

TÉRMINOS DE REFERENCIA

Definición del mapa de procesos del Coordinador Regional

Regional

RG-T4035-P00X

ATN/XXX

[Enlace web con el documento aprobado]

Apoyo a la implementación de la Hoja de Ruta del Sistema Andino de Interconexión Eléctrica (SINEA)

1. Antecedentes y Justificación

- 1.1.** La integración eléctrica de los países de la región implica importantes beneficios económicos, sociales y ambientales al permitir intercambios comerciales de energía eléctrica entre los países involucrados, reduciendo costos de generación y mejorando la utilización, eficiencia y eficacia de los equipos y plantas de generación de la infraestructura existente.
- 1.2.** Por lo anterior, se establece el SINEA en el año 2011 a partir de la Declaratoria de Galápagos, firmada por los países andinos (Colombia, Ecuador, Perú, Chile y Bolivia como observador) con el fin de avanzar en la integración energética regional, impulsar mayores intercambios de energía por mejores precios, un mejor aprovechamiento de la complementariedad de recursos renovables, y la optimización del uso de la infraestructura existente.
- 1.3.** Por su parte el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) considera la integración regional como un factor prioritario para avanzar en el desarrollo económico de la región y por consiguiente, ha venido acompañando el proceso de la integración eléctrica SINEA desde sus inicios como secretaría técnica y mediante tres cooperaciones técnicas. La primera, “Apoyo a los Estudios de Interconexión Eléctrica Andina” (ATN/OC-13350-RG) se aprobó en el 2012 y financió la primera fase de estudios de armonización regulatoria y planificación de la infraestructura para la región. Los estudios concluyeron que la creación de un mercado eléctrico regional traería beneficios netos superiores a los US\$1.500 millones en sus primeros diez años. Sin embargo, se necesita avanzar gradualmente en los detalles y por etapas, donde en primer lugar se apunte a un mejor aprovechamiento de las interconexiones existentes y al desarrollo de ámbitos de intercambios bilaterales, para luego ir hacia la conformación de un mercado subregional (integrado por Colombia, Ecuador y Perú). Paulatinamente se incorporarían Chile y Bolivia al mercado, a medida que se concreten nuevas interconexiones y se establezcan marcos normativos que posibiliten los intercambios. Además, con apoyo de esta CT se logró diseñar y aprobar en abril de 2014 la primera Hoja de Ruta del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA).
- 1.4.** La segunda, “Estudios Complementarios de Apoyo al Proceso de Integración Energética Andina” (ATN/FG-15606-RG, ATN/OC-15607-RG) se aprobó en el 2016 con el objetivo de: (i) financiar estudios y actividades complementarias para establecer y fortalecer las actuales y futuras interconexiones entre países; (ii) implementar un sistema de información de los sectores eléctricos de los países para facilitar la planificación conjunta; y (iii) apoyar el fortalecimiento de

la Comunidad Andina (CAN) y el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL).

- 1.5. La tercera, “Apoyo al Sistema de Interconexión Eléctrica Andina – SINEA” (ATN/OC-18449-RG - en ejecución) se aprobó en 2020 y ha apoyado: (i) los estudios para la armonización normativa interna para la adopción de la Decisión CAN 816 de Colombia, Perú y Ecuador; (ii) el estudio de alternativas de interconexión eléctrica Bolivia – Chile y (iii) la coordinación de reuniones de los grupos técnicos del SINEA, para el avanzar en el proceso de aprobación de los reglamentos Operativo, comercial y del CR.
- 1.6. Como resultado de estos apoyos técnicos, el SINEA ha avanzado institucionalmente mediante: (i) la aprobación de la Decisión CAN 816, que contiene el “Marco Regulatorio para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”; (ii) la elaboración de los reglamentos de la Decisión CAN 816 (reglamento operativo, reglamento comercial y reglamento del CR); (iii) una propuesta conceptual del diseño del Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) y (iv) la aprobación de la Hoja de Ruta 2020-2030, que calendariza las distintas actividades regulatorias y de infraestructura para seguir avanzando en esta iniciativa.
- 1.7. El beneficio de la complementariedad es evidente actualmente en la conexión binacional existente entre Colombia y Ecuador, siendo estos los países de la región que durante la última década han experimentado el mayor nivel de intercambios. Estos intercambios han permitido garantizar la continuidad del suministro energético, aún en las épocas de bajos aportes hídricos debidos a la presencia del Fenómeno de El Niño, momentos en los cuales, los aumentos de los precios en los sistemas con energía deficitaria se han visto aliviados con la importación de energía, sujetos a las condiciones comerciales acordadas entre los dos países
- 1.8. Con el fin de potencializar estas transacciones e iniciar la operación del MAER de forma óptima y sincronizada, se requiere la conformación de la figura del CR quien contribuirá a fortalecer la seguridad energética de los países al internalizar la complementariedad de las fuentes energéticas de cada uno. Adicionalmente, se espera que estas transacciones se vean potenciadas por la entrada en acción del CR que estandarizará las condiciones de mercado facilitando mayores intercambios a precios más competitivos, así como la incorporación inmediata de Perú al nuevo mercado, una vez que se concrete la construcción de la nueva interconexión binacional en 500kV con Ecuador.
- 1.9. El Ministerio de Minas y Energía de Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) junto con la empresa XM, administrador del mercado eléctrico nacional, y en estrecha coordinación con los operadores del mercado ecuatoriano y peruano, definieron las actividades y presupuesto estimado que implica la implementación de la figura del CR según los reglamentos del SINEA. Las fases acordadas fueron las siguientes: (i) Definición de la estructura organizacional del CR, mapa de procesos y criterios de la plataforma tecnológica; y (ii) Desarrollo e implementación del software. Teniendo en cuenta estas dos fases, el presupuesto requerido asciende aproximadamente a US\$1.7 millones.

2. Objetivos

- 2.1. Para iniciar el proceso de creación del CR, esta consultoría apoyará el financiamiento de la primera fase de implementación del CR que comprende las siguientes actividades: (i) Definición del mapa de procesos del CR

3. Alcance de los Servicios

- 3.1. Esta consultoría definirá las bases estructurales y tecnológicas para la implementación del CR, el organismo que se encargará de (i) realizar y ajustar el Despacho Económico Coordinado; (ii) registrar y determinar las compensaciones y liquidar las Transferencias Internacionales de Energía (TIE); (iii) coordinar la operación técnica de los enlaces internacionales; (iv) administrar la base de datos regional; (v) contratar auditorías a los procesos; (vi) realizar informes del MAERCP y su gestión; y (vii) atender inquietudes de los participantes y entes externos.

4. Actividades Clave

Las actividades claves que serán desarrolladas en esta consultoría incluyen, mas no se limitan a, con los siguientes hitos:

- 4.1. Elaboración de un plan de trabajo que incluya la introducción, objetivos, metodología de trabajo, recursos, estrategias y cronograma de las actividades a desarrollarse durante la consultoría.

4.2. **Definición del mapa de procesos del CR:**

En la definición del mapa de procesos se deberán identificar todas las actividades que debe desarrollar el CR a partir de los documentos de la Reglamentación Regional (Decisión CAN 816, Reglamentos aprobados Comercial, Operacional y del CR), los recursos que son requeridos para realizar cada actividad, sus productos y su interrelación entre sí. Lo anterior, con el fin de identificar y definir cada uno de los procesos descritos a continuación:

- 4.2.1. Definición del macroproceso de administración del CR, que comprende los siguientes módulos de subprocesos:

- **Módulo proceso de gestión tecnológica:** este módulo debe definir los siguientes procesos: (i) administración de demanda de servicios y capacidades tecnológicas; (ii) diseño de transformación digital; y (iii) realización de entrega y soporte de servicios digitales.
- **Módulo proceso de planeación de la operación:** este módulo debe definir los siguientes procesos: (i) información de estudios eléctricos y energéticos; (ii) coordinación de programación de mantenimientos; y (iii) ejecución del despacho económico coordinado (MDA y MID).
- **Módulo proceso de coordinación de la operación:** este módulo debe definir el proceso de coordinación operacional de enlaces internacionales entre los países que participan en el MAER.
- **Módulo proceso de liquidación de transacciones:** este módulo debe definir los siguientes procesos: (i) recepción y publicación de lecturas de medición comercial; y (ii) calcular y publicar las compensaciones.

- **Módulo proceso de evaluación de operaciones y transacciones:** este módulo debe definir el proceso del realizar un análisis posoperativo de la operación del MAERCP y de las transacciones internacionales.
- **Módulo proceso de gestión de la información:** este módulo debe definir los siguientes procesos: (i) modelo de gobernanza, que defina los estándares de recopilación, almacenamiento y procesamiento de datos; (ii) administración de la base de datos del CR, (iii) elaboración de informes y (iv) gestión de requerimientos de información.
- **Módulo proceso de gestión de auditorías:** este módulo debe definir el proceso de gestión de auditorías del CR.

4.2.2. Definición del proceso de coordinación de la programación de mantenimiento de la infraestructura, que comprende los siguientes módulos:

- Módulo de definición o modificación de formato de presentación de solicitudes de mantenimiento.
- Módulo de estructuración del plan semestral de mantenimientos
- Módulo de estructuración del plan mensual de mantenimientos
- Módulo de estructuración del plan semanal de mantenimientos
- Módulo de reprogramación o cancelación de mantenimientos

5. Resultados y Productos Esperados

Los productos esperados que deberá entregar el contractual son:

- 5.1. **Informe 1:** Que incluirá un Plan de trabajo para el óptimo desarrollo de la consultoría, punto 4.1.
- 5.2. **Informe 2:** Que incluirá el informe parcial de las actividades realizadas por el consultor, y las versiones parciales de los documentos indicado en los numerales 4.2.1.
- 5.3. **Informe 3:** Que incluirá el informe parcial de las actividades realizadas por el consultor, y las versiones parciales de los documentos indicado en los numerales 4.2.2.

6. Calendario del Proyecto e Hitos

- 6.1. La realización del estudio tendrá una duración de 5 meses. Los plazos de entrega de los entregables del estudio se detallan en la siguiente tabla.

Primer informe	15 días hábiles contados a partir de la firma del contrato
Segundo informe	En el mes 3 contado a partir de la firma del contrato
Tercer informe	En el mes 5 contado a partir de la firma del contrato

7. Requisitos de los Informes

- 7.1. Los productos serán entregados al Banco en el idioma español y en un archivo electrónico en formatos compatibles con MS Office y Adobe Reader. Las memorias de cálculo, gráficas, tablas y o cualquier otro documento producido con motivo de esta Consultoría formaran parte de los

productos al que correspondan.

8. Criterios de aceptación

8.1. Los productos serán aceptados por parte del Banco Interamericano de Desarrollo, previo visto bueno del comité técnico.

9. Supervisión e Informes

9.1. La firma consultora trabajará bajo la supervisión de Alexandra Planas, Especialista Senior de Energía (alexapla@iadb.org) y coordinará los avances e informes.

10. Calendario de Pagos

10.1. 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.

10.2. La Tasa de Cambios Oficial del BID indicada en el SDP se aplicará para las conversiones necesarias de los pagos en moneda local.

<i>Entregables</i>	<i>%</i>
1. Aprobación por el BID del Primer Informe	10%
2. Aprobación por el BID del Segundo Informe	45%
3. Aprobación por el BID del Tercer Informe	45%
TOTAL	100%

TÉRMINOS DE REFERENCIA

Diseño de la estructura organizacional del Coordinador Regional del MAERCP

Regional

RG-T4035-P00X

ATN/XXX

[Enlace web con el documento aprobado]

Apoyo a la implementación de la Hoja de Ruta del Sistema Andino de Interconexión Eléctrica (SINEA)

1. Antecedentes y Justificación

- 1.1.** La integración eléctrica de los países de la región implica importantes beneficios económicos, sociales y ambientales al permitir intercambios comerciales de energía eléctrica entre los países involucrados, reduciendo costos de generación y mejorando la utilización, eficiencia y eficacia de los equipos y plantas de generación de la infraestructura existente.
- 1.2.** Por lo anterior, se establece el SINEA en el año 2011 a partir de la Declaratoria de Galápagos, firmada por los países andinos (Colombia, Ecuador, Perú, Chile y Bolivia como observador) con el fin de avanzar en la integración energética regional, impulsar mayores intercambios de energía por mejores precios, un mejor aprovechamiento de la complementariedad de recursos renovables, y la optimización del uso de la infraestructura existente.
- 1.3.** Por su parte el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) considera la integración regional como un factor prioritario para avanzar en el desarrollo económico de la región y por consiguiente, ha venido acompañando el proceso de la integración eléctrica SINEA desde sus inicios como secretaría técnica y mediante tres cooperaciones técnicas. La primera, “Apoyo a los Estudios de Interconexión Eléctrica Andina” (ATN/OC-13350-RG) se aprobó en el 2012 y financió la primera fase de estudios de armonización regulatoria y planificación de la infraestructura para la región. Los estudios concluyeron que la creación de un mercado eléctrico regional traería beneficios netos superiores a los US\$1.500 millones en sus primeros diez años. Sin embargo, se necesita avanzar gradualmente en los detalles y por etapas, donde en primer lugar se apunte a un mejor aprovechamiento de las interconexiones existentes y al desarrollo de ámbitos de intercambios bilaterales, para luego ir hacia la conformación de un mercado subregional (integrado por Colombia, Ecuador y Perú). Paulatinamente se incorporarían Chile y Bolivia al mercado, a medida que se concreten nuevas interconexiones y se establezcan marcos normativos que posibiliten los intercambios. Además, con apoyo de esta CT se logró diseñar y aprobar en abril de 2014 la primera Hoja de Ruta del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA).
- 1.4.** La segunda, “Estudios Complementarios de Apoyo al Proceso de Integración Energética Andina” (ATN/FG-15606-RG, ATN/OC-15607-RG) se aprobó en el 2016 con el objetivo de: (i) financiar estudios y actividades complementarias para establecer y fortalecer las actuales y futuras interconexiones entre países; (ii) implementar un sistema de información de los sectores eléctricos de los países para facilitar la planificación conjunta; y (iii) apoyar el fortalecimiento de

la Comunidad Andina (CAN) y el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL).

- 1.5. La tercera, “Apoyo al Sistema de Interconexión Eléctrica Andina – SINEA” (ATN/OC-18449-RG - en ejecución) se aprobó en 2020 y ha apoyado: (i) los estudios para la armonización normativa interna para la adopción de la Decisión CAN 816 de Colombia, Perú y Ecuador; (ii) el estudio de alternativas de interconexión eléctrica Bolivia – Chile y (iii) la coordinación de reuniones de los grupos técnicos del SINEA, para el avanzar en el proceso de aprobación de los reglamentos Operativo, comercial y del CR.
- 1.6. Como resultado de estos apoyos técnicos, el SINEA ha avanzado institucionalmente mediante: (i) la aprobación de la Decisión CAN 816, que contiene el “Marco Regulatorio para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”; (ii) la elaboración de los reglamentos de la Decisión CAN 816 (reglamento operativo, reglamento comercial y reglamento del CR); (iii) una propuesta conceptual del diseño del Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) y (iv) la aprobación de la Hoja de Ruta 2020-2030, que calendariza las distintas actividades regulatorias y de infraestructura para seguir avanzando en esta iniciativa.
- 1.7. El beneficio de la complementariedad es evidente actualmente en la conexión binacional existente entre Colombia y Ecuador, siendo estos los países de la región que durante la última década han experimentado el mayor nivel de intercambios. Estos intercambios han permitido garantizar la continuidad del suministro energético, aún en las épocas de bajos aportes hídricos debidos a la presencia del Fenómeno de El Niño, momentos en los cuales, los aumentos de los precios en los sistemas con energía deficitaria se han visto aliviados con la importación de energía, sujetos a las condiciones comerciales acordadas entre los dos países
- 1.8. Con el fin de potencializar estas transacciones e iniciar la operación del MAER de forma óptima y sincronizada, se requiere la conformación de la figura del CR quien contribuirá a fortalecer la seguridad energética de los países al internalizar la complementariedad de las fuentes energéticas de cada uno. Adicionalmente, se espera que estas transacciones se vean potenciadas por la entrada en acción del CR que estandarizará las condiciones de mercado facilitando mayores intercambios a precios más competitivos, así como la incorporación inmediata de Perú al nuevo mercado, una vez que se concrete la construcción de la nueva interconexión binacional en 500kV con Ecuador.
- 1.9. El Ministerio de Minas y Energía de Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) junto con la empresa XM, administrador del mercado eléctrico nacional, y en estrecha coordinación con los operadores del mercado ecuatoriano y peruano, definieron las actividades y presupuesto estimado que implica la implementación de la figura del CR según los reglamentos del SINEA. Las fases acordadas fueron las siguientes: (i) Definición de la estructura organizacional del CR, mapa de procesos y criterios de la plataforma tecnológica; y (ii) Desarrollo e implementación del software. Teniendo en cuenta estas dos fases, el presupuesto requerido asciende aproximadamente a US\$1.7 millones.

2. Objetivos

- 2.1. Para iniciar el proceso de creación del CR, esta consultoría apoyará el financiamiento de la primera fase de implementación del CR que comprende las siguientes actividades: Definición de la estructura organizacional.

3. Alcance de los Servicios

- 3.1. Esta consultoría definirá las bases estructurales y tecnológicas para la implementación del CR, quien es el organismo que se encargará de (i) realizar y ajustar el Despacho Económico Coordinado; (ii) registrar y determinar las compensaciones y liquidar las Transferencias Internacionales de Energía (TIE); (iii) coordinar la operación técnica de los enlaces internacionales; (iv) administrar la base de datos regional; (v) contratar auditorías a los procesos; (vi) realizar informes del MAERCP y su gestión; y (vii) atender inquietudes de los participantes y entes externos.

4. Actividades Clave

Las actividades claves que serán desarrolladas en esta consultoría incluyen, mas no se limitan, con los siguientes hitos:

- 4.1. Elaboración de un plan de trabajo que incluya la introducción, objetivos, metodología de trabajo, recursos, estrategias y cronograma de las actividades a desarrollarse durante la consultoría.

4.2. Estructuración de la estructura organizacional (4 meses):

La estructura organizacional del CR debe identificar el organigrama con funciones para cada posición, el número de personas requeridas y sus perfiles, con las cuales se llevarán a cabo los procesos identificados, sus controles y dirección. Esta identificación será el resultado de las horas hombre requeridas por proceso. Para esto se debe comprender como mínimo la definición de las funciones, los perfiles y actividades de las siguientes unidades de operación:

- 4.2.1. Dirección del CR
- 4.2.2. Unidad de coordinación, operación y transacciones
- 4.2.3. Unidad de coordinación tecnología e información
- 4.2.4. Unidad de coordinación de gestión empresarial

5. Resultados y Productos Esperados

Los productos esperados que deberá entregar el contractual son:

- 5.1. **Informe 1:** Que incluirá un Plan de trabajo para el óptimo desarrollo de la consultoría, punto 4.1.
- 5.2. **Informe 2:** Que incluirá el informe parcial de las actividades realizadas por el consultor, y las versiones parciales de los documentos indicado en los numerales 4.2.1. y 4.2.2.
- 5.3. **Informe 3:** Que incluirá el informe parcial de las actividades realizadas por el consultor, y las versiones parciales de los documentos indicado en los numerales 4.2.3 y 4.2.4.
- 5.4. **Informe 4:** Que incluirá el informe final de las actividades realizadas por el consultor, y las

versiones finales de los documentos indicado en los numerales del 4.2, y que deberán incorporar los ajustes establecidos por el equipo de proyecto

6. Calendario del Proyecto e Hitos

6.1. La realización del estudio tendrá una duración de 4 meses. Los plazos de entrega de los entregables del estudio se detallan en la siguiente tabla.

Primer informe	15 días hábiles contados a partir de la firma del contrato
Segundo informe	En el mes 1 contado a partir de la firma del contrato
Tercer informe	En el mes 3 contado a partir de la firma del contrato
Cuarto entregable	En el mes 4 a partir de la firma del contrato

7. Requisitos de los Informes

7.1. Los productos serán entregados al Banco en el idioma español y en un archivo electrónico en formatos compatibles con MS Office y Adobe Reader. Las memorias de cálculo, gráficas, tablas y o cualquier otro documento producido con motivo de esta Consultoría formaran parte de los productos al que correspondan.

8. Criterios de aceptación

8.1. Los productos serán aceptados por parte del Banco Interamericano de Desarrollo, previo visto bueno del comité técnico.

9. Supervisión e Informes

9.1. La firma consultora trabajará bajo la supervisión de Alexandra Planas, Especialista Senior de Energía (alexapla@iadb.org) y coordinará los avances e informes.

10. Calendario de Pagos

10.1. 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.

10.2. La Tasa de Cambios Oficial del BID indicada en el SDP se aplicará para las conversiones necesarias de los pagos en moneda local.

<i>Entregables</i>	%
1. Aprobación por el BID del Primer Informe	10%
2. Aprobación por el BID del Segundo Informe	30%
3. Aprobación por el BID del Tercer Informe	30%
4. Aprobación por el BID del Cuarto Informe	30%
TOTAL	100%

TÉRMINOS DE REFERENCIA

Diseño de la plataforma tecnológica del Coordinador Regional del MAERCP

Regional

RG-T4035-P00X

ATN/XXX

[Enlace web con el documento aprobado]

Apoyo a la implementación de la Hoja de Ruta del Sistema Andino de Interconexión Eléctrica (SINEA)

1. Antecedentes y Justificación

- 1.1.** La integración eléctrica de los países de la región implica importantes beneficios económicos, sociales y ambientales al permitir intercambios comerciales de energía eléctrica entre los países involucrados, reduciendo costos de generación y mejorando la utilización, eficiencia y eficacia de los equipos y plantas de generación de la infraestructura existente.
- 1.2.** Por lo anterior, se establece el SINEA en el año 2011 a partir de la Declaratoria de Galápagos, firmada por los países andinos (Colombia, Ecuador, Perú, Chile y Bolivia como observador) con el fin de avanzar en la integración energética regional, impulsar mayores intercambios de energía por mejores precios, un mejor aprovechamiento de la complementariedad de recursos renovables, y la optimización del uso de la infraestructura existente.
- 1.3.** Por su parte el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) considera la integración regional como un factor prioritario para avanzar en el desarrollo económico de la región y por consiguiente, ha venido acompañando el proceso de la integración eléctrica SINEA desde sus inicios como secretaría técnica y mediante tres cooperaciones técnicas. La primera, “Apoyo a los Estudios de Interconexión Eléctrica Andina” (ATN/OC-13350-RG) se aprobó en el 2012 y financió la primera fase de estudios de armonización regulatoria y planificación de la infraestructura para la región. Los estudios concluyeron que la creación de un mercado eléctrico regional traería beneficios netos superiores a los US\$1.500 millones en sus primeros diez años. Sin embargo, se necesita avanzar gradualmente en los detalles y por etapas, donde en primer lugar se apunte a un mejor aprovechamiento de las interconexiones existentes y al desarrollo de ámbitos de intercambios bilaterales, para luego ir hacia la conformación de un mercado subregional (integrado por Colombia, Ecuador y Perú). Paulatinamente se incorporarían Chile y Bolivia al mercado, a medida que se concreten nuevas interconexiones y se establezcan marcos normativos que posibiliten los intercambios. Además, con apoyo de esta CT se logró diseñar y aprobar en abril de 2014 la primera Hoja de Ruta del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA).
- 1.4.** La segunda, “Estudios Complementarios de Apoyo al Proceso de Integración Energética Andina” (ATN/FG-15606-RG, ATN/OC-15607-RG) se aprobó en el 2016 con el objetivo de: (i) financiar estudios y actividades complementarias para establecer y fortalecer las actuales y futuras interconexiones entre países; (ii) implementar un sistema de información de los sectores eléctricos de los países para facilitar la planificación conjunta; y (iii) apoyar el fortalecimiento de

la Comunidad Andina (CAN) y el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL).

- 1.5. La tercera, “Apoyo al Sistema de Interconexión Eléctrica Andina – SINEA” (ATN/OC-18449-RG - en ejecución) se aprobó en 2020 y ha apoyado: (i) los estudios para la armonización normativa interna para la adopción de la Decisión CAN 816 de Colombia, Perú y Ecuador; (ii) el estudio de alternativas de interconexión eléctrica Bolivia – Chile y (iii) la coordinación de reuniones de los grupos técnicos del SINEA, para el avanzar en el proceso de aprobación de los reglamentos Operativo, comercial y del CR.
- 1.6. Como resultado de estos apoyos técnicos, el SINEA ha avanzado institucionalmente mediante: (i) la aprobación de la Decisión CAN 816, que contiene el “Marco Regulatorio para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”; (ii) la elaboración de los reglamentos de la Decisión CAN 816 (reglamento operativo, reglamento comercial y reglamento del CR); (iii) una propuesta conceptual del diseño del Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) y (iv) la aprobación de la Hoja de Ruta 2020-2030, que calendariza las distintas actividades regulatorias y de infraestructura para seguir avanzando en esta iniciativa.
- 1.7. El beneficio de la complementariedad es evidente actualmente en la conexión binacional existente entre Colombia y Ecuador, siendo estos los países de la región que durante la última década han experimentado el mayor nivel de intercambios. Estos intercambios han permitido garantizar la continuidad del suministro energético, aún en las épocas de bajos aportes hídricos debidos a la presencia del Fenómeno de El Niño, momentos en los cuales, los aumentos de los precios en los sistemas con energía deficitaria se han visto aliviados con la importación de energía, sujetos a las condiciones comerciales acordadas entre los dos países
- 1.8. Con el fin de potencializar estas transacciones e iniciar la operación del MAER de forma óptima y sincronizada, se requiere la conformación de la figura del CR quien contribuirá a fortalecer la seguridad energética de los países al internalizar la complementariedad de las fuentes energéticas de cada uno. Adicionalmente, se espera que estas transacciones se vean potenciadas por la entrada en acción del CR que estandarizará las condiciones de mercado facilitando mayores intercambios a precios más competitivos, así como la incorporación inmediata de Perú al nuevo mercado, una vez que se concrete la construcción de la nueva interconexión binacional en 500kV con Ecuador.
- 1.9. El Ministerio de Minas y Energía de Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) junto con la empresa XM, administrador del mercado eléctrico nacional, y en estrecha coordinación con los operadores del mercado ecuatoriano y peruano, definieron las actividades y presupuesto estimado que implica la implementación de la figura del CR según los reglamentos del SINEA. Las fases acordadas fueron las siguientes: (i) Definición de la estructura organizacional del CR, mapa de procesos y criterios de la plataforma tecnológica; y (ii) Desarrollo e implementación del software. Teniendo en cuenta estas dos fases, el presupuesto requerido asciende aproximadamente a US\$1.7 millones.

2. Objetivos

- 2.1. Para iniciar el proceso de creación del CR, esta consultoría apoyará el financiamiento de la primera fase de implementación del CR que comprende las siguientes actividades: Diseño de la Plataforma tecnológica.

3. Alcance de los Servicios

- 3.1. Esta consultoría consistirá en dar las bases estructurales y tecnológicas para la implementación del CR, quien es el organismo que se encargará de (i) realizar y ajustar el Despacho Económico Coordinado; (ii) registrar y determinar las compensaciones y liquidar las Transferencias Internacionales de Energía (TIE); (iii) coordinar la operación técnica de los enlaces internacionales; (iv) administrar la base de datos regional; (v) contratar auditorías a los procesos; (vi) realizar informes del MAERCP y su gestión; y (vii) atender inquietudes de los participantes y entes externos.

4. Actividades Clave

Las actividades claves que serán desarrolladas en esta consultoría incluyen, mas no se limitan, con los siguientes hitos:

- 4.1. Elaboración de un plan de trabajo que incluya la introducción, objetivos, metodología de trabajo, recursos, estrategias y cronograma de las actividades a desarrollarse durante la consultoría.

4.2. Diseño de la plataforma tecnológica (12 meses)

Con el mapa de procesos identificado, se deben identificar las necesidades de una plataforma tecnológica que soporte dichos procesos. Esta plataforma debe garantizar altos estándares de calidad y confiabilidad en términos de escalabilidad, interoperabilidad, seguridad, funcionalidad, fiabilidad, usabilidad, eficiencia, mantenibilidad y portabilidad.

Esta plataforma tecnológica, debe contar con los siguientes componentes de aplicación, como mínimo:

- 4.2.1. Diseño de Portal WEB
- 4.2.2. Módulo de despacho económico coordinado
- 4.2.3. Módulo de operaciones
- 4.2.4. Módulo de coordinación de mantenimiento
- 4.2.5. Módulo de parámetros técnicos
- 4.2.6. Módulo de seguimiento de operaciones
- 4.2.7. Módulo de determinación de compensación y liquidación de TIEs
- 4.2.8. Módulo BI

Para lo anterior se deben tener los requerimientos que se encuentran en el Anexo 1.

5. Resultados y Productos Esperados

Los productos esperados que deberá entregar el contractual son:

- 5.1. Informe 1:** Que incluirá un Plan de trabajo para el óptimo desarrollo de la consultoría, punto 4.1.
- 5.2. Informe 2:** Que incluirá el informe parcial de las actividades realizadas por el consultor, y las versiones parciales de los documentos indicado en los numerales 4.2.1, 4.2.2, 4.2.3 y 4.2.4.
- 5.3. Informe 3:** Que incluirá el informe parcial de las actividades realizadas por el consultor, y las versiones parciales de los documentos indicado en los numerales 4.2.5, 4.2.6, 4.2.7 y 4.2.8.
- 5.4. Informe 4:** Que incluirá el informe final de las actividades realizadas por el consultor, y las versiones finales de los documentos indicado en los numerales 4.2, y que deberán incorporar los ajustes establecidos por el equipo de proyecto

6. Calendario del Proyecto e Hitos

- 6.1.** La realización del estudio tendrá una duración de 12 meses. Los plazos de entrega de los entregables del estudio se detallan en la siguiente tabla.

Primer informe	15 días hábiles contados a partir de la firma del contrato
Segundo informe	En el mes 5 contado a partir de la firma del contrato
Tercer informe	En el mes 10 contado a partir de la firma del contrato
Cuarto entregable	En el mes 12 a partir de la firma del contrato

7. Requisitos de los Informes

- 7.1.** Los productos serán entregados al Banco en el idioma español y en un archivo electrónico en formatos compatibles con MS Office y Adobe Reader. Las memorias de cálculo, gráficas, tablas y o cualquier otro documento producido con motivo de esta Consultoría formaran parte de los productos al que correspondan.

8. Criterios de aceptación

- 8.1.** Los productos serán aceptados por parte del Banco Interamericano de Desarrollo, previo visto bueno del comité técnico.

9. Supervisión e Informes

- 9.1.** La firma consultora trabajará bajo la supervisión de Alexandra Planas, Especialista Senior de Energía (alexapla@iadb.org) y coordinará los avances e informes.

10. Calendario de Pagos

- 10.1.** 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.

- 10.2.** La Tasa de Cambios Oficial del BID indicada en el SDP se aplicará para las conversiones necesarias de los pagos en moneda local.

<i>Entregables</i>	%
1. Aprobación por el BID del Primer Informe	10%
2. Aprobación por el BID del Segundo Informe	30%
3. Aprobación por el BID del Tercer Informe	30%
4. Aprobación por el BID del Cuarto Informe	30%
TOTAL	100%

Anexo 1.

Consideraciones generales y lineamientos técnicos para tener en cuenta para la implementación del CR:

Información de Requerimientos	Descripción
Regulación Coordinador Regional	DECISIÓN N°816: Marco regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctrico e intercambio intracomunitario de electricidad.
Mapa de procesos de negocio	Procesos de negocio definidos para el ejercicio del rol del CR (preliminar)
Épicas – Features	Levantamiento de requerimientos de negocio a nivel de Épicas y Características de la solución requerida para el Coordinador Regional; documentadas en Azure Devops. Se levantaron: - Épicas: 7 - Características: ~70 (Alrededor de 70) Con sus criterios de aceptación.
CAN_CR	Diagramas a alto nivel y componentes a considerar en el desarrollo de la solución. La arquitectura cuenta con varios diagramas, entre los que se encuentran: 1. Diagrama de Procesos de Negocio: Procesos de negocio, y relación con los módulos que soportan dichos procesos. 2. Diagrama de Flujo de Datos: Flujo de información planteado a partir de la necesidad a alto nivel. 3. Diagrama de Integraciones: Aplicaciones actuales/existentes que se deben integrar a la solución. 4. Diagrama de Módulos: Representación de los módulos con que debe contar la solución, y su interacción con las aplicaciones actuales/existentes. 5. Diagrama de Aplicaciones: Principales artefactos de software a considerar en la solución, y su interacción entre ellos. 6. Diagrama de Datos: BD principales a considerar en la solución. 7. Diagrama de Componentes Tecnológicos: Tecnologías, servicios, componentes tecnológicos a considerar en la solución.

Las siguientes consideraciones técnicas, son dado el carácter rotatorio del CR y su plataforma tecnológica

Consideraciones Técnicas	Descripción
Metodología de desarrollo, marco de trabajo	Ágil, marco de trabajo scrum, mediante print.
Prácticas devops	Las cuales incluyen como mínimo: Gestión de la configuración, integración continua y despliegue automático. Específicamente Azure DevOps.
Equipo de trabajo	Debe considerar todos los roles con excepción de: Product Owner y Scrum Master.
Tipo de aplicación	Web , con soporte para los principales navegadores del mercado: Chrome, Edge, Firefox.
Orientada a nube	La solución debe ser 100% orientada a nube ; preferiblemente con tecnologías o servicios Microsoft.

Atributos de calidad	<p>Considerar para la solución los principales atributos de calidad de software:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Funcionalidad 2. Fiabilidad 3. Usabilidad 4. Eficiencia 5. Mantenibilidad 6. Portabilidad 7. Escalabilidad 8. Interoperabilidad 9. Seguridad
-----------------------------	--

Lineamientos TI	Descripción
Lineamientos y Estándares TI	Tecnologías, lineamientos de diseño de aplicaciones, lineamientos para el desarrollo de aplicaciones, aceptación de pruebas y lineamientos generales.
Lineamientos de Seguridad	Lineamientos y estándares de seguridad informática para la minimización del riesgo asociado a fallas, problemas e incidentes de seguridad: gobierno de la seguridad informática, seguridad en sistemas de información, seguridad en infraestructura, auditorías, entrega de datos.
Guía de Arquitectura	Arquitectura de referencia para el desarrollo de aplicaciones tomando como base una arquitectura orientada a servicios, SOA (Service Oriented Architecture), Microservicios y lineamientos que establecen recomendaciones y resuelven ambigüedades en aspectos técnicos: definiciones, arquitectura, capacidades recurrentes, catálogo de servicios, integración.
Estándares para diseño de aplicaciones de Software	Lineamiento de mejores prácticas de usabilidad para las aplicaciones de software que se desarrollen, no se pretende restringir el proceso de diseño, sino permitir contar con herramientas necesarias para que exista una identidad y unas buenas prácticas mínimas: generalidades del proceso para el desarrollo de aplicaciones, experiencia de usuario, mapa de experiencia de usuario, mejores prácticas y herramientas para el diseño de aplicaciones móviles, recomendaciones generales, tendencias en diseño de aplicaciones.
Manual Gestión de Configuración y Devops	Arquitectura de DevOps, ecosistema de DevOps, políticas de gestión de versiones y lineamientos generales, métricas de Calidad de Código, políticas para pipelines de integración continua y despliegue continuo, estructura del repositorio, despliegues en pruebas y producción, requisitos mínimos para instalación.
Definición de ambientes de Infraestructura	Definición de los ambientes de infraestructura y lineamientos para llevar a cabo el despliegue de los proyectos y cambios de aplicaciones entre los diferentes ambientes informáticos, a fin de conservar la integridad de la información del negocio, la disponibilidad del ambiente productivo y la adecuada planeación de los recursos inherentes al proceso.
Lineamientos Continuidad de Negocio	Documento que contiene las definiciones que permiten que la operación no se afecte: actividades periódicas, contingencias y planes de continuidad.
Automatización Pruebas	Documento que contiene los lineamientos Devops y Automatización de pruebas, en las que se optimizan y sistematizan puntos del proceso de desarrollo de software: definición, beneficios, tipos de prueba, herramientas, automatización bajo metodologías ágiles.

TÉRMINOS DE REFERENCIA

Análisis segunda interconexión bilateral Colombia - Ecuador

Regional

RG-T4035-P00X

ATN/XXX

[Enlace web con el documento aprobado]

Apoyo a la implementación de la Hoja de Ruta del Sistema Andino de Interconexión Eléctrica (SINEA)

1. Antecedentes y Justificación

- 1.1.** La integración eléctrica de los países de la región implica importantes beneficios económicos, sociales y ambientales al permitir intercambios comerciales de energía eléctrica entre los países involucrados, reduciendo costos de generación y mejorando la utilización, eficiencia y eficacia de los equipos y plantas de generación de la infraestructura existente.
- 1.2.** Por lo anterior, se establece el SINEA en el año 2011 a partir de la Declaratoria de Galápagos, firmada por los países andinos (Colombia, Ecuador, Perú, Chile y Bolivia como observador) con el fin de avanzar en la integración energética regional, impulsar mayores intercambios de energía por mejores precios, un mejor aprovechamiento de la complementariedad de recursos renovables, y la optimización del uso de la infraestructura existente.
- 1.3.** Por su parte el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) considera la integración regional como un factor prioritario para avanzar en el desarrollo económico de la región y por consiguiente, ha venido acompañando el proceso de la integración eléctrica SINEA desde sus inicios como secretaría técnica y mediante tres cooperaciones técnicas. La primera, “Apoyo a los Estudios de Interconexión Eléctrica Andina” (ATN/OC-13350-RG) se aprobó en el 2012 y financió la primera fase de estudios de armonización regulatoria y planificación de la infraestructura para la región. Los estudios concluyeron que la creación de un mercado eléctrico regional traería beneficios netos superiores a los US\$1.500 millones en sus primeros diez años. Sin embargo, se concluyó que era necesario avanzar gradualmente en los detalles y por etapas, donde en primer lugar se apunte a un mejor aprovechamiento de las interconexiones existentes y al desarrollo de ámbitos de intercambios bilaterales, para luego ir hacia la conformación de un mercado subregional (integrado por Colombia, Ecuador y Perú). Paulatinamente se incorporarían Chile y Bolivia al mercado, a medida que se concreten nuevas interconexiones y se establezcan marcos normativos que posibiliten los intercambios. Además, con apoyo de esta CT se logró diseñar y aprobar en abril de 2014 la primera Hoja de Ruta del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA).
- 1.4.** La segunda, “Estudios Complementarios de Apoyo al Proceso de Integración Energética Andina” (ATN/FG-15606-RG, ATN/OC-15607-RG) se aprobó en el 2016 con el objetivo de: (i) financiar estudios y actividades complementarias para establecer y fortalecer las actuales y futuras interconexiones entre países; (ii) implementar un sistema de información de los sectores eléctricos de los países para facilitar la planificación conjunta; y (iii) apoyar el fortalecimiento de

la Comunidad Andina (CAN) y el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL).

- 1.5. La tercera, “Apoyo al Sistema de Interconexión Eléctrica Andina – SINEA” (ATN/OC-18449-RG - en ejecución) se aprobó en 2020 y ha apoyado: (i) los estudios para la armonización normativa interna para la adopción de la Decisión CAN 816 de Colombia, Perú y Ecuador; (ii) el estudio de alternativas de interconexión eléctrica Bolivia – Chile y (iii) la coordinación de reuniones de los grupos técnicos del SINEA, para el avanzar en el proceso de aprobación de los reglamentos Operativo, comercial y del CR.
- 1.6. Como resultado de estos apoyos técnicos, el SINEA ha avanzado institucionalmente mediante: (i) la aprobación de la Decisión CAN 816, que contiene el “Marco Regulatorio para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”; (ii) la elaboración de los reglamentos de la Decisión CAN 816 (reglamento operativo, reglamento comercial y reglamento del CR); (iii) una propuesta conceptual del diseño del Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) y (iv) la aprobación de la Hoja de Ruta 2020-2030, que calendariza las distintas actividades regulatorias y de infraestructura para seguir avanzando en esta iniciativa.
- 1.7. El beneficio de la complementariedad es evidente actualmente en la conexión binacional existente entre Colombia y Ecuador, siendo estos los países de la región que durante la última década han experimentado el mayor nivel de intercambios. Estos intercambios han permitido garantizar la continuidad del suministro energético, aún en las épocas de bajos aportes hídricos debidos a la presencia del Fenómeno de El Niño, momentos en los cuales, los aumentos de los precios en los sistemas con energía deficitaria se han visto aliviados con la importación de energía, sujetos a las condiciones comerciales acordadas entre los dos países

2. Objetivos

- 2.1. El objetivo de la consultoría es elaborar el análisis de la segunda interconexión bilateral Colombia-Ecuador con el objetivo de cumplir los siguientes objetivos:
- 2.2. Analizar las restricciones a la expansión de la segunda interconexión bilateral y al aumento en el flujo de energía que pudiesen intercambiar, tanto para (a) las líneas de interconexión existentes; (b) líneas cuya construcción se encuentra en ejecución; y (c) análisis de proyectos que han sido identificados pero su construcción no ha avanzado a pesar de haber demostrado su factibilidad física, económica y financiera. El análisis estará orientado a entender las restricciones políticas, macroeconómicas, y de aspectos sectoriales y supra-sectoriales que favorezcan la construcción e implementación a plena capacidad económica de la segunda interconexión bilateral.
- 2.3. Analizar las causas que generan desempeños diferentes entre ambos países, a fin de orientar la promoción del fortalecimiento comercial del intercambio de energía a través de la propuesta de la segunda interconexión y de la interconexión existente; y facilitar el desarrollo operativo y comercial de las que no se han ejecutado a pesar de la existencia de potenciales beneficios económicos;

- 2.4. Definir una hoja de ruta que incluya la identificación de la infraestructura requerida, y estudios de planificación y armonización regulatoria.
- 2.5. Diseminar de manera amplia los resultados del estudio. Se prevé la publicación de un estudio con los contenidos del trabajo realizado, además de la producción de notas técnicas sobre aspectos o capítulos particulares del mismo.

3. Actividades Clave

3.1. **Analizar (i) las restricciones a la expansión de la segunda interconexión bilateral y al aumento en el flujo de energía que pudiesen intercambiar; y (ii) las causas que generan desempeños diferentes entre ambos países:**

Identificación de factores que actúan como obstáculo para la segunda interconexión eléctrica. Se efectuará una caracterización general de la interconexión existente, así como la expansión de la segunda interconexión bilateral y al aumento en el flujo de energía de la futura, los factores que inciden en su desempeño y un análisis exhaustivo de cada uno de estos factores, sean éstos de naturaleza política, económica o institucional que obstaculizan la armonización de los esquemas regulatorios y comerciales de los países involucrados en los procesos de integración regional.

Con tal propósito se examinarán los siguientes aspectos:

- Estrategias de desarrollo y el papel de la energía eléctrica. Si la electricidad es vista como un insumo estratégico, asociada a objetivos de soberanía y seguridad energética, los gobiernos habrán de privilegiar la autosuficiencia para evitar la dependencia de otros países. En consecuencia, existirán tensiones entre los objetivos que persiguen la integración y los de conseguir la autarquía proclamada por la política energética en los países.
- Economía Política de la Integración Eléctrica. La agenda de integración puede verse profundamente afectada por los impactos que los intercambios internacionales tienen sobre los participantes del sector. Con la integración eléctrica se producen ganadores y perdedores. Algunos de los actores más activos en la oposición a la integración pueden ser los generadores costosos que se verían desplazados por plantas más modernas, eficientes y de mayores economías de escala. Si los mercados son concentrados, podrían influir sobre los gobiernos y los órganos reguladores de sus países. Por el otro lado, muchos de quienes podrían ser los grandes beneficiados por la integración --si ella significa una energía más barata, segura y sustentable-- se encuentran fuera de la mesa de debate, sin lograr expresar sus opiniones favorables al proceso de integración, incluyendo a empresas que son grandes consumidores o a compañías, nacionales o extranjeras, que ven en un mercado regional ampliado buenas oportunidades de negocios, o a los consumidores comerciales y residenciales que generalmente no tienen representación en los órganos de decisión.

- Aspectos normativos, regulatorios y solución de controversias. Diferencias sustanciales en los marcos regulatorios nacionales pueden opacar los beneficios de la integración eléctrica. Los diferentes sistemas eléctricos han evolucionado bajo distintas realidades, necesidades y parámetros de funcionamiento. En algunos casos, estas diferencias hacen que en la práctica sea muy costoso el intercambio de energía. En algunos casos, se han hecho esfuerzos para armonizar los marcos regulatorios para permitir los intercambios, ajustando las regulaciones o creando esquemas ad-hoc para los intercambios nacionales. Aunque el estudio no pretende convertirse en un ejercicio de armonización de las regulaciones entre los países (ya hay esfuerzos desarrollándose en este sentido), se busca entender es qué motiva a los países a armonizar sus regulaciones con las de sus vecinos. Asimismo, y en estrecha relación con lo anterior, una vez establecida la interconexión eléctrica es necesario tener en cuenta la institucionalidad apropiada para el cumplimiento del contrato, especialmente en cuanto a los arreglos económicos y técnicos. De ahí entonces que los procedimientos y mecanismos para la solución de las controversias del contrato condicionan la eficacia del mismo.
- Aspectos económicos supra-sectoriales. Hay otros aspectos externos al sector que pueden impedir los intercambios. Entre estos se encuentran, por ejemplo, la presencia de déficits en las balanzas de pago o balanzas comerciales, la disponibilidad de divisas y monto de reservas, nivel de deuda externa y su calificación, el impacto de eventuales actualizaciones tarifarias sobre los precios y las metas de política monetaria, etc.
- Objetivos discrepantes entre la interconexión eléctrica y los acuerdos de integración. De manera general, otro elemento que puede influir sobre el desempeño y grado de utilización de las interconexiones es la aparición de tensiones provenientes de los procesos de integración. Así, por ejemplo, dificultades en el frente de las relaciones comerciales pueden acarrear consecuencias negativas sobre los intercambios de energía eléctrica.

4. Calendario del Proyecto e Hitos

4.1. La realización del estudio tendrá una duración de 12 meses. Los plazos de entrega de los entregables del estudio se detallan en la siguiente tabla.

I Informe: Informe de inicio	15 días hábiles contados a partir de la firma del contrato
II Informe: Análisis de las restricciones a la expansión de la segunda interconexión bilateral y al aumento en el flujo de energía que pudiesen intercambiar	En el mes 3 contado a partir de la firma del contrato

III Informe: Analizar las causas que generan desempeños diferentes	En el mes 6 contado a partir de la firma del contrato
IV Informe: Servir de vehículo para el fortalecimiento de las capacidades	En el mes 9 contado a partir de la firma del contrato
Diseminación amplia de los resultados del estudio	En el mes 12 contado a partir de la firma del contrato

5. Requisitos de los Informes

5.1. Los productos serán entregados al Banco en el idioma español y en un archivo electrónico en formatos compatibles con MS Office y Adobe Reader. Las memorias de cálculo, gráficas, tablas y o cualquier otro documento producido con motivo de esta Consultoría formaran parte de los productos al que correspondan.

6. Criterios de aceptación

6.1. Los productos serán aceptados por parte del Banco Interamericano de Desarrollo, previo visto bueno del comité técnico.

7. Supervisión e Informes

7.1. La firma consultora trabajará bajo la supervisión de Alexandra Planas, Especialista Senior de Energía (alexapla@iadb.org) y coordinará los avances e informes.

8. Calendario de Pagos

8.1. 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.

8.2. La Tasa de Cambios Oficial del BID indicada en el SDP se aplicará para las conversiones necesarias de los pagos en moneda local.

Entregables	%
1. Aprobación por el BID del Primer Informe	10%
2. Aprobación por el BID del Segundo Informe	30%
3. Aprobación por el BID del Tercer Informe	30%
4. Aprobación por el BID del Cuarto Informe	30%
TOTAL	100%

TÉRMINOS DE REFERENCIA

Estudio de planificación de interconexión eléctrica Perú – Chile

Regional

RG-T4035-P00X

ATN/XXX

[Enlace web con el documento aprobado]

Apoyo a la implementación de la Hoja de Ruta del Sistema Andino de Interconexión Eléctrica (SINEA)

1. Antecedentes y Justificación

- 1.1.** La integración eléctrica de los países de la región implica importantes beneficios económicos, sociales y ambientales al permitir intercambios comerciales de energía eléctrica entre los países involucrados, reduciendo costos de generación y mejorando la utilización, eficiencia y eficacia de los equipos y plantas de generación de la infraestructura existente.
- 1.2.** Por lo anterior, se establece el SINEA en el año 2011 a partir de la Declaratoria de Galápagos, firmada por los países andinos (Colombia, Ecuador, Perú, Chile y Bolivia como observador) con el fin de avanzar en la integración energética regional, impulsar mayores intercambios de energía por mejores precios, un mejor aprovechamiento de la complementariedad de recursos renovables, y la optimización del uso de la infraestructura existente.
- 1.3.** Por su parte el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) considera la integración regional como un factor prioritario para avanzar en el desarrollo económico de la región y por consiguiente, ha venido acompañando el proceso de la integración eléctrica SINEA desde sus inicios como secretaría técnica y mediante tres cooperaciones técnicas. La primera, “Apoyo a los Estudios de Interconexión Eléctrica Andina” (ATN/OC-13350-RG) se aprobó en el 2012 y financió la primera fase de estudios de armonización regulatoria y planificación de la infraestructura para la región. Los estudios concluyeron que la creación de un mercado eléctrico regional traería beneficios netos superiores a los US\$1.500 millones en sus primeros diez años. Sin embargo, se necesita avanzar gradualmente en los detalles y por etapas, donde en primer lugar se apunte a un mejor aprovechamiento de las interconexiones existentes y al desarrollo de ámbitos de intercambios bilaterales, para luego ir hacia la conformación de un mercado subregional (integrado por Colombia, Ecuador y Perú). Paulatinamente se incorporarían Chile y Bolivia al mercado, a medida que se concreten nuevas interconexiones y se establezcan marcos normativos que posibiliten los intercambios. Además, con apoyo de esta CT se logró diseñar y aprobar en abril de 2014 la primera Hoja de Ruta del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA).
- 1.4.** La segunda, “Estudios Complementarios de Apoyo al Proceso de Integración Energética Andina” (ATN/FG-15606-RG, ATN/OC-15607-RG) se aprobó en el 2016 con el objetivo de: (i) financiar estudios y actividades complementarias para establecer y fortalecer las actuales y futuras interconexiones entre países; (ii) implementar un sistema de información de los sectores eléctricos de los países para facilitar la planificación conjunta; y (iii) apoyar el fortalecimiento de

la Comunidad Andina (CAN) y el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL).

- 1.5. La tercera, “Apoyo al Sistema de Interconexión Eléctrica Andina – SINEA” (ATN/OC-18449-RG - en ejecución) se aprobó en 2020 y ha apoyado: (i) los estudios para la armonización normativa interna para la adopción de la Decisión CAN 816 de Colombia, Perú y Ecuador; (ii) el estudio de alternativas de interconexión eléctrica Bolivia – Chile y (iii) la coordinación de reuniones de los grupos técnicos del SINEA, para el avanzar en el proceso de aprobación de los reglamentos Operativo, comercial y del CR.
- 1.6. Como resultado de estos apoyos técnicos, el SINEA ha avanzado institucionalmente mediante: (i) la aprobación de la Decisión CAN 816, que contiene el “Marco Regulatorio para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”; (ii) la elaboración de los reglamentos de la Decisión CAN 816 (reglamento operativo, reglamento comercial y reglamento del CR); (iii) una propuesta conceptual del diseño del Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) y (iv) la aprobación de la Hoja de Ruta 2020-2030, que calendariza las distintas actividades regulatorias y de infraestructura para seguir avanzando en esta iniciativa.
- 1.7. El beneficio de la complementariedad es evidente actualmente en la conexión binacional existente entre Colombia y Ecuador, siendo estos los países de la región que durante la última década han experimentado el mayor nivel de intercambios. Estos intercambios han permitido garantizar la continuidad del suministro energético, aún en las épocas de bajos aportes hídricos debidos a la presencia del Fenómeno de El Niño, momentos en los cuales, los aumentos de los precios en los sistemas con energía deficitaria se han visto aliviados con la importación de energía, sujetos a las condiciones comerciales acordadas entre los dos países

2. Objetivos

- 2.1. Esta consultoría apoyará estudios operativos o relacionados con nuevas interconexiones regionales priorizados en la Hoja de Ruta de SINEA 2020-2030, más en concreto realizará la actualización del estudio de factibilidad técnica y económica sobre la interconexión eléctrica entre los sistemas de Perú y Chile en 220 kV, Los Heroes – Parinacota.

3. Alcance de los Servicios

Los alcances de su servicio son los siguientes:

- 3.1. Realizar una actualización del análisis estimado de costos de inversión e incorporar un estudio el Análisis Técnico indicado, el cual incluye la definición, dimensionamiento y estimado de costos de la infraestructura de la interconexión (actualizado).
- 3.2. Incorporar el Análisis Eléctrico de los sistemas (estado estacionario, transitorio, contingencias, etc.) del estudio anterior.
- 3.3. Realizar un Análisis Energético de la operación de los sistemas (determinación de los intercambios de energía, costos totales, costos marginales, etc.) teniendo en cuenta diferentes premisas y escenarios.

- 3.4. Realizar la Evaluación Económica de la interconexión (global y por país) y bajo los criterios, premisas y escenarios del análisis energético del punto anterior.
- 3.5. Incorporar un Anteproyecto de ingeniería básica.

En lo que respecta al alcance del 3.3, el Consultor realizará las simulaciones de operación de despacho económico de los sistemas de Perú y Chile mediante el programa SDDP¹ (Stochastic Dual Dynamic Programming), el cual permite hacer un modelamiento multinodal y multiembalse.

Se simulará la operación económica de los sistemas, tanto para la condición de operación aislada (opción "aislado" del SDDP), así como de la operación coordinada de los sistemas (opción "coordinado" del SDDP) mediante el intercambio de excedentes de energía.

La alternativa de interconexión de los sistemas eléctricos será mediante un enlace asíncrono de 220 kV entre Heroes y Parinacota.

4. **Actividades Clave**

Las actividades claves del estudio comprenderán los siguiente, tomando en cuenta el alcance descrito en el numeral 3:

- 4.1. Elaboración de un plan de trabajo que incluya la introducción, objetivos, metodología de trabajo, recursos, estrategias y cronograma de las actividades a desarrollarse durante la consultoría.

4.2. **Actualización de costos de inversión:**

El consultor actualizará los costos de inversión del proyecto considerando una capacidad de transmisión de 200 kV y dos opciones de configuración posibles para la interconexión, los cuales se detallan en el siguiente cuadro:

Capacidad de Interconexión	Back to Back	Subestaciones convertoras separadas
200kV	SI	SI

Back to back: consiste en diseñar una subestación HVDC en un punto intermedio entre las subestaciones de Heroes y Parinacota.

Subestaciones separadas: consiste en diseñar dos subestaciones de HVDC, una en cada país, conectadas por medio de una línea corta de HVDC

4.3. **Análisis energético de la operación de los sistemas:**

¹ El SDDP es un modelo de despacho hidro térmico estocástico con representación de la red de transmisión para estudios de largo y mediano plazo, con el cual se calcula la política de operación de mínimo costo de un sistema hidro térmico.

El consultor tomará como referencia la base de datos del SDDP de estudios anteriores, la cual será entregada al inicio del estudio. Sobre esta base de datos y con la información indicada en el numeral 4.5, el Consultor deberá actualizar las demandas por barras y bloques horarios, los costos de los combustibles y la expansión de la generación y transmisión, con el fin de obtener la configuración de los sistemas de Chile y Perú.

Con las bases de datos que incorporan los criterios anteriores, el consultor deberá realizar:

- Simulación de la operación aislada de cada país.
- Simulación de la operación coordinada de ambos sistemas.
- **Primera etapa: Simulación de la operación aislada de cada país.**

En esta primera etapa se considerarán los escenarios entregados por los países en el numeral 4.5.

Con los resultados de las simulaciones energéticas el consultor deberá determinar los costos operativos, los costos marginales, entre otros de cada sistema aislado.

- **Segunda etapa: Simulación de la operación coordinada de ambos sistemas.**

En esta segunda etapa se realizará la combinación de los escenarios entregados por los países en el numeral 4.5.

Para efectos del análisis y para todas las combinaciones de escenarios referidas, el Consultor deberá considerar un análisis de sensibilidad del precio del gas natural.

Para cada una de las combinaciones, se realizará las evaluaciones económicas de manera global y por país, donde se evaluarán indicadores económicos (VAN, TIR, PRI, B/C, etc.). Es importante aclarar que la evaluación económica se realizará tanto para el caso de una subastación back to back, como para el caso que considere subastaciones separadas.

Finalmente, el Consultor deberá construir un cuadro comparativo entre los resultados de la operación aislada y coordinada.

4.4. Criterios generales para la evaluación económica

Sin ser limitativo el Consultor considerará al menos los siguientes criterios y metodologías para la evaluación económica:

El Consultor deberá tomar en cuenta las siguientes consideraciones

- La metodología para la evaluación económica se basará en la presentada en el estudio SINEA.
- El estudio no considerará aspectos de política binacional, regulatorios, legales, comerciales, tributarios, empresariales, tarifarios, etc.
- Se deberá considerar como unidad monetaria el Dólar de los Estados Unidos de América (USD), expresados a valores constantes.

- Las tasas de descuento a considerar para todos los análisis serán: 8, 10 y 12 % anual.
- El costo de operación y mantenimiento anual del enlace de interconexión, se estima en 3% del costo total de la inversión.

4.5. Recopilación de información:

Los países proporcionarán al consultor, a más tardar al mes de firmado el contrato, las siguientes informaciones:

- Base de datos de los sistemas de Chile y Perú en el formato que estos dispongan, modelados con un horizonte de 20 años, con un máximo de 3 escenarios por país. El Consultor deberá adaptar esta base de datos al formato SDDP.
- El alcance de las redes de transmisión a modelar, que será definido por cada país al inicio del estudio.
- Demanda de energía y potencia para un horizonte de 20 años.

El Consultor será responsable de informaciones adicionales que se requieran para cumplir con los objetivos del estudio, tales como costos de líneas de inversión, interruptores, equipos convertidores, equipos de compensación reactiva (estática y/o síncrona), precios de combustibles, entre otros.

Los precios de los combustibles deberán estar referidos a precios de mercados internacionales. En el caso de gas natural, estarán referidos al mercado internacional más cercano a partir del cual se aplicará el Netback.

4.6. Análisis de bloques horarios de demanda para simulaciones energéticas:

El Consultor analizará los datos históricos y proyectados de demanda de energía y potencia recibidos, considerando los bloques horarios entregados por los países que permitan reflejar adecuadamente la oferta de generación. Además, el Consultor deberá considerar las horas de máxima demanda, diferencia horaria, curvas típicas de demanda, patrones de consumo (estacionalidad, etc.) para cada país y las posibles complementariedades entre ambos países.

5. Resultados y Productos Esperados

Los productos esperados que deberá entregar el contractual son:

- 5.1. Informe 1:** Que incluirá un Plan de trabajo para el óptimo desarrollo de la consultoría, punto 4.1.
- 5.2. Informe 2:** comprenderá la siguiente información:
 - Relevamiento de Información.
 - Premisas detalladas del estudio.
 - Descripción de escenarios a estudiar: demanda, generación, transmisión, interconexión, etc.
 - Descripción de los casos
 - Descripción de sensibilidades
- 5.3. Informe 3:** Que incluirá el informe de la Primera etapa de la simulación de la operación aislada de cada país, comprendiendo las siguientes actividades:

- Presupuestos actualizados de los proyectos
- Resultados de simulaciones
- Resultados de los análisis económicos
- Conclusiones

5.4. Informe 4: Que incluirá el informe de la segunda etapa de la operación coordinada de ambos sistemas, comprendiendo las siguientes actividades:

- Resultados de simulaciones energéticas y análisis económicos de los escenarios
- Resultados de simulaciones energéticas y análisis económicos de las sensibilidades
- Comparación de la primera y segunda etapa.
- Conclusiones

6. Calendario del Proyecto e Hitos

6.1. La realización del estudio tendrá una duración de 12 meses. Los plazos de entrega de los entregables del estudio se detallan en la siguiente tabla.

Primer informe	15 días hábiles contados a partir de la firma del contrato
Segundo informe	En el mes 2 contado a partir de la firma del contrato
Tercer informe	En el mes 5 contado a partir de la firma del contrato
Cuarto entregable	En el mes 9 a partir de la firma del contrato

7. Requisitos de los Informes

7.1. Los productos serán entregados al Banco en el idioma español y en un archivo electrónico en formatos compatibles con MS Office y Adobe Reader. Las memorias de cálculo, gráficas, tablas y o cualquier otro documento producido con motivo de esta Consultoría formaran parte de los productos al que correspondan.

8. Criterios de aceptación

8.1. Los productos serán aceptados por parte del Banco Interamericano de Desarrollo, previo visto bueno del comité técnico.

9. Supervisión e Informes

9.1. La firma consultora trabajará bajo la supervisión de Alexandra Planas, Especialista Senior de Energía (alexapla@iadb.org) y coordinará los avances e informes.

10. Calendario de Pagos

10.1. 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.

- 10.2.** La Tasa de Cambios Oficial del BID indicada en el SDP se aplicará para las conversiones necesarias de los pagos en moneda local.

<i>Entregables</i>	<i>%</i>
1. Aprobación por el BID del Primer Informe	10%
2. Aprobación por el BID del Segundo Informe	30%
3. Aprobación por el BID del Tercer Informe	30%
4. Aprobación por el BID del Cuarto Informe	30%
TOTAL	100%

TÉRMINOS DE REFERENCIA

Estudio de impuesto a las emisiones y su consideración dentro del precio asociado al intercambio

Regional

RG-T4035-P00X

ATN/XXX

[Enlace web con el documento aprobado]

Apoyo a la implementación de la Hoja de Ruta del Sistema Andino de Interconexión Eléctrica (SINEA)

1. Antecedentes y Justificación

- 1.1.** La integración eléctrica de los países de la región implica importantes beneficios económicos, sociales y ambientales al permitir intercambios comerciales de energía eléctrica entre los países involucrados, reduciendo costos de generación y mejorando la utilización, eficiencia y eficacia de los equipos y plantas de generación de la infraestructura existente.
- 1.2.** Por lo anterior, se establece el SINEA en el año 2011 a partir de la Declaratoria de Galápagos, firmada por los países andinos (Colombia, Ecuador, Perú, Chile y Bolivia como observador) con el fin de avanzar en la integración energética regional, impulsar mayores intercambios de energía por mejores precios, un mejor aprovechamiento de la complementariedad de recursos renovables, y la optimización del uso de la infraestructura existente.
- 1.3.** Por su parte el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) considera la integración regional como un factor prioritario para avanzar en el desarrollo económico de la región y por consiguiente, ha venido acompañando el proceso de la integración eléctrica SINEA desde sus inicios como secretaría técnica y mediante tres cooperaciones técnicas. La primera, “Apoyo a los Estudios de Interconexión Eléctrica Andina” (ATN/OC-13350-RG) se aprobó en el 2012 y financió la primera fase de estudios de armonización regulatoria y planificación de la infraestructura para la región. Los estudios concluyeron que la creación de un mercado eléctrico regional traería beneficios netos superiores a los US\$1.500 millones en sus primeros diez años. Sin embargo, se necesita avanzar gradualmente en los detalles y por etapas, donde en primer lugar se apunte a un mejor aprovechamiento de las interconexiones existentes y al desarrollo de ámbitos de intercambios bilaterales, para luego ir hacia la conformación de un mercado subregional (integrado por Colombia, Ecuador y Perú). Paulatinamente se incorporarían Chile y Bolivia al mercado, a medida que se concreten nuevas interconexiones y se establezcan marcos normativos que posibiliten los intercambios. Además, con apoyo de esta CT se logró diseñar y aprobar en abril de 2014 la primera Hoja de Ruta del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA).
- 1.4.** La segunda, “Estudios Complementarios de Apoyo al Proceso de Integración Energética Andina” (ATN/FG-15606-RG, ATN/OC-15607-RG) se aprobó en el 2016 con el objetivo de: (i) financiar estudios y actividades complementarias para establecer y fortalecer las actuales y futuras interconexiones entre países; (ii) implementar un sistema de información de los sectores eléctricos de los países para facilitar la planificación conjunta; y (iii) apoyar el fortalecimiento de

la Comunidad Andina (CAN) y el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL).

- 1.5. La tercera, “Apoyo al Sistema de Interconexión Eléctrica Andina – SINEA” (ATN/OC-18449-RG - en ejecución) se aprobó en 2020 y ha apoyado: (i) los estudios para la armonización normativa interna para la adopción de la Decisión CAN 816 de Colombia, Perú y Ecuador; (ii) el estudio de alternativas de interconexión eléctrica Bolivia – Chile y (iii) la coordinación de reuniones de los grupos técnicos del SINEA, para el avanzar en el proceso de aprobación de los reglamentos Operativo, comercial y del CR.
- 1.6. Como resultado de estos apoyos técnicos, el SINEA ha avanzado institucionalmente mediante: (i) la aprobación de la Decisión CAN 816, que contiene el “Marco Regulatorio para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”; (ii) la elaboración de los reglamentos de la Decisión CAN 816 (reglamento operativo, reglamento comercial y reglamento del CR); (iii) una propuesta conceptual del diseño del Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) y (iv) la aprobación de la Hoja de Ruta 2020-2030, que calendariza las distintas actividades regulatorias y de infraestructura para seguir avanzando en esta iniciativa.
- 1.7. El beneficio de la complementariedad es evidente actualmente en la conexión binacional existente entre Colombia y Ecuador, siendo estos los países de la región que durante la última década han experimentado el mayor nivel de intercambios. Estos intercambios han permitido garantizar la continuidad del suministro energético, aún en las épocas de bajos aportes hídricos debidos a la presencia del Fenómeno de El Niño, momentos en los cuales, los aumentos de los precios en los sistemas con energía deficitaria se han visto aliviados con la importación de energía, sujetos a las condiciones comerciales acordadas entre los dos países

2. Objetivos

- 2.1. El objetivo de la consultoría es la elaboración de estudios de impuesto a las emisiones de GEI y su consideración dentro del precio asociado al intercambio.
- 2.2. Analizar críticamente el estado actual de impuesto a la emisión de GEI en los países pertenecientes al SINEA, (Colombia, Ecuador, Peru y Chile): a) Leyes Marco de Cambio climático, b) Planes Energéticos Nacionales, c) Política Nacional de Cambio climático; y, d) Planes Nacionales de Cambio climático.
- 2.3. Analizar las emisiones de los GEI del sector energía mediante: a) Inventario de GEI del sector energía y sus subsectores b) Modelado de las curvas de coste de abatimiento marginal (MACC por sus siglas en inglés) basándose en la metodología del IPCC o los estándares internacionales acordados por los países; y c) Coeficientes de emisión y factor de red, análisis de los indicadores de eficiencia que determinan la cantidad de emisiones de GEI liberadas por la generación o consumo de energía eléctrica.
- 2.4. Formular estrategias de reducción de emisiones para los países de SINEA, que incluyan: a) Políticas voluntarias de reducción de emisiones, b) Regulaciones y estándares de desempeño, c) Regulaciones en diferentes subsectores energéticos, d) Sistema de comercio de emisiones; y, e)

Impuesto de carbono.

- 2.5. Diseminación amplia de los resultados del estudio. Se prevé la publicación de un estudio con los contenidos del trabajo realizado, además de la producción de notas técnicas sobre aspectos o capítulos particulares del mismo.

3. Calendario del Proyecto e Hitos

- 3.1. La realización del estudio tendrá una duración de 12 meses. Los plazos de entrega de los entregables del estudio se detallan en la siguiente tabla.

I Informe: Informe de inicio	15 días hábiles contados a partir de la firma del contrato
II Informe: Análisis y revisión de generalidades del cambio climático en los países pertenecientes al SINEA Análisis y revisión de generalidades del cambio climático en los países pertenecientes al SINEA	En el mes 3 contado a partir de la firma del contrato
III Informe: Analizar las emisiones de los GEI del sector energía	En el mes 9 contado a partir de la firma del contrato
IV Informe: Modelos de reducción de emisiones para los países de SINEA	En el mes 11 contado a partir de la firma del contrato
Diseminación amplia de los resultados del estudio	En el mes 12 contado a partir de la firma del contrato

4. Requisitos de los Informes

- 4.1. Los productos serán entregados al Banco en el idioma español y en un archivo electrónico en formatos compatibles con MS Office y Adobe Reader. Las memorias de cálculo, gráficas, tablas y o cualquier otro documento producido con motivo de esta Consultoría formaran parte de los productos al que correspondan.

5. Criterios de aceptación

- 5.1. Los productos serán aceptados por parte del Banco Interamericano de Desarrollo, previo visto bueno del comité técnico.

6. Supervisión e Informes

- 6.1. La firma consultora trabajará bajo la supervisión de Alexandra Planas, Especialista Senior de Energía (alexapla@iadb.org) y coordinará los avances e informes.

7. Calendario de Pagos

- 7.1.** 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.
- 7.2.** La Tasa de Cambios Oficial del BID indicada en el SDP se aplicará para las conversiones necesarias de los pagos en moneda local.

<i>Entregables</i>	<i>%</i>
1. Aprobación por el BID del Primer Informe	10%
2. Aprobación por el BID del Segundo Informe	30%
3. Aprobación por el BID del Tercer Informe	30%
4. Aprobación por el BID del Cuarto Informe	30%
TOTAL	100%