía. XM se especializa en la gestión de sistemas en tiempo real y el desarrollo de soluciones y servicios de energía e información con presencia en los sectores energético, financiero, de tránsito y transporte, y en activos ambientales y desarrollo sustentable.

En Ecuador:

- MERNNR. cuya misión es promover el desarrollo y uso sostenible de los recursos energéticos y mineros, con responsabilidad social y ambiental, a través de la formulación, implementación, seguimiento y evaluación de políticas públicas, aplicando principios de gestión de eficiencia, transparencia e integridad;
- CENACE, entidad estratégica del sector eléctrico ecuatoriano, que opera y administra la operación técnica y comercial del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y las interconexiones internacionales, con seguridad, calidad y al menor costo; y
- CELEC EP, cuya misión es realizar las actividades de generación y transmisión de energía eléctrica, que contribuya al desarrollo del país, a través de un modelo de gestión transparente y sostenible, basado en la optimización de recursos, el compromiso de su talento humano y la eficacia de sus operaciones, con responsabilidad social y ambiental.

En Perú:

- MINEM, cuya misión es desarrollar y evaluar políticas nacionales sobre el desarrollo sostenible de las actividades mineras y energéticas con el fin de contribuir al desarrollo humano y reducir los impactos ambientales negativos; y

- COES, cuya misión es gestionar el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional con transparencia, imparcialidad y excelencia. El COES también propone planes de transmisión para el desarrollo por parte de los agentes del sector con el fin de garantizar de manera sostenible la seguridad y calidad del suministro eléctrico en el país, de la manera más económica posible.

El CSP será la contraparte principal del Consultor con respecto a todos los aspectos del proyecto, y tendrá la responsabilidad de revisar, proporcionar comentarios y eventualmente aprobar todos los productos del proyecto.

El CSP se reunirá formalmente una vez al mes (o con más frecuencia si es necesario) para recibir comentarios sobre el avance del proyecto y tomar las decisiones necesarias con respecto a la buena ejecución del estudio. El CSP se establecerá para ayudar y facilitar la recopilación de datos del Consultor de sus respectivas instituciones/organizaciones, para revisar y proporcionar orientación de sus respectivas organizaciones sobre los diversos supuestos que los Consultores hicieron en los estudios, y para proporcionar revisiones y comentarios oportunos sobre los diversos productos que el Consultor debe entregar.

10. Otros Requisitos

10.1. **Equipo mínimo.** La firma deberá presentar en su propuesta un equipo mínimo, considerando las siguientes especialidades:

Experto clave	Calificaciones mínimas
Líder del equipo/Ingeniero principal de potencia	<ul style="list-style-type: none"> • Maestría en Ingeniería Eléctrica • 20 años de experiencia internacional en diseño/ planificación/ planificación de operaciones de sistemas eléctricos • Experiencia con al menos dos procesos de interconexión eléctrica regional similares en los últimos 10 años • Fluidez en inglés y español
Experto en operación de sistemas de potencia	<ul style="list-style-type: none"> • Maestría en Ingeniería Eléctrica • 15 años de experiencia internacional con el análisis y simulación de operaciones de sistemas de potencia • Experiencia con software de simulación de sistemas eléctricos • Experiencia con al menos un proceso de interconexión eléctrica regional similar en los últimos 10 años • Fluidez en inglés y español
Experto en operación de la transmisión	<ul style="list-style-type: none"> • Maestría en Ingeniería Eléctrica • 15 años de experiencia internacional con estudios de operaciones de sistemas de potencia • Experiencia con software de simulación de sistemas eléctricos • Experiencia con al menos un proceso de interconexión eléctrica regional similar en los últimos 10 años • Fluidez en inglés y español

10.2. Además de los expertos clave mencionados arriba, el Consultor también debe incluir en su propuesta a todo el personal no clave que necesite para cumplir con el alcance del trabajo de acuerdo con el enfoque y la metodología propuestos.

10.3. Finalmente, el Consultor debe proporcionar evidencia de que ha realizado al menos dos estudios de interconexión eléctrica comparables en los últimos 10 años. Se prefiere experiencia con los sistemas eléctricos en Colombia, Ecuador, o Perú.

11. Supervisión e informes

11.1. En representación del BID, la coordinación técnica para esta asignación estará a cargo de Alexandra Planas, Especialista Sectorial Líder, INE/ENE (Alexapla@IADB.ORG)

12. Calendario de Pagos

12.1. Las condiciones de pago se basarán en los hitos o entregables del proyecto. El Banco no espera hacer pagos por adelantado en virtud de contratos de consultoría a menos que se requiera una cantidad significativa de viajes. El Banco desea recibir la propuesta de costos más competitiva para los servicios descritos en el presente documento.

12.2. La Tasa de Cambios Oficial del BID indicada en la Solicitud de Propuestas se aplicará para las conversiones necesarias de los pagos en moneda local.

Plan de Pagos	
Entregables	%
1. Producto 1	10%
2. Producto 2	20%
3. Producto 3	20%
4. Producto 4	20%
5. Producto 5	30%
TOTAL	100%