

Cooperación Técnica (CT)

I. Información Básica del proyecto

▪ País/Región:	Regional/CID
▪ Nombre de la CT:	Impulso al Desarrollo y Perfeccionamiento del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central
▪ Número de CT:	RG-T2705
▪ Jefe de Equipo/Miembros:	Carlos Echevarría (ENE/CCR) Jefe de Equipo; Carlos Trujillo (INE/ENE); Javier Cuervo (INE/ENE); Carlos Jacome (ENE/CHO); Héctor Baldivieso (ENE/CNI); José Antonio Urteaga (ENE/CME); Jose Ramón Gomez (ENE/CCO); Wilkferg Vanegas (INE/ENE); Haydemar Cova León (INE/ENE); Louis-Francois Chretien (LEG/SGO); Diego Romero (ENE/CCR); Andrés Suarez (FMP/CCR); y Jorge Luis González (FMP/CCR)
▪ Indicar si es: Apoyo Operativo, Apoyo al Cliente, o Investigación y Difusión:	Apoyo al Cliente
▪ Fecha del Abstracto de CT:	13 de agosto de 2015
▪ Beneficiario (países o entidades que recibirán la asistencia técnica):	Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER); Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE); y Ente Operador Regional (EOR)
▪ Agencia Ejecutora y nombre de contacto:	Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) a través de Secretaria Ejecutiva del CDMER como Unidad Ejecutora
▪ Financiamiento del BID:	US\$700.000
▪ Donante que proveerá financiamiento:	Fondo para el Financiamiento de Operaciones de CT para Iniciativas para la Integración de Infraestructura Regional (FIR)
▪ Contrapartida Local, si hay:	US\$300.000
▪ Periodo de Desembolso (incluye periodo de ejecución):	24 meses
▪ Fecha de Inicio Requerido:	15 de abril de 2016
▪ Tipos de consultores (firmas o consultores individuales):	Firmas y consultores individuales
▪ Unidad de Preparación:	División de Energía (INE/ENE)
▪ Unidad Responsable de Desembolso (UDR):	Representación del BID en Costa Rica (CID/CCR)
▪ CT incluida en la Estrategia de País (s/n):	No
▪ CT incluida en CPD (s/n):	No
▪ Prioridad Sectorial GCI-9:	Financiamiento para respaldar la cooperación e integración regionales

II. Objetivos y Justificación de la CT

- 2.1 El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) ha venido impulsando la integración eléctrica de los países centroamericanos a través de diferentes iniciativas, en especial el Proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central (SIEPAC), el cual incluyó la creación del Mercado Eléctrico Regional (MER), sus instituciones, y la construcción y puesta en operación del primer sistema de transmisión eléctrica regional, una línea de casi 1.800km de longitud, conocida como Línea SIEPAC, con el objeto de facilitar los intercambios de electricidad entre los países de América Central.
- 2.2 La arquitectura normativa del MER está definida en una serie de instrumentos jurídicos que incluyen el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito en diciembre de 1996, el Primer y Segundo Protocolo al Tratado Marco, oficializados en junio de 1997 y abril de 2007 respectivamente, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional

(RMER) y las Resoluciones Normativas de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). Estos instrumentos definen las reglas, procedimientos y mecanismos para el funcionamiento del MER. Igualmente, esos instrumentos especifican una estructura institucional que incluye a la CRIE responsable de regular las relaciones comerciales entre las instituciones públicas y privadas (Agentes) que se conectan al sistema eléctrico regional, y de fijar los mecanismos de remuneración y de precios de intercambios; al Ente Operador Regional (EOR) que se encarga del despacho de los intercambios de energía entre los países en su calidad de operador y administrador del sistema eléctrico y el mercado regional; y el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER) que es órgano político y la instancia responsable de impulsar el desarrollo del MER y facilitar el cumplimiento de los objetivos del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, así como coordinar la interrelación con el resto de los organismos regionales.

- 2.3 El BID ha apoyado el proceso de consolidación del MER a través de dos Cooperaciones Técnicas (CT): (i) Consolidación del Mercado Eléctrico Regional (MER) (ATN/SF-11103-RG); y (ii) Segunda Etapa Consolidación del Mercado Eléctrico Regional (ATN/OC-12388-RG), con un importe de US\$1,5M cada una, ejecutadas satisfactoriamente, lográndose la mayor parte de los productos programados y resultados planteados, de manera consecutiva desde el año 2008. Estas CT brindaron un valioso apoyo y contribución al proceso de armonización de las legislaciones y regulaciones nacionales con la regulación regional del MER; a la eliminación de barreras comerciales y técnicas al funcionamiento del MER; facilitaron acompañamiento técnico al exitoso proceso de implantación del RMER en sustitución del Reglamento Transitorio del MER; permitieron la ejecución del primer ejercicio de planificación de la expansión de la generación y transmisión regionales con participación de las tres instituciones del MER (EOR, CRIE y CDMER); el fortalecimiento de las instituciones regionales; y la ejecución de numerosos estudios técnicos para contribuir a la resolución de obstáculos a la operación del MER (regulación de frecuencia, determinación de parámetros de calidad para los componentes de la Red de Transmisión Regional (RTR), cuantificación de las máximas transferencias, metodologías para estimar costos regionales de racionamiento y tasas de descuento, etc.).
- 2.4 Aunque el MER se encuentra en pleno funcionamiento y las transacciones comerciales se han venido incrementando desde que se implementó el RMER (mostrando crecimiento de alrededor de un 355% del volumen de transacciones interanuales en el MER entre junio 2013 y diciembre 2015), se han identificado diversos factores técnicos, regulatorios e institucionales que vienen actuando como elementos limitantes para el pleno desarrollo y funcionamiento del MER, tales como: falta de un esquema que posibilite la asignación de los derechos de transmisión firmes de largo plazo y la implementación de los contratos de compra-venta de energía de largo plazo previstos en el RMER; carencia de procesos licitatorios estandarizados que permitan la cobertura de la demanda de energía eléctrica de distribuidoras en diversos países (agregación de demanda), cuyas condiciones resulten adecuadas para viabilizar la construcción de grandes plantas de generación regional; inexistencia de una metodología consensuada para la ejecución de la planificación de la transmisión regional y un mecanismo de vinculación y coordinación entre ésta y la que se efectúa a nivel nacional por los diferentes países; falta de mecanismos que garanticen la ejecución adecuada y oportuna de los refuerzos en las redes nacionales que permitan mantener la capacidad de transmisión de la infraestructura regional; oscilaciones electromecánicas y limitaciones horarias y de potencia de los intercambios de electricidad entre México y Guatemala que afectan el funcionamiento del Sistema

Eléctrico Regional y reducen los beneficios asociados a una mayor integración entre el mercado eléctrico mexicano y el MER.

- 2.5 Estos factores fueron discutidos en la reunión ministerial celebrada el 10 de diciembre 2014 en Panamá, en la que participaron autoridades y altos funcionarios de los Ministerios de Energía de los países de Mesoamérica. Dicha reunión culminó con la firma de la “Declaración Ministerial para el impulso a la Integración Energética Mesoamericana” donde se detallan una serie de compromisos y acciones para perfeccionar el funcionamiento del MER, solicitando el acompañamiento técnico y apoyo financiero del BID para acometer estas actividades que resultan necesarias para impulsar el proceso de integración energética mesoamericana y superar/ mitigar los factores limitativos identificados (ver Anexo I). Asimismo, el pasado mes de diciembre de 2015 el CDMER, CRIE y EOR aprobaron el [Plan Estratégico del MER](#), estableciendo una visión común y cinco ejes estratégicos a desarrollar a través de quince iniciativas que, de acuerdo a la hoja de ruta comprometida, serán implementadas en su totalidad en el año 2018.
- 2.6 **Objetivo.** Contribuir al cumplimiento de los compromisos y acciones acordadas en la Declaración Ministerial para el impulso a la Integración Energética Mesoamericana de diciembre 2014, y respaldar la implementación del Plan Estratégico del MER y su hoja de ruta, por medio de la provisión de apoyo y asesoramiento técnico.
- 2.7 **Alineación con el GCI-9.** Esta Cooperación Técnica (CT) es consistente con los requerimientos del programa de financiamiento establecidas por el Noveno Aumento General de Recursos del Banco (BID-9) que promueve el aumento de la cooperación e integración regional. La presente CT se alinea a través del apoyo al perfeccionamiento del MER, lo cual garantizará la profundización y consolidación de las transferencias de electricidad entre los países miembros del SIEPAC.

III. Descripción de las actividades y resultados

- 3.1 **Componente 1. Desarrollo del Mercado Eléctrico Regional.** Este componente busca contribuir a la implementación y expansión del MER, promoviendo y perfeccionando su desarrollo regulatorio y normativo, mediante la ejecución de las siguientes actividades: (i) revisar y actualizar la metodología de remuneración, denominada Régimen Tarifario de la RTR; (ii) revisar y proponer mejoras a los actuales mecanismos de predespacho, redespacho, postdespacho, conciliación, facturación y liquidación de las transacciones del MER; (iii) dimensionar una Empresa Única de Transmisión Regional Eficiente (EUTRE) prototipo, para determinar, con base en la misma, los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM) a reconocer a la Empresa Propietaria de la Red (EPR) y efectuar la capacitación correspondiente a la CRIE; (iv) revisar la regulación formulada para desarrollar los derechos de transmisión de largo plazo y complementarla con la modelación matemática que se requiera; (v) complementar la evaluación de los derechos de transmisión y contratos firmes de corto plazo, identificando las oportunidades de mejora de la regulación respectiva, incluyendo los modelos matemáticos que se requieran; (vi) desarrollo del marco político, legal y regulatorio entre el MER y el mercado eléctrico mexicano que permita superar las actuales limitaciones técnicas y comerciales a los intercambios entre ambos mercados, y la operación coordinada de los mismos; y (vii) identificar la regulación transitoria en el MER, proponiendo las etapas de consolidación de la regulación del MER en un solo cuerpo normativo, efectuando las propuestas de consolidación que se consideren de inmediata realización.
- 3.2 **Componente 2. Impulso a la generación, transmisión y distribución regional.** Este componente persigue coadyuvar a la planificación de la expansión de la generación,

transmisión y distribución regional y a la ejecución de proyectos de infraestructura eléctrica regionales, a través del desarrollo de procesos, metodologías y normas, y la elaboración de estudios técnicos. Específicamente, en el marco de este componente se consideran las actividades siguientes: (i) identificar y evaluar los mecanismos que posibiliten la coordinación de la planificación de la expansión de la transmisión regional y las planificaciones nacionales de transmisión que aseguren la ejecución de las obras de transmisión que se requieran en los sistemas nacionales de manera oportuna; y (ii) realizar un diagnóstico de los mecanismos de licitación y contratación de energía eléctrica a nivel nacional, diseñando procesos estándar de decisión, licitación y contratación de generación regional, agregando demanda de los agentes distribuidores, con la finalidad de reducir precios, mitigar riesgos y disminuir la incertidumbre para atraer inversiones.

3.3 Componente 3. Desarrollo institucional. Este componente se dirige a fortalecer las capacidades, el funcionamiento y el régimen de gobernanza de las instituciones del MER, con la finalidad de hacer más eficiente y eficaz la operatividad del MER. Más específicamente, este componente financiará: (i) consultorías técnicas de apoyo a la Secretaría Ejecutiva del CDMER para la ejecución de las actividades contempladas en el marco del [Plan Estratégico del MER](#) y en la ejecución de la presente CT; y (ii) revisión del régimen de gobernanza de cada una de las instituciones del MER y coordinación entre ellas, para potenciar la eficacia y eficiencia en el cumplimiento de sus funciones, identificando y proponiendo mejoras y una hoja de ruta para su implementación que considere tanto aquellas de implementación en el corto-mediano plazo, como las que requieran modificaciones a través de un Tercer Protocolo al Tratado Marco.

3.4 Resultados esperados. Como resultado de la CT, se espera contar con: (i) un RMER actualizado que contribuya a la implementación y expansión del MER, impulsando interconexiones con otros países vecinos a la región; (ii) capacidad técnica para la planificación regional y nacional de la expansión de la generación, transmisión y distribución regional y la ejecución de proyectos de infraestructura eléctrica regionales, fortalecida; y (iii) capacidad institucional y gobernanza de las entidades del MER mejorada. El Cuadro III-1 resume los resultados y productos esperados.

3.5 La CT se alinea con los objetivos y resultados esperados del uso de recursos del FIRII (GN-2344-18). En el mediano plazo se espera que los productos desarrollados bajo la CT permitan la toma de decisiones por parte de los países participantes, en relación a la realización de las inversiones y toma de préstamos para su implementación. En particular, los estudios a realizar guiarán la planificación de las inversiones en expansión de redes de transmisión en la región, en interconexión extra-regional y las decisiones de generación adicional.

Cuadro III-1. Matriz de Resultados

Objetivo/Resultados	Productos	Línea Base 2015	Meta 2018	Medios Verificación Producto
Componente 1: Desarrollo del Mercado Eléctrico Regional				
Desarrollo e implementación plena del RMER mediante su desarrollo regulatorio e impulso a las interconexiones extra-regionales	Metodología de remuneración de la RTR desarrollada	0	1	Informe de Consultoría
	Informe de mejoras al mecanismo de predespacho, redespacho, posdeshpacho, conciliación, facturación y liquidación propuestos por el EOR	0	1	Informe de Consultoría
	Informe con el dimensionamiento de Empresa Única de Transmisión Regional Eficiente (EUTRE); el cálculo de los Costos de AOM a reconocer a la EPR y su periodo de actualización	0	1	Informe de Consultoría

Objetivo/Resultados	Productos	Línea Base 2015	Meta 2018	Medios Verificación Producto
	Capacitación realizada en la metodología de la Empresa Única de Transmisión Regional Eficiente (EUTRE) aplicada al cálculo de los costos de AOM a reconocer a la EPR y su periodo de actualización	0	1	Informe de soporte sobre capacitación y Lista de asistentes
	Revisión realizada de la Regulación Regional de los derechos de transmisión de largo plazo	0	1	Informe de Consultoría
	Evaluación realizada, de los derechos de transmisión y contratos firmes de corto plazo, identificando las oportunidades de mejora de la regulación respectiva, incluyendo los modelos matemáticos que se requieran	0	1	Informe de Consultoría
	Propuesta de Acuerdo estableciendo el marco político, legal y regulatorio entre el MER y el mercado eléctrico mexicano consensuada por el Comité de Interconexión México – SIEPAC	0	1	Informe de Consultoría
	Identificación de la regulación transitoria en el MER proponiendo las etapas de consolidación de la regulación del MER en un solo cuerpo normativo, efectuando las propuestas de consolidación que se consideren de inmediata realización	0	1	Informe de consultoría
Componente 2: Impulso a la generación, transmisión y distribución regional				
La planificación regional y planificaciones nacionales de expansión de redes de transmisión aseguran el mantenimiento de capacidad de transmisión regional definida por la CRIE	Mecanismos identificados y evaluados que posibiliten: la coordinación de la planificación de la expansión de la transmisión regional; y las planificaciones nacionales de transmisión que aseguren la ejecución de las obras de transmisión en los sistemas nacionales de manera oportuna	0	1	Informe de consultoría
Agentes distribuidores pueden coordinar compras de electricidad a fin de agregar demanda y atraer inversiones en plantas eléctricas de mayor escala	Diagnóstico realizado de los mecanismos de licitación y contratación de energía eléctrica a nivel nacional. Procesos estándar de decisión, licitación y contratación de generación regional diseñados, agregando demanda de los agentes distribuidores	0	1	Informe de consultoría
Componente 3: Desarrollo Institucional				
Funcionamiento de los entes del MER y los mecanismos de interacción entre los dichos entes, con mayor eficiencia y eficacia	Actividades realizadas por consultorías técnicas de apoyo a la Secretaría Ejecutiva del CDMER en el marco para la ejecución de las actividades contempladas en el marco del Plan Estratégico del MER y de la CT	0	1	Informes mensuales de consultoría
	Revisión realizada al régimen de gobernanza de cada una de las instituciones del MER y hoja de ruta para su implementación	0	1	Informe de consultoría

IV. Presupuesto indicativo

4.1 El financiamiento total de esta CT alcanza a US\$1.000.000, de los cuales US\$700.000, serán aportados por el BID, provenientes del Fondo para el Financiamiento de Operaciones de CT para Iniciativas para la Integración de Infraestructura Regional (FIRII), y US\$300.000 del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) y las instituciones que participan en la ejecución (CDMER, CRIE y EOR), proporcionados como contrapartida local, y que serán aportados y documentados por medio del CEAC como organismo ejecutor. El desglose de este presupuesto se presenta en el Cuadro IV-1.

Cuadro IV-1. Presupuesto Indicativo (US\$)¹

Descripción	BID	Contrapartida ²	Total
Componente 1. Desarrollo del Mercado Eléctrico Regional	390.000	130.000	520.000
Componente 2. Impulso a la generación y transmisión regional	150.000	100.000	250.000
Componente 3. Desarrollo institucional	100.000	70.000	170.000
Seguimiento, auditoría y evaluación	60.000	-	60.000
Total	700.000	300.000	1.000.000

V. Agencia Ejecutora y estructura de ejecución

- 5.1 Esta CT será ejecutada por el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) como organismo ejecutor (OE), el cual actuará por intermedio de la Secretaria Ejecutiva del CDMER como unidad ejecutora del proyecto. El OE ha ejecutado exitosamente las cooperaciones técnicas ATN/SF-11103-RG y ATN/OC-12388-RG. Previo al primer desembolso de esta CT, se deberá contar con: (i) un Convenio de Ejecución entre CEAC, como organismo ejecutor, y el CDMER en su calidad de Unidad Ejecutora; y (ii) el compromiso formal de las Juntas Directivas de los 3 entes regionales (CDMER, CRIE y EOR) de apoyar la ejecución de la cooperación técnica, y la consecución de los productos y resultados planteados en el marco de la misma. Asimismo, previo al uso de los recursos para la ejecución de la actividad (vi) “desarrollo del marco político, legal y regulatorio entre el MER y el mercado eléctrico mexicano” del componente 1, deberá haberse constituido el Comité de Interconexión México – SIEPAC.
- 5.2 Las adquisiciones de esta CT seguirán las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo (GN-2350-9), y sus actualizaciones. El OE deberá presentar al BID los estados financieros auditados del proyecto anualmente, dentro de los ciento veinte (120) días siguientes al cierre de cada año fiscal. Los estados financieros deberán ser auditados por una firma de auditores independientes aceptable al BID, financiada con recursos de la CT.
- 5.3 Al final de la ejecución de la CT se contará con una evaluación técnica independiente que permita identificar la efectividad en el logro de los resultados esperados en cada uno de los componentes y verificar el éxito del proceso de consolidación del MER. Esta evaluación se llevará a cabo 60 días antes de la fecha del último desembolso. El costo de esta evaluación será cubierto con recursos de la donación.

VI. Riesgos importantes

- 6.1 El principal riesgo de ejecución identificado es que pueda darse una implementación parcial de los productos planteados en el marco de la CT, como resultado de un involucramiento y compromiso limitado de los entes regionales en su ejecución, lo que afectaría la consecución de los objetivos planteados en la misma. El riesgo enunciado se considera de baja probabilidad debido a: (i) la experiencia acumulada exitosa en la ejecución de las cooperaciones técnicas del Banco en las que han participado los tres entes regionales; (ii) el impulso que a lo largo de 2015 han experimentado los mecanismos de coordinación e interacción entre los tres entes regionales, a través, por

¹ El monto total de los recursos del Banco podrá ser incrementado por un monto adicional de hasta US\$950.000. Por consiguiente, el monto total del financiamiento del Banco sería hasta por US\$1.650.000 para financiar las actividades complementarias a las identificadas en la presente operación. El monto adicional de recursos será aprobado de conformidad con las políticas y procedimientos del Banco ([Apéndice de Incremento de Fondos relacionado con las actividades y financiamiento complementario](#)).

² La contraparte será efectuada en especie por las instituciones que participan en la ejecución de la CT (CEAC, CDMER, CRIE y EOR) y será aportada y documentada por medio del CEAC como organismo ejecutor.

ejemplo, de las Reuniones Tripartitas de los Consejos Directivos (tres en 2015) y/o de los Directores Ejecutivos; y (iii) la aprobación el pasado mes de diciembre del Plan Estratégico del MER, concebido de manera conjunta para guiar el actuar de los tres entes regionales.

VII. Salvaguardias ambientales

7.1 La CT no tiene impactos ambientales ni sociales negativos. Según las Políticas de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias (OP-703), la CT ha sido clasificada como categoría "C" ([Safeguard Policy Filter Report \(SPF\)](#) y [Safeguard Screening Form \(SSF\)](#)).

Anexos Requeridos:

- Anexo I - [Solicitud del cliente](#)
- Anexo II - Términos de Referencia: [Componente I](#), [II](#) y [III](#).
- Anexo III - [Plan de Adquisiciones](#)
- Anexo IV - [Plan Estratégico MER](#)
- Anexo V – [Plan de Trabajo de la CT](#)

San José, Costa Rica, 10 de marzo de 2016
CDMER 2016-788

Ing. Carlos Echevarría Barbero
Especialista Regional Senior de Energía
Banco Interamericano de Desarrollo
San José, Costa Rica

Asunto: Solicitud de Cooperación Técnica no Reembolsable para el Impulso al desarrollo y perfeccionamiento del Mercado Eléctrico Regional de América Central

Estimado Ing. Echevarría:

Dentro del apoyo que el BID ha brindado para conformar y consolidar el Mercado Eléctrico Regional de América Central se encuentran diferentes cooperaciones técnicas que han sido indispensables para lograr el producto avanzado que actualmente tenemos, lo cual el Consejo Director del MER les agradece profundamente.

Como es de su conocimiento, desde el año 2015 hemos dialogado con ustedes con el fin de reforzar la capacidad técnica para enfrentar las barreras y realizar las tareas aún pendientes para optimizar el funcionamiento del MER en los próximos años, y así cumplir con los objetivos y fines establecidos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. De esta forma hemos estructurado un proyecto de Cooperación Técnica denominado Impulso al Desarrollo y Perfeccionamiento del MER.

Los componentes del proyecto de Cooperación Técnica serían cuatro, a saber:

- 1) Desarrollo del Mercado Eléctrico Regional
- 2) Impulso a la generación, transmisión y distribución regional
- 3) Desarrollo institucional de los entes del MER
- 4) Integración eléctrica regional.

En cada uno de estos componentes se llevarán a cabo actividades específicas que son necesarias para mejorar y perfeccionar el MER, y para ello se prevé contratar consultores individuales en unos casos y en otros, a firmas consultoras.

Las tareas más importantes serán el perfeccionamiento de los derechos de transmisión que permitan los contratos de compra/venta de energía de largo plazo, el apoyo para el desarrollo de las interconexiones con mercados eléctricos extra-regionales, el desarrollo de las metodologías de coordinación de las planificaciones de transmisión regional y nacionales para asegurar en el futuro el mantenimiento de la capacidad de transmisión regional, el estudio de la factibilidad del segundo circuito de la Línea SIEPAC, el desarrollo del aprovechamiento de gas natural como un carburante para la generación eléctrica a nivel regional y el diseño de procesos para licitar generación regional reuniendo necesidades de

diferentes empresas distribuidoras en la región, entre otras. Asimismo avanzar en la redacción de un Tercer Protocolo del Tratado Marco para aquellos temas que así lo requieran.

Se estima que estas actividades requerirán un periodo de veinticuatro meses para su ejecución, un aporte de US\$ 1.65 millones de Cooperación Técnica No Reembolsable, y una contrapartida regional en especie de US\$ 750,000.

El Consejo Director del MER (CDMER), en su XXXII Reunión, celebrada el 17 de abril de 2015 en San Salvador, El Salvador, dispuso tomar el siguiente acuerdo:

“Resolución No. 4-CDMER/32

Autorizar a la Secretaría Ejecutiva a gestionar con el BID una Cooperación Técnica no reembolsable que permita impulsar el desarrollo y el perfeccionamiento del MER....”.

Con base en la anterior disposición, atentamente solicitamos formalmente tramitar y aprobar la Cooperación Técnica No Reembolsable, dirigida al Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), con la Secretaría Ejecutiva del CDMER como Unidad Ejecutora, en los términos que se mencionan en esta nota y en el perfil actualizado que se adjunta, así como en los análisis y acuerdos preliminares alcanzados a la fecha entre las partes.

Sin otro particular por el momento, le saluda atentamente,



Ing. Edgardo Alfredo Calderón
Secretario Ejecutivo
Consejo Director del MER

PERFIL DEL PROYECTO DE COOPERACIÓN TÉCNICA NO REEMBOLSABLE CON EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO**IMPULSO AL DESARROLLO Y PERFECCIONAMIENTO DEL MERCADO ELECTRICO REGIONAL DE AMERICA CENTRAL****10 de marzo de 2016**

El objetivo general de la Cooperación Técnica No Reembolsable es dinamizar el desarrollo del Mercado Eléctrico Regional de América Central para lograr el cumplimiento de los fines del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional e incrementar el volumen de transacciones regionales de electricidad.

El CDMER estima que para desarrollar las actividades de la Cooperación Técnica No Reembolsable se requieren de US\$ 1.65 millones a ser ejecutados en un periodo de dos años a partir de la elegibilidad de los desembolsos.

Los componentes de la Cooperación Técnica son:

Componente I. Desarrollo del Mercado Eléctrico Regional

Este componente busca contribuir al desarrollo e implementación plena del RMER mediante su desarrollo regulatorio y el impulso de las interconexiones extra-regionales, por medio de las actividades:

- a) Revisión y actualización de la metodología de remuneración, denominada Régimen Tarifario de la RTR, establecida en el Capítulo 9 del Libro III del RMER considerando la normativa transitoria que se está aplicando;
- b) Revisión y propuestas de mejora a los actuales mecanismos de predespacho, redespacho posdespacho, conciliación, facturación y liquidación de las transacciones del MER, con especial atención a los aspectos relacionados con la conciliación de las transacciones por desviaciones en tiempo real y al sistema de medición comercial regional;
- c) Dimensionar una Empresa Única de Transmisión Regional Eficiente (EUTRE). Determinar los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM) basados en la EUTRE. Proponer un periodo para actualizar el AOM. Desarrollar la capacitación a la CRIE;
- d) Revisión de la regulación formulada para desarrollar los derechos de transmisión de largo plazo, complementándola con la modelación matemática, en base a aspectos prácticos de experiencia en mercados de derechos de transmisión en funcionamiento;
- e) Operativizar la implementación de los derechos de transmisión y contratos firmes de largo plazo;

- f) Complementar la evaluación de los derechos de transmisión y contratos firmes de corto plazo identificando las mejoras y desarrollar la regulación respectiva, incluyendo los modelos matemáticos en caso se requiera . Así mismo desarrollar los procesos de implementación de las mejoras al ser aprobadas por la CRIE;
- g) Desarrollo del marco político, legal y regulatorio entre MER y el Mercado Eléctrico de México; e
- h) Identificación de la regulación transitoria en el MER, determinación de las etapas de su consolidación en un solo cuerpo normativo y realización de propuestas de consolidación que se consideren de inmediata ejecución.

Componente II. Impulso a la generación, transmisión y distribución regional

Este componente busca impulsar la generación, transmisión y distribución regionales por medio de las actividades:

- a) Identificación y evaluación de los mecanismos que posibiliten la coordinación entre la planificación de la expansión de la transmisión regional y las planificaciones nacionales de transmisión que aseguren la ejecución de las obras de transmisión que se requieran en los sistemas eléctricos nacionales de manera oportuna;
- b) Estudio de factibilidad de la creación de un mercado regional de gas natural, analizando su coordinación o integración al MER;
- c) Desarrollo del Estudio Factibilidad del Segundo Circuito de la Línea SIEPAC y las obras de transmisión complementarias correspondientes, utilizando la información disponible en los entes regionales, incluida la EPR, y considerando los aspectos regulatorios, técnicos, económicos, institucionales, ambientales, sociales y financieros requeridos por la expansión de la Línea SIEPAC. El estudio incluirá el cronograma de ejecución y la estimación de la entrada en operación de la infraestructura;
- d) Diagnóstico de los mecanismos de licitación y contratación de energía eléctrica a nivel nacional; y diseño de procesos estándar de decisión, licitación y contratación de generación regional, agregando demanda de los agentes distribuidores, con la finalidad de atraer inversiones reduciendo los precios, mitigando riesgos y disminuyendo la incertidumbre.

Componente III. Desarrollo institucional de los entes del MER

Este componente asegurará el fortalecimiento de las instituciones del MER, avanzando en mejoras para su gobernanza eficiente, por medio de:

- a) Revisión del régimen gobernanza de cada una de las instituciones del MER para potenciar la eficacia y eficiencia, identificando y proponiendo mejoras y una hoja de

ruta para su implementación considerando tanto aquellas de implementación en el corto y mediano plazo, como las que requieran modificaciones a través de un Tercer Protocolo al Tratado Marco;

- b) Apoyo técnico a la Secretaría Ejecutiva del CDMER para la ejecución de las actividades contempladas en el marco de la presente Cooperación Técnica;
- c) Elaboración e implementación de una estrategia de posicionamiento institucional del CDMER;
- d) Desarrollar una propuesta del texto de un Tercer Protocolo al Tratado Marco en la que se contemplen todos aquellos aspectos que se hayan identificado que contribuyan a mejorar el funcionamiento del MER y el cumplimiento de los objetivos del mismo y que requirieran de dicho instrumento.

Componente IV. Integración Eléctrica Regional

Este componente busca el impulso de la Integración Eléctrica Regional y la operatividad del cumplimiento de las responsabilidades de los gobiernos de América Central establecidas en el Tratado Marco:

- a) Elaboración de una política regional, con su respectivo un plan de acción, para avanzar hacia una mayor integración eléctrica regional mediante, entre otros, el alineamiento sectorial entre los objetivos nacionales y el regional;
- b) Determinación de mecanismos para mejorar la supervisión del desempeño del MER y los esquemas de exigencia en el cumplimiento de la regulación regional; y
- c) Elaboración de un análisis de detalle del contexto y situación de los mercados eléctricos nacionales de la región y su interrelación con el MER, incluyendo su estructura, institucionalidad, funcionamiento, operación y transacciones internacionales, proponiendo las armonizaciones regulatorias adicionales que se requieran.

Presupuesto Estimado

El presupuesto estimado de la Cooperación Técnica, desglosado por componente y actividades es el siguiente:

Componente	Actividad	Presupuesto (Miles de US\$)
I. Desarrollo del Mercado Eléctrico Regional	I-a Revisión y actualización del Régimen Tarifario de Transmisión	100
	I-b Mejoras de los mecanismos predespacho y posdespacho	100
	I-c Aplicación de la Metodología de la Empresa Única de Transmisión Regional para calcular los costos de AOM a la EPR	60
	I-d Revisión de la regulación a formularse de los derechos de transmisión de largo plazo	30
	I-e Implementación de los derechos transmisión de largo plazo	110
	I-f Mejoras a los derechos transmisión de corto plazo	50
	I-g Desarrollo del marco político, legal y regulatorio entre Mercado Eléctrico de México y el MER	50
	I-h Consolidación Regulatoria del MER en el RMER	50
	Subtotal componente I	550
II. Impulso a la generación, transmisión y distribución regional	II-a Coordinación de planificación de la transmisión regional y las planificaciones de transmisión nacionales	75
	II-b Estudio del Mercado Regional de Gas	50
	II-c Estudio de Factibilidad del Segundo Circuito de la Línea SIEPAC	300
	II-d Diseño de procesos de decisión, licitación y contratación de generación regional con agregación de demandas nacionales	75
	Subtotal componente II	500
III. Desarrollo institucional de los entes del MER	III-a Mejora de la gobernanza de las instituciones del MER	50
	III-b Apoyo al funcionamiento de la Secretaria Ejecutiva del CDMER	100
	III-c Desarrollo de la estrategia de posicionamiento del CDMER	50
	III-d Propuesta del texto de un Tercer Protocolo al Tratado Marco	50
	Subtotal componente III	250
IV. Integración Eléctrica Regional	IV-a Desarrollo de la Política Regional para la Integración Eléctrica Regional	50
	IV-b Mecanismos para mejorar la supervisión del MER	75
	IV-c Análisis de interrelación de los mercados eléctricos nacionales con el MER para proponer armonizaciones regulatorias adicionales.	75
	Subtotal componente IV	200
V Imprevistos	Imprevistos	100
VI Auditorías y evaluación	Auditorías financieras y Evaluación Técnica Independiente	50
	TOTAL	1,650

Contrapartida regional en especie	750
--	------------

REGIONAL
Impulso al Desarrollo y Perfeccionamiento del Mercado Eléctrico Regional (MER) de
América Central

Desarrollo del Mercado Eléctrico Regional
Componente I

RG-T2705

TERMINOS DE REFERENCIA

I. Antecedentes

- 1.1 El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), ha venido impulsando la integración eléctrica de los países centroamericanos a través de diferentes iniciativas, en especial el Proyecto de Interconexión Eléctrica para los países de América Central (SIEPAC), el cual incluyó la creación de un Mercado Eléctrico Regional (MER), sus instituciones y la construcción de una línea de interconexión eléctrica para el intercambio regional de electricidad denominado Primer Sistema de Transmisión Regional (Línea SIEPAC).
- 1.2 La arquitectura normativa del MER está definida en una serie de instrumentos jurídicos que incluyen el Tratado Marco, los protocolos aprobados por los países, el Convenio General y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER). Estos instrumentos definen los procesos, procedimientos y mecanismos para el funcionamiento del MER. Igualmente, esos instrumentos definen una estructura institucional que incluye al Ente Operador Regional (EOR) que se encarga de su operación y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) que se encarga de su regulación. El Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER) donde participan autoridades de alto nivel de los países participantes, tiene por objeto desarrollar el MER, facilitar el cumplimiento de los compromisos establecidos en los protocolos y coordinar la interrelación con la CRIE y el EOR.
- 1.3 El BID ha apoyado la consolidación del MER con dos Cooperaciones Técnicas: (i) Consolidación del Mercado Eléctrico Regional (MER) (ATN/SF-11103-RG); y (ii) Segunda Etapa Consolidación del Mercado Eléctrico Regional (ATN/OC-12388-RG), ejecutadas de manera consecutiva. Esta última brindó un valioso apoyo al proceso de armonización de las legislaciones y regulaciones nacionales con la regulación regional del MER; eliminación de barreras comerciales y técnicas al funcionamiento del MER; acompañamiento al proceso de transición exitoso del Reglamento Transitorio del MER al RMER y su implantación; ejecución del primer ejercicio de planificación de la expansión de la generación y transmisión regionales con participación de las tres instituciones del MER (EOR, CRIE y CDMER); fortalecimiento de las instituciones regionales; y ejecución de numerosos estudios técnicos para contribuir a la resolución de problemas relevantes a la operación del MER (regulación de frecuencia, objetivos de calidad para componentes de la Red de Transmisión regional (RTR), máximas transferencias, etc.). Sin embargo, se han identificado diversos factores técnicos, regulatorios e institucionales que vienen actuando como elementos limitantes para el pleno desarrollo y funcionamiento del MER (falta de un esquema que posibilite la asignación de los derechos de transmisión firmes de largo plazo, procesos de agregación de demanda regional que viabilicen la construcción de grandes plantas de

generación que posibiliten la cobertura de la demanda, metodología consensuada para la ejecución de la planificación regional y un mecanismo de vinculación y coordinación entre ésta y la que se efectúa a nivel nacional por los diferentes países, etc.)

- 1.4 Estos factores fueron discutidos en la reunión ministerial celebrada el pasado 10 de diciembre 2014 en Panamá, en la que participaron autoridades y altos funcionarios de los Ministerios de Energía de los países de Mesoamérica. Dicha reunión culminó con la firma de la “Declaración Ministerial para el impulso a la Integración Energética Mesoamericana” donde se detallan una serie de compromisos y acciones para perfeccionar el funcionamiento del MER, solicitando al BID el acompañamiento técnico y apoyo financiero para acometer estas actividades que resultan necesarias para impulsar el proceso de integración energética mesoamericana y superar/ mitigar los factores limitativos identificados (ver Anexo I).
- 1.5 El Banco con recursos de Cooperación Técnica RG-T2705, se encuentra facilitando apoyo y asesoramiento técnico para contribuir al cumplimiento de los compromisos y acciones acordadas en la Declaración Ministerial para el impulso a la Integración Energética Mesoamericana” de diciembre 2014.

II. Objetivo(s) de la Consultoría

- 2.1 El objetivo de esta consultoría es identificar las mejoras en los aspectos regulatorios y normativos necesarios para la implementación eficiente del RMER.

III. Actividades Principales

- 3.1 El candidato seleccionado deberá realizar las siguientes actividades, sin perjuicio de aquellas que, de acuerdo al avance del trabajo, resulten necesarias para el logro de los objetivos de la consultoría:
 - (i) Revisión y actualización de la metodología de remuneración, denominada Régimen tarifario de la RTR, establecida en el Capítulo 9 del Libro III del RMER considerando la normativa transitoria que se está aplicando (PE7);
 - (ii) Revisión y propuestas de mejora a los actuales mecanismos de predespacho, redespacho, posdeshpacho, conciliación, facturación y liquidación de las transacciones del MER, con especial atención a los aspectos relacionados con la conciliación de las transacciones por desviaciones en tiempo real y al sistema de medición comercial regional (PE6);
 - (iii) Dimensionar una Empresa Única de Transmisión Regional Eficiente (EUTRE). Determinar los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM) basados en la EUTRE. Proponer un periodo para actualizar el AOM. Desarrollar la capacitación a CRIE;
 - (iv) Revisión de la regulación formulada para desarrollar los derechos de transmisión de largo plazo, complementándola con la modelación matemática, en base a aspectos prácticos de experiencia en mercados de derechos de transmisión en funcionamiento;
 - (v) Operativizar la implementación de los derechos de transmisión y contratos firmes de largo plazo (PE5);
 - (vi) Complementar la evaluación de los Derechos de Transmisión y Contratos Firmes de corto plazo identificando las mejoras y desarrollar la regulación respectiva incluyendo los modelos matemáticos en caso se requiera. Así mismo desarrollar los procesos de implementación de las mejoras al ser aprobadas por la CRIE; y
 - (vii) Desarrollo del marco político, legal y regulatorio entre MER y el mercado eléctrico mexicano (PE15).

- (viii) Identificación de la regulación transitoria en el MER, proponer las etapas de consolidación de la regulación del MER en un solo cuerpo normativo y realizar propuestas de consolidación que se consideren de inmediata realización

IV. Informes / Entregables

- (i) Preparación de un plan de trabajo y esquema del informe final.
- (ii) Reuniones de socialización y levantamiento de información con los principales involucrados..
- (iii) Preparación de informe final

Todo Reporte/Producto deberá ser entregado al Banco en forma electrónica.

V. Cronograma de Pagos

5.1 Contrato que incluye los honorarios y todos los gastos en los que incurra el consultor para realizar las actividades señaladas en estos Términos de Referencia.

5.2 Los pagos de los honorarios se realizaran de la siguiente forma:

- (iv) 50% contra la entrega y aprobación de los productos considerados en el numeral (i) de la sección IV.
- (v) 50% contra la entrega y aprobación de los productos considerados en el numeral (ii) de la sección IV.

Calificaciones

- Título/Nivel Académico & Años de Experiencia Profesional: Se requiere un profesional en Derecho, ingeniería y/o economía con más de 15 años de experiencia en la estructuración técnica y financiera de proyectos en el sector eléctrico, así como experiencia demostrada en temas regulatorios y normativos
- Idiomas: Español
- Áreas de Especialización: Desarrollo y financiamiento de energía, Gerencia de sostenibilidad, administración de negocios. Se valorará especialmente contar con antecedentes profesionales relacionados con la representación de empresas de los sectores de energía, consultoría, asesoría y evaluación de políticas públicas.
- Habilidades: Se requiere que el consultor se haya desempeñado en cargos directivos en entidades y empresas de los sectores de energía. El consultor deberá tener amplio conocimiento sobre temas regulatorios relativos al sector de energía; generación distribuida, energías alternativas, posibles desarrollos de redes inteligentes y amplio conocimiento de las políticas, estrategias y procedimientos del Banco.

Características de la Consultoría

- Categoría y Modalidad de la Consultoría: Contractual de Productos y Servicios Externos, Suma Alzada

- Duración del Contrato: La consultoría se desarrollará en forma discontinua a partir del 1 de marzo de 2016 hasta el 31 de julio de 2016, estimándose una carga de trabajo de cuarenta (40) días/consultor.
- Lugar(es) de trabajo: Consultoría Externa
- Líder de División o Coordinador: La División de Energía (INE/ENE) será responsable por la coordinación general y ejecución de la presente consultoría. El responsable de la coordinación técnica será el Sr. Carlos Echavarría (ENE/CCR) especialista de la División de Energía, con base en la Representación del BID en Costa Rica.

Pago y Condiciones: La compensación será determinada de acuerdo a las políticas y procedimientos del Banco. Adicionalmente, los candidatos deberán ser ciudadanos de uno de los países miembros del BID.

Consanguinidad: De conformidad con la política del Banco aplicable, los candidatos con parientes (incluyendo cuarto grado de consanguinidad y segundo grado de afinidad, incluyendo conyugue) que trabajan para el Banco como funcionario o contractual de la fuerza contractual complementaria, no serán elegibles para proveer servicios al Banco.

Diversidad: El Banco está comprometido con la diversidad e inclusión y la igualdad de oportunidades para todos los candidatos. Acogemos la diversidad sobre la base de género, edad, educación, origen nacional, origen étnico, raza, discapacidad, orientación sexual, religión, y estatus de VIH/SIDA. Alentamos a aplicar a mujeres, afrodescendientes y a personas de origen indígena.

REGIONAL
Impulso al Desarrollo y Perfeccionamiento del Mercado Eléctrico Regional (MER) de
América Central

Impulso a la generación, transmisión y distribución regional
Componente II

RG-T2705

TERMINOS DE REFERENCIA

I. Antecedentes

- 1.1 El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), ha venido impulsando la integración eléctrica de los países centroamericanos a través de diferentes iniciativas, en especial el Proyecto de Interconexión Eléctrica para los países de América Central (SIEPAC), el cual incluyó la creación de un Mercado Eléctrico Regional (MER), sus instituciones y la construcción de una línea de interconexión eléctrica para el intercambio regional de electricidad denominado Primer Sistema de Transmisión Regional (Línea SIEPAC).
- 1.2 La arquitectura normativa del MER está definida en una serie de instrumentos jurídicos que incluyen el Tratado Marco, los protocolos aprobados por los países, el Convenio General y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER). Estos instrumentos definen los procesos, procedimientos y mecanismos para el funcionamiento del MER. Igualmente, esos instrumentos definen una estructura institucional que incluye al Ente Operador Regional (EOR) que se encarga de su operación y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) que se encarga de su regulación. El Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER) donde participan autoridades de alto nivel de los países participantes, tiene por objeto desarrollar el MER, facilitar el cumplimiento de los compromisos establecidos en los protocolos y coordinar la interrelación con la CRIE y el EOR.
- 1.3 El BID ha apoyado la consolidación del MER con dos Cooperaciones Técnicas: (i) Consolidación del Mercado Eléctrico Regional (MER) (ATN/SF-11103-RG); y (ii) Segunda Etapa Consolidación del Mercado Eléctrico Regional (ATN/OC-12388-RG), ejecutadas de manera consecutiva. Esta última brindó un valioso apoyo al proceso de armonización de las legislaciones y regulaciones nacionales con la regulación regional del MER; eliminación de barreras comerciales y técnicas al funcionamiento del MER; acompañamiento al proceso de transición exitoso del Reglamento Transitorio del MER al RMER y su implantación; ejecución del primer ejercicio de planificación de la expansión de la generación y transmisión regionales con participación de las tres instituciones del MER (EOR, CRIE y CDMER); fortalecimiento de las instituciones regionales; y ejecución de numerosos estudios técnicos para contribuir a la resolución de problemas relevantes a la operación del MER (regulación de frecuencia, objetivos de calidad para componentes de la Red de Transmisión regional (RTR), máximas transferencias, etc.). Sin embargo, se han identificado diversos factores técnicos, regulatorios e institucionales que vienen actuando como elementos limitantes para el pleno desarrollo y funcionamiento del MER (falta de un esquema que posibilite la asignación de los derechos de transmisión firmes de largo plazo, procesos de agregación de demanda regional que viabilicen la construcción de grandes plantas de

generación que posibiliten la cobertura de la demanda, metodología consensuada para la ejecución de la planificación regional y un mecanismo de vinculación y coordinación entre ésta y la que se efectúa a nivel nacional por los diferentes países, etc.)

- 1.4 Estos factores fueron discutidos en la reunión ministerial celebrada el pasado 10 de diciembre 2014 en Panamá, en la que participaron autoridades y altos funcionarios de los Ministerios de Energía de los países de Mesoamérica. Dicha reunión culminó con la firma de la “Declaración Ministerial para el impulso a la Integración Energética Mesoamericana” donde se detallan una serie de compromisos y acciones para perfeccionar el funcionamiento del MER, solicitando al BID el acompañamiento técnico y apoyo financiero para acometer estas actividades que resultan necesarias para impulsar el proceso de integración energética mesoamericana y superar/ mitigar los factores limitativos identificados (ver Anexo I).
- 1.5 El Banco con recursos de Cooperación Técnica RG-T2705, se encuentra facilitando apoyo y asesoramiento técnico para contribuir al cumplimiento de los compromisos y acciones acordadas en la Declaración Ministerial para el impulso a la Integración Energética Mesoamericana” de diciembre 2014.

II. Objetivo(s) de la Consultoría

- 2.1 El objetivo de esta consultoría es contribuir a la planificación de la expansión de la generación, transmisión y distribución regional y a la ejecución de proyectos de infraestructura eléctrica regionales, a través del desarrollo de procesos, metodologías y normas y la elaboración de estudios técnicos.

III. Actividades Principales

- 3.1 El candidato seleccionado deberá realizar las siguientes actividades, sin perjuicio de aquellas que, de acuerdo al avance del trabajo, resulten necesarias para el logro de los objetivos de la consultoría:
 - (i) Identificación y evaluación de los mecanismos que posibiliten la coordinación entre la planificación de la expansión de la transmisión regional y las planificaciones nacionales de transmisión que aseguren la ejecución de las obras de transmisión que se requieran en los sistemas nacionales de manera oportuna (PE10);
 - (ii) Estudio de factibilidad de la creación de un mercado regional de gas natural, analizando su coordinación o integración al MER;
 - (iii) Desarrollo del Estudio Factibilidad del Segundo Circuito de la Línea SIEPAC y las obras de transmisión complementarias correspondientes, utilizando la información disponible en los entes regionales, incluida la EPR, y considerando los aspectos regulatorios, técnicos, económicos, institucionales, ambientales, sociales y financieros requeridos por la expansión. El Estudio deberá justificar el cronograma de ejecución y entrada en operación de la infraestructura; y
 - (iv) Diagnóstico de los mecanismos de licitación y contratación de energía eléctrica a nivel nacional; y diseño de procesos estándar de decisión, licitación y contratación de generación regional, agregando demanda de los agentes distribuidores, con la finalidad de reducir precios, mitigar riesgos y disminuir la incertidumbre para atraer inversiones

IV. Informes / Entregables

- (i) Preparación de un plan de trabajo y esquema del informe final.
- (ii) Reuniones de socialización y levantamiento de información con los principales involucrados.
- (iii) Preparación de informe final

Todo Reporte/Producto deberá ser entregado al Banco en forma electrónica.

V. Cronograma de Pagos

5.1 Contrato que incluye los honorarios y todos los gastos en los que incurra el consultor para realizar las actividades señaladas en estos Términos de Referencia.

5.2 Los pagos de los honorarios se realizaran de la siguiente forma:

- (iv) 50% contra la entrega y aprobación de los productos considerados en el numeral (i) de la sección IV.
- (v) 50% contra la entrega y aprobación de los productos considerados en el numeral (ii) de la sección IV.

Calificaciones

- Título/Nivel Académico & Años de Experiencia Profesional: Se requiere un profesional en Derecho, ingeniería y/o economía con más de 15 años de experiencia en la estructuración técnica y financiera de proyectos en el sector eléctrico, así como experiencia demostrada en temas regulatorios y normativos
- Idiomas: Español
- Áreas de Especialización: Desarrollo y financiamiento de energía, Gerencia de sostenibilidad, administración de negocios. Se valorará especialmente contar con antecedentes profesionales relacionados con la representación de empresas de los sectores de energía, consultoría, asesoría y evaluación de políticas públicas.
- Habilidades: Se requiere que el consultor se haya desempeñado en cargos directivos en entidades y empresas de los sectores de energía. El consultor deberá tener amplio conocimiento sobre temas regulatorios relativos al sector de energía; generación distribuida, energías alternativas, posibles desarrollos de redes inteligentes y amplio conocimiento de las políticas, estrategias y procedimientos del Banco.

Características de la Consultoría

- Categoría y Modalidad de la Consultoría: Contractual de Productos y Servicios Externos, Suma Alzada
- Duración del Contrato: La consultoría se desarrollará en forma discontinua a partir del 1 de marzo de 2016 hasta el 31 de julio de 2016, estimándose una carga de trabajo de cuarenta (40) días/consultor.
- Lugar(es) de trabajo: Consultoría Externa
- Líder de División o Coordinador: La División de Energía (INE/ENE) será responsable por la coordinación general y ejecución de la presente consultoría. El responsable de la coordinación

técnica será el Sr. Carlos Echavarría (ENE/CCR) especialista de la División de Energía, con base en la Representación del BID en Costa Rica.

Pago y Condiciones: La compensación será determinada de acuerdo a las políticas y procedimientos del Banco. Adicionalmente, los candidatos deberán ser ciudadanos de uno de los países miembros del BID.

Consanguinidad: De conformidad con la política del Banco aplicable, los candidatos con parientes (incluyendo cuarto grado de consanguinidad y segundo grado de afinidad, incluyendo conyugue) que trabajan para el Banco como funcionario o contractual de la fuerza contractual complementaria, no serán elegibles para proveer servicios al Banco.

Diversidad: El Banco está comprometido con la diversidad e inclusión y la igualdad de oportunidades para todos los candidatos. Acogemos la diversidad sobre la base de género, edad, educación, origen nacional, origen étnico, raza, discapacidad, orientación sexual, religión, y estatus de VIH/SIDA. Alentamos a aplicar a mujeres, afrodescendientes y a personas de origen indígena.

REGIONAL
Impulso al Desarrollo y Perfeccionamiento del Mercado Eléctrico Regional (MER) de
América Central

Desarrollo Institucional
Componente III

RG-T2705

TERMINOS DE REFERENCIA

I. Antecedentes

- 1.1 El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), ha venido impulsando la integración eléctrica de los países centroamericanos a través de diferentes iniciativas, en especial el Proyecto de Interconexión Eléctrica para los países de América Central (SIEPAC), el cual incluyó la creación de un Mercado Eléctrico Regional (MER), sus instituciones y la construcción de una línea de interconexión eléctrica para el intercambio regional de electricidad denominado Primer Sistema de Transmisión Regional (Línea SIEPAC).
- 1.2 La arquitectura normativa del MER está definida en una serie de instrumentos jurídicos que incluyen el Tratado Marco, los protocolos aprobados por los países, el Convenio General y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER). Estos instrumentos definen los procesos, procedimientos y mecanismos para el funcionamiento del MER. Igualmente, esos instrumentos definen una estructura institucional que incluye al Ente Operador Regional (EOR) que se encarga de su operación y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) que se encarga de su regulación. El Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER) donde participan autoridades de alto nivel de los países participantes, tiene por objeto desarrollar el MER, facilitar el cumplimiento de los compromisos establecidos en los protocolos y coordinar la interrelación con la CRIE y el EOR.
- 1.3 El BID ha apoyado la consolidación del MER con dos Cooperaciones Técnicas: (i) Consolidación del Mercado Eléctrico Regional (MER) (ATN/SF-11103-RG); y (ii) Segunda Etapa Consolidación del Mercado Eléctrico Regional (ATN/OC-12388-RG), ejecutadas de manera consecutiva. Esta última brindó un valioso apoyo al proceso de armonización de las legislaciones y regulaciones nacionales con la regulación regional del MER; eliminación de barreras comerciales y técnicas al funcionamiento del MER; acompañamiento al proceso de transición exitoso del Reglamento Transitorio del MER al RMER y su implantación; ejecución del primer ejercicio de planificación de la expansión de la generación y transmisión regionales con participación de las tres instituciones del MER (EOR, CRIE y CDMER); fortalecimiento de las instituciones regionales; y ejecución de numerosos estudios técnicos para contribuir a la resolución de problemas relevantes a la operación del MER (regulación de frecuencia, objetivos de calidad para componentes de la Red de Transmisión regional (RTR), máximas transferencias, etc.). Sin embargo, se han identificado diversos factores técnicos, regulatorios e institucionales que vienen actuando como elementos limitantes para el pleno desarrollo y funcionamiento del MER (falta de un esquema que posibilite la asignación de los derechos de transmisión firmes de largo plazo, procesos de agregación de demanda regional que viabilicen la construcción de grandes plantas de

generación que posibiliten la cobertura de la demanda, metodología consensuada para la ejecución de la planificación regional y un mecanismo de vinculación y coordinación entre ésta y la que se efectúa a nivel nacional por los diferentes países, etc.)

- 1.4 Estos factores fueron discutidos en la reunión ministerial celebrada el pasado 10 de diciembre 2014 en Panamá, en la que participaron autoridades y altos funcionarios de los Ministerios de Energía de los países de Mesoamérica. Dicha reunión culminó con la firma de la “Declaración Ministerial para el impulso a la Integración Energética Mesoamericana” donde se detallan una serie de compromisos y acciones para perfeccionar el funcionamiento del MER, solicitando al BID el acompañamiento técnico y apoyo financiero para acometer estas actividades que resultan necesarias para impulsar el proceso de integración energética mesoamericana y superar/ mitigar los factores limitativos identificados (ver Anexo I).
- 1.5 El Banco con recursos de Cooperación Técnica RG-T2705, se encuentra facilitando apoyo y asesoramiento técnico para contribuir al cumplimiento de los compromisos y acciones acordadas en la Declaración Ministerial para el impulso a la Integración Energética Mesoamericana” de diciembre 2014.

II. Objetivo(s) de la Consultoría

- 2.1 El objetivo de esta consultoría es incrementar la eficiencia y eficacia del funcionamiento del MER y los mecanismos de interacción entre los entres regionales.

III. Actividades Principales

- 3.1 El candidato seleccionado deberá realizar las siguientes actividades, sin perjuicio de aquellas que, de acuerdo al avance del trabajo, resulten necesarias para el logro de los objetivos de la consultoría:
 - (i) Revisión del régimen gobernanza de cada una de las instituciones del MER para potenciar la eficacia y eficiencia, identificando y proponiendo mejoras y una hoja de ruta para su implementación considerando tanto aquellas de implementación en el corto-mediano plazo, como las que requieran modificaciones a través del Tercer Protocolo al Tratado Marco;
 - (ii) Apoyo técnico a la Secretaría Ejecutiva del CDMER para la ejecución de las actividades contempladas en el marco del Plan Estratégico del MER y en la presente cooperación técnica;
 - (iii) Elaboración e implementación de una estrategia de posicionamiento institucional del CDMER;
 - (iv) Desarrollar una propuesta del texto de un Tercer Protocolo al Tratado Marco en la que se contemplen todos aquellos aspectos que se hayan identificado que contribuyan a mejorar el funcionamiento del MER y el cumplimiento de los objetivos del mismo y que requieran de dicho instrumento (PE4).

IV. Informes / Entregables

- (i) Preparación de un plan de trabajo y esquema del informe final.
- (ii) Reuniones de socialización y levantamiento de información con los principales involucrados del sector eléctrico regional.
- (iii) Preparación de informe final

Todo Reporte/Producto deberá ser entregado al Banco en forma electrónica.

V. Cronograma de Pagos

- 5.1 Contrato que incluye los honorarios y todos los gastos en los que incurra el consultor para realizar las actividades señaladas en estos Términos de Referencia.
- 5.2 Los pagos de los honorarios se realizaran de la siguiente forma:
- (i) 50% contra la entrega y aprobación de los productos considerados en el numeral (i) de la sección IV.
 - (ii) 50% contra la entrega y aprobación de los productos considerados en el numeral (ii) y (iii) de la sección IV.

Calificaciones

- **Título/Nivel Académico & Años de Experiencia Profesional:** Se requiere un profesional en Derecho, ingeniería y/o economía con más de 15 años de experiencia en la estructuración técnica y financiera de proyectos en el sector eléctrico, así como experiencia demostrada en temas regulatorios y normativos
- **Idiomas:** Español
- **Áreas de Especialización:** Desarrollo y financiamiento de energía, Gerencia de sostenibilidad, administración de negocios. Se valorará especialmente contar con antecedentes profesionales relacionados con la representación de empresas de los sectores de energía, consultoría, asesoría y evaluación de políticas públicas.
- **Habilidades:** Se requiere que el consultor se haya desempeñado en cargos directivos en entidades y empresas de los sectores de energía. El consultor deberá tener amplio conocimiento sobre temas regulatorios relativos al sector de energía; generación distribuida, energías alternativas, posibles desarrollos de redes inteligentes y amplio conocimiento de las políticas, estrategias y procedimientos del Banco.

Características de la Consultoría

- **Categoría y Modalidad de la Consultoría:** Contractual de Productos y Servicios Externos, Suma Alzada
- **Duración del Contrato:** La consultoría se desarrollará en forma discontinua a partir del 1 de marzo de 2016 hasta el 31 de julio de 2016, estimándose una carga de trabajo de cuarenta (40) días/consultor.
- **Lugar(es) de trabajo:** Consultoría Externa
- **Líder de División o Coordinador:** La División de Energía (INE/ENE) será responsable por la coordinación general y ejecución de la presente consultoría. El responsable de la coordinación técnica será el Sr. Carlos Echavarría (ENE/CCR) especialista de la División de Energía, con base en la Representación del BID en Costa Rica.

Pago y Condiciones: La compensación será determinada de acuerdo a las políticas y procedimientos del Banco. Adicionalmente, los candidatos deberán ser ciudadanos de uno de los países miembros del BID.

Consanguinidad: De conformidad con la política del Banco aplicable, los candidatos con parientes (incluyendo cuarto grado de consanguinidad y segundo grado de afinidad, incluyendo conyugue) que trabajan para el Banco como funcionario o contractual de la fuerza contractual complementaria, no serán elegibles para proveer servicios al Banco.

Diversidad: El Banco está comprometido con la diversidad e inclusión y la igualdad de oportunidades para todos los candidatos. Acogemos la diversidad sobre la base de género, edad, educación, origen nacional, origen étnico, raza, discapacidad, orientación sexual, religión, y estatus de VIH/SIDA. Alentamos a aplicar a mujeres, afrodescendientes y a personas de origen indígena.

PLAN DE ADQUISICIONES COOPERACION TECNICA NO REEMBOLSABLE										
País: Regional CID						Agencia Ejecutora (AE): Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER)				
Número del Proyecto: RG-T2705						Proyecto: Impulso a la consolidación del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central				
Período comprendido para este Plan de Adquisiciones: Julio 2016 - Enero 2018										
Monto límite para revisión ex post de adquisiciones: N/A				Bienes y servicios (monto en U\$S): - 0 -			Consultorías: US\$680.000			
No. Item	Ref. POA	Descripción de Adquisiciones (1)	Costo estimado (US\$)	Método de Adquisición/ Selección ⁽²⁾	Revisión de adquisiciones (3)	Fuente de Financiamiento y porcentaje		Fecha estimada de Inicio de contratación	Revisión técnica JEP (4)	Comentarios
						BID %	Local / Otro %			
Componente 1: Desarrollo del Mercado Eléctrico Regional										
1		Consultoría para la revisión y actualización de la metodología de remuneración, denominada Régimen tarifario de la RTR, establecida en el Capítulo 9 del Libro III del RMER considerando la normativa transitoria que se está aplicando (PE7)	100.000	SBCC	Ex ante	100%	%	Octubre 2016		
2		Consultoría para la revisión y propuestas de mejora a los actuales mecanismos de predespacho, redespacho, postdespacho, conciliación, facturación y liquidación de las transacciones del MER, con especial atención a los aspectos relacionados con la conciliación de las transacciones por desviaciones en tiempo real y al sistema de medición comercial regional (PE6)	100.000	SBCC	Ex ante	100%	%	Octubre 2016		
3		Consultoría para dimensionar una Empresa Única de Transmisión Regional Eficiente (EUTRE). Determinar los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM) basados en la EUTRE. Proponer un periodo para actualizar el AOM. Desarrollar la capacitación a CRIE	60.000	SBCC	Ex ante	100%	%	Mayo 2016		
4		Consultoría para la revisión de la regulación formulada para desarrollar los derechos de transmisión de largo plazo, complementándola con la modelación matemática, en base a aspectos prácticos de experiencia en mercados de derechos de transmisión en funcionamiento	30.000	CCIN	Ex ante	100%	%	Octubre 2016		

5		Consultoría para complementar la evaluación de los Derechos de Transmisión y Contratos Firmes de corto plazo identificando las mejoras y desarrollar la regulación respectiva incluyendo los modelos matemáticos en caso se requiera. Así mismo desarrollar los procesos de implementación de las mejoras al ser aprobadas por la CRIE	50.000	CCIN	Ex ante	100%	%	Julio 2016		
6		Consultoría para el desarrollo del marco político, legal y regulatorio entre MER y el mercado eléctrico mexicano (PE15)	50.000	CCIN	Ex ante	100%	%	Octubre 2016		
Componente 2: Impulso a la generación, transmisión y distribución regional.										
7		Consultoría para la identificación y evaluación de los mecanismos que posibiliten la coordinación entre la planificación de la expansión de la transmisión regional y las planificaciones nacionales de transmisión que aseguren la ejecución de las obras de transmisión que se requieran en los sistemas nacionales de manera oportuna (PE10)	75.000	SBCC	Ex ante	100%	%	Octubre 2016		
8		Consultoría para el diagnóstico de los mecanismos de licitación y contratación de energía eléctrica a nivel nacional; y diseño de procesos estándar de decisión, licitación y contratación de generación regional, agregando demanda de los agentes distribuidores, con la finalidad de reducir precios, mitigar riesgos y disminuir la incertidumbre para atraer inversiones	75.000	CCIN	Ex ante	100%	%	Octubre 2016		
Componente 3: Desarrollo Institucional										
9		Apoyo técnico a la Secretaría Ejecutiva del CDMER para la ejecución de las actividades contempladas en el marco del Plan Estratégico del MER y en la presente cooperación técnica	100.000	CCIN	Ex ante	100%	%	Julio 2016		
Seguimiento, auditoría y evaluación										
10		Auditorías externas	30.000	CCIN	Ex ante	100%	%	Enero 2017 & 2018		
11		Evaluación final	10.000	CCIN	Ex ante	100%	%	Julio 2018		
Total			680.000	Preparado por: INE/ENE			Fecha: Abril 05, 2016			

<p>⁽¹⁾ Se recomienda el agrupamiento de adquisiciones de naturaleza similar tales como equipos informáticos, mobiliario, publicaciones, pasajes, etc. Si hubiesen grupos de contratos individuales similares que van a ser ejecutados en distintos períodos, éstos pueden incluirse agrupados bajo un solo rubro con una explicación en la columna de comentarios indicando el valor promedio individual y el período durante el cual serían ejecutados. Por ejemplo: En un proyecto de promoción de exportaciones que incluye viajes para participar en ferias, se pondría un ítem que diría "Pasajes aéreos Ferias", el valor total estimado en US\$ 5 mil y una explicación en la columna Comentarios: "Este es un agrupamiento de aproximadamente 4 pasajes para participar en ferias de la región durante el año X y X1.</p>
<p>⁽²⁾ Bienes y Obras: LP: Licitación Pública; CP: Comparación de Precios; CD: Contratación Directa</p>
<p>⁽²⁾ Firmas de consultoría: CFCI: Concurso de Firmas Consultoras Internacionales; CFCN: Concurso de Firmas Consultoras Nacionales; SCC: Selección Basada en la Calificación de los Consultores; SBCC: Selección Basada en Calidad y Costo; SBMC: Selección Basada en el Menor Costo; SBPF: Selección Basada en Presupuesto Fijo. SD: Selección Directa; SBC: Selección Basada en Calidad.</p>
<p>⁽²⁾ Consultores Individuales: CCIN: Selección basada en la Comparación de Calificaciones Consultor Individual; SD: Selección Directa.</p>
<p>⁽³⁾ Revisión ex ante/ ex post. En general, dependiendo de la capacidad institucional y el nivel de riesgo asociados a las adquisiciones la modalidad estándar es revisión ex post. Para procesos críticos o complejos podrá establecerse la revisión ex ante.</p>
<p>⁽⁴⁾ Revisión técnica: Esta columna será utilizada por el JEP para definir aquellas adquisiciones que considere "críticas" o "complejas" que requieran la revisión ex ante de los términos de referencia, especificaciones técnicas, informes, productos, u otros.</p>



USAID
FROM THE AMERICAN PEOPLE

USAID INICIATIVA REGIONAL DE ENERGÍA LIMPIA

CDMER-CRIE-EOR – DESARROLLO DEL PLAN ESTRATÉGICO
CONJUNTO Y HOJA DE RUTA DEL MER
Informe 3

Diciembre 2, 2015

Este documento fue elaborado para revisión de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional. Fue preparado por Tetra Tech, ES, Inc. para la Iniciativa Regional de USAID de Energía Limpia, AID-596-C-12-00001

CONTRACT: AID-596-C-12-00001

USAID INICIATIVA REGIONAL DE ENERGÍA LIMPIA

CDMER-CRIE-EOR – DESARROLLO DEL PLAN ESTRATÉGICO CONJUNTO Y HOJA DE RUTA DEL MER

Informe 3

Preparado para:

United States Agency for International Development

Preparado por:

Tetra Tech ES, Inc.

1320 N, Courthouse Rd.,

Arlington, VA 22201

www.tetratech.com

Disclaimer

La elaboración de este reporte ha sido auspiciada por el Pueblo de los Estados Unidos a través de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID). El contenido de este reporte es responsabilidad de Tetra Tech, ES, Inc. y no necesariamente refleja la opinión de USAID o del gobierno de Estados Unidos

INDICE

Resumen Ejecutivo	1
1. Introducción.....	5
2. Agenda Estratégica Regional	7
2.1 Fortalecer la institucionalidad y el alineamiento estratégico regional	8
2.2 Desarrollar e implementar plenamente la Regulación Regional	8
2.3 Impulsar la expansión de la generación y transmisión regional	9
2.4 Promover el desarrollo de la armonización regulatoria	10
2.5 Ampliar y mejorar las interconexiones extra-regionales	10
3. Cartera de Iniciativas Estratégicas	12
3.1 Proceso de gestión de las iniciativas	12
3.2 Iniciativas seleccionadas	13
3.3 Hoja de Ruta	16
4. Mecanismos de Coordinación y Monitoreo	18
4.1 Aspectos clave a resolver	18
4.2 Esquema de gobernanza	20
4.3 Requerimientos de información	24
4.4 Procesos	25
4.5 Ruta de implementación	28
ANEXO A: Enfoque y Metodología	31
ANEXO B: Síntesis de Planes Estratégicos de CDMER, CRIE y EOR	36
ANEXO C: Iniciativas identificadas.....	40

RESUMEN EJECUTIVO

Los tres organismos regionales que integran la estructura de gobernanza del Mercado Eléctrico Regional (MER) – es decir, el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER), la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Ente Operador Regional (EOR) – se han propuesto el objetivo común de fortalecer los mecanismos de coordinación interinstitucional, como herramienta clave para lograr los objetivos y fines establecidos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos.

En la Reunión Conjunta de las Juntas Directivas de los tres organismos regionales celebrada el día 4 de septiembre de 2014, se acordó – para cumplir con este objetivo de fortalecimiento de la coordinación inter-institucional – la elaboración de un primer Plan Estratégico Conjunto CDMER-CRIE-EOR y el establecimiento de una Hoja Ruta del MER, sobre la base de los planes estratégicos que cada una de las tres instituciones ha realizado recientemente. Para asistir a los tres organismos regionales en esta acción conjunta de planificación estratégica – encomendada a los Secretarios Ejecutivos de los tres organismos, que integran el Equipo Estratégico del MER – se solicitó el apoyo de la Iniciativa Regional de USAID de Energía Limpia, la que ha estado apoyando el desarrollo del Plan Estratégico de la CRIE 2013-2017 y el Plan Estratégico de EOR 2015-2019.

Agenda Estratégica Regional

Desde	Temas estratégicos	Hacia
Coordinación interinstitucional en proceso de desarrollo y vinculaciones poco articuladas. Falta instancia independiente de revisión de decisiones regulatorias.	Fortalecer la institucionalidad y el alineamiento estratégico regional	Mayor coordinación interinstitucional y acciones concertadas bajo reglas y mecanismos preestablecidos. Revisión imparcial de las decisiones regulatorias.
Transición regulatoria y dispersión normativa. Foco en elaboración normativa Ad-hoc. Aspectos clave en revisión y en vías de implementación.	Desarrollar e implementar plenamente la Regulación Regional	Un sólo cuerpo normativo consolidado, sólido y previsible en aplicación plena
Capacidades de transmisión limitadas y ausencia de plantas regionales. Sistema de planificación en desarrollo y refuerzos nacionales en vías de identificación.	Impulsar la expansión de la generación y transmisión regional	Condiciones regionales y nacionales viabilizan generación de escala regional y la ampliación de la red transmisión regional.
Limitada armonización operativa de los mercados nacionales con el MER.	Promover el desarrollo de la armonización regulatoria	Interfaces operativas evaluadas y monitoreadas. Mercados nacionales armonizados con el MER cumpliendo los fines del Tratado.
Operación técnica y comercial limitada de la interconexión Guatemala-México.	Ampliar y mejorar las interconexiones extra-regionales	Operación técnica y comercial acorde con criterios de calidad, seguridad y desempeño del MER.
VISION COMÚN: Un Mercado Eléctrico Regional consolidado que provea un suministro eléctrico de calidad, confiable, competitivo y sustentable a todos los habitantes de América Central		

El Equipo Estratégico del MER desarrolló en su primera sesión de trabajo una propuesta de Agenda Estratégica Regional, orientada al alineamiento estratégico de los tres organismos regionales en sus temas comunes y a partir de sus planes estratégicos vigentes. Esta propuesta fue informada y sometida a consideración de las tres Juntas Directivas y posteriormente revisada y validada por el

Equipo Estratégico en la segunda sesión de trabajo realizada en la ciudad de Guatemala el 26 y 27 de febrero pasados.

El resultado se sintetiza en la figura anterior, en donde se presentan los cinco temas estratégicos, se sintetiza la situación actual y el escenario futuro deseado respecto de cada tema y se identifican los aspectos clave involucrados en cada uno de estos cinco temas. Estos cinco grandes temas estratégicos se unen bajo una visión común de los tres organismos, que con su esfuerzo conjunto buscan un Mercado Eléctrico Regional consolidado, competitivo y sostenible que contribuya a un suministro de energía económico, confiable y de calidad para todos los habitantes de América Central.

En síntesis, la Agenda Estratégica Regional desarrollada busca:

- **Fortalecer la institucionalidad y el alineamiento estratégico regional**, alcanzando una mayor coordinación interinstitucional entre los tres organismos regionales por medio de acciones concertadas bajo reglas y mecanismos preestablecidos, así como un mecanismo imparcial e independiente para la revisión de las decisiones regulatorias. Los desafíos identificados se concentran en las necesidades de coordinación interinstitucional y la existencia de vinculaciones aún poco articuladas, en donde el Plan Estratégico Conjunto y la Hoja de Ruta del MER en elaboración juegan un papel central. A lo que se suma la falta de una instancia independiente de la CRIE para la revisión de las decisiones regulatorias que requiere ser atendida y resuelta.
- **Desarrollar e implementar plenamente la Regulación Regional**, consolidando la normativa regional bajo un cuerpo normativo unificado, sólido y previsible, y posibilitando la implementación de aspectos clave establecidos en la Regulación Regional aún pendientes (tales como la implementación de los Contratos Firmes y Derechos de Transmisión de largo plazo, la finalización de las normas transitorias contenidas en el Procedimiento de Detalle Complementario y la revisión de la metodología tarifaria de la Red de Transmisión Regional, entre otros). El desafío es superar la fase de transición regulatoria y dispersión normativa – últimamente focalizada en la elaboración de normativas ad-hoc y con aspectos clave de la regulación aún en vías de implementación – y a su vez prestar mayor atención a las condiciones de implementación y control de cumplimiento de las normas.
- **Impulsar la expansión de la generación y transmisión regional**, generando las condiciones regulatorias y de efectiva implementación del sistema de planificación que permitan la atracción y desarrollo de plantas de generación de escala regional y movilicen la expansión de la red regional de transmisión y los refuerzos de transmisión requeridos en los sistemas nacionales (expansiones de transmisión nacional no realizadas). El desafío está dado por capacidades de transmisión limitadas (menores a 300 MW) y ausencia de plantas de generación de escala regional. El sistema de planificación regional se encuentra en fase de desarrollo y se requiere avanzar en la identificación y la promoción del desarrollo de los refuerzos nacionales de transmisión, la coordinación de la planificación de la expansión de la transmisión de los sistemas nacionales con la planificación de la expansión del sistema de transmisión regional, y el desarrollo de mecanismos regulatorios efectivos para alcanzar la capacidad de transmisión regional fijada por la CRIE (actualmente en 300 MW y en el futuro de 600 MW) y atraer plantas de generación de escala regional.
- **Promover el desarrollo de la armonización regulatoria**, para contar con interfaces operativas evaluadas y monitoreadas en su efectiva aplicación, y por otra parte, ampliar la agenda de la armonización a las condiciones mínimas que deberán cumplir las regulaciones de los distintos

mercados nacionales para alcanzar el mercado regional eléctrico competitivo buscado por el Tratado Marco. El desafío es hacer efectiva la aplicación de las interfaces operativas ya aprobadas, y avanzar en el proceso de armonización regulatoria, más allá de los aspectos operativos, incluyendo a los gobiernos y reguladores nacionales en el avance del Mercado Eléctrico Regional.

- **Ampliar y mejorar las interconexiones extra-regionales**, para lograr una operación técnica acorde con los criterios de calidad, seguridad y desempeño del MER, para luego avanzar en el desarrollo de un marco político, legal y regulatorio entre el MER y los mercados bilaterales México - Guatemala y el futuro mercado bilateral Panamá-Colombia, que requerirá de un proceso más amplio de debate y consensos entre las diferentes partes y jurisdicciones involucradas.

Sobre la base de los temas estratégicos y los aspectos clave asociados a ellos, el Equipo Estratégico se concentró en la segunda sesión de trabajo en la identificación de las iniciativas necesarias para la implementación de la Agenda Estratégica Regional trazada.

El resultado es un conjunto de 15 iniciativas, sobre las que luego el Equipo Estratégico trabajó individualmente, incorporando algunas variables básicas para hacer posible su priorización, planificación y seguimiento posterior. Este trabajo – incluyendo la estimación de duración y fecha de inicio, organismo responsable y participantes – permitió luego ordenar la cartera de iniciativas en una hoja de ruta.

De estas 15 iniciativas, 8 cuentan ya con mandato previo de la Reunión Conjunta para su puesta en marcha. Por otra parte, 5 iniciativas se encuentran en el inicio de su ejecución a la fecha de elaboración de este Informe.

La implementación de la Agenda Estratégica Regional y su Cartera de Iniciativas requiere establecer unos mecanismos de coordinación y monitoreo que regulen los esquemas de gobernanza, los requerimientos de información y los procesos clave necesarios, que permitan a los tres organismos regionales concertar medios y esfuerzos para un conjunto de acciones comunes.

El mecanismo a ser implementado permitirá coordinar y monitorear un conjunto de temas y objetivos estratégicos comunes, traducidos en un grupo de iniciativas o proyectos articulados de manera integrada. El monitoreo de la Cartera de Iniciativas debe permitir el control y seguimiento de los siguientes aspectos:

- Hitos, productos y/o resultados asociados a cada proyecto o iniciativa.
- Temas clave, problemas y riesgos que surjan durante la ejecución de los proyectos que requieran la adopción de decisiones de cambio o alcance.
- Asignación y disponibilidad de recursos para la implementación de los proyectos.
- Alineamiento estratégico de los proyectos o iniciativas con la Agenda Estratégica Regional trazada.

Las tres columnas sobre las que se basan los Mecanismos de Coordinación y Monitoreo que aquí se presentan son:

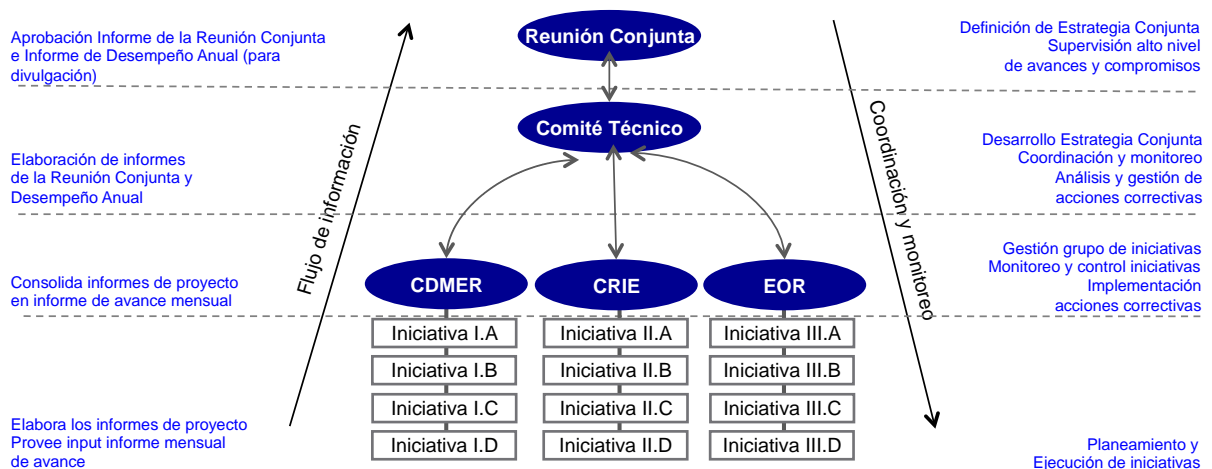
Resumen Ejecutivo

- 1) Un esquema de gobernanza, que asigna roles, funciones y responsabilidades a la Reunión Conjunta, el Comité Técnico, los líderes de los frentes de ejecución de las iniciativas estratégicas y los encargados de cada iniciativa y su equipo de proyecto.
- 2) Unos requerimientos de información, articulados en un sistema de reportes preestablecidos y estandarizados que permiten el control y seguimiento de la Agenda Estratégica y su Cartera de Iniciativas; y,
- 3) La identificación de los procesos clave requeridos, estructurados sobre la base de las fases de la gestión de la Estrategia y el ciclo de los proyectos o iniciativas individuales.

Al no tratarse de un Plan Estratégico de una sola institución, sino de una Agenda Estratégica Común que coordina acciones e iniciativas de tres instituciones, no se prevé un presupuesto o recursos financieros asignados unificadamente, sino que se define una cartera de iniciativas, que se distribuye y asignan en tres grupos a los tres organismos. Cada organismo regional resuelve la asignación de recursos necesaria para implementar la iniciativa: 1) Le asigna un responsable (ejecutivo propio de su estructura); 2) Conformar un equipo de proyecto (donde por lo general integra personal y ejecutivos de los otros organismos); 3) Le asigna recursos financieros (ya sea incluyéndolo en su propio presupuesto o gestionando fondos de cooperación o solicitando asistencia financiera a los otros organismos). Si el organismo responsable advierte que no cuenta con los recursos y capacidades necesarias para implementar las iniciativas cuyo liderazgo asumió, planteará el problema en el ámbito del Comité Técnico y, de ser necesario, el Comité llevará el problema y opciones de solución al ámbito de la Reunión Conjunta.

Cabe destacar por otra parte que la mayor parte de las iniciativas ya previstas contarían con asistencia técnica de la Iniciativa Regional de Energía Limpia de USAID y de la cooperación técnica del BID, a través de un nuevo programa en proceso de tramitación llamado Impulso al Desarrollo y Perfeccionamiento del Mercado Eléctrico Regional.

Mecanismos de coordinación y monitoreo



Por último, se propone una ruta de implementación organizada en tres macro-actividades: i) Asignación de responsabilidades; ii) Diseño de los procesos clave y puesta en marcha del sistema de reportes; y iii) planeamiento de las iniciativas con comienzo en el corto plazo.

1. INTRODUCCIÓN

Los tres organismos regionales que integran la estructura de gobernanza del Mercado Eléctrico Regional (MER) – es decir, el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER), la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Ente Operador Regional (EOR) – se han propuesto el objetivo común de fortalecer los mecanismos de coordinación interinstitucional, como herramienta clave para lograr los objetivos y fines establecidos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos.

En la Reunión Conjunta de las Juntas Directivas de los tres organismos regionales celebrada el día 4 de septiembre de 2014, se acordó – para cumplir con este objetivo de fortalecimiento de la coordinación inter-institucional – la elaboración de un primer Plan Estratégico Conjunto CDMER-CRIE-EOR y el establecimiento de una Hoja Ruta del MER, sobre la base de los planes estratégicos que cada una de las tres instituciones ha realizado recientemente.

Estos procesos de planificación estratégica realizados han contribuido a que los organismos regionales coloquen al tope de su agenda la necesidad de resolver los desafíos de gobernanza, foco estratégico y efectividad en la coordinación e implementación de acciones que exige el impulso del desarrollo del Mercado Eléctrico Regional hoy. El Plan Estratégico Conjunto será la herramienta clave para enfrentar estos desafíos articulando acciones y planes operativos de corto plazo, así como para implementar el rol central de coordinación inter-institucional asignado por el Segundo Protocolo al Tratado Marco al CDMER.

La elaboración del Plan Estratégico Conjunto CDMER-CRIE-EOR ha sido encomendada a los Secretarios Ejecutivos de cada uno de los tres organismos regionales, que integran el Equipo Estratégico, bajo la supervisión de los presidentes de sus respectivas Juntas Directivas. Para asistir a los tres organismos regionales en esta acción conjunta de planificación estratégica, se solicitó el apoyo de la Iniciativa Regional de USAID de Energía Limpia, la que ha apoyado el desarrollo del Plan Estratégico de la CRIE 2013-2017 y el Plan Estratégico del EOR 2015-2019.

El desarrollo del Plan Estratégico Conjunto se estructura en tres componentes:

- Desarrollo de la Agenda Estratégica Regional, que tiene como objetivo el alineamiento estratégico de los tres organismos regionales en los temas comunes, partiendo de sus planes estratégicos vigentes.
- Elaboración de la Cartera de Iniciativas Estratégicas, con el objetivo de traducir la Agenda Estratégica Regional en un portafolio común de iniciativas estratégicas que permitan su efectiva coordinación e implementación.
- Diseño de los Mecanismos de Coordinación y Monitoreo, que establezcan mecanismos concertados de coordinación y monitoreo de la Agenda Estratégica Regional y su Cartera de Iniciativas.

Este Informe tiene por finalidad presentar el Plan Estratégico Conjunto y Hoja de Ruta del MER, desarrollado por el Equipo Estratégico del MER con la asistencia técnica de la Iniciativa Regional de Energía Limpia de USAID, a lo largo de un proceso de seis meses de ejecución y cuatro sesiones de planificación conjuntas.

1. Introducción

En este sentido, el capítulo 2 presenta la Agenda Estratégica Regional, en una versión validada por el Equipo Estratégico durante la sesión de trabajo realizada en Guatemala el 26 y 27 de febrero pasados, recogiendo las observaciones transmitidas por las distintas Juntas Directivas de los tres organismos regionales.

El capítulo 3 sintetiza el ejercicio de identificación, selección y priorización de las iniciativas estratégicas realizado por el Equipo Estratégico en la segunda sesión de planificación, presentando la Cartera de Iniciativas y su Hoja de Ruta.

El capítulo 4 desarrolla los mecanismos de coordinación y monitoreo del Plan Estratégico Conjunto, resultado de las discusiones mantenidas en la sesión 4 del Equipo Estratégico, realizada por videoconferencia el 28 de marzo pasado y luego en la sesión adicional que tuvo lugar en Guatemala el día 22 de abril. Se incluyen los aspectos clave a resolver, el esquema de gobernanza, los requerimientos de información, los procesos clave a diseñar y se propone una ruta de implementación para la puesta en marcha de la Cartera de Iniciativas y sus mecanismos de coordinación y monitoreo.

Por último, se adjuntan tres anexos. En el Anexo A, se resume el enfoque y metodología utilizado hasta la fecha en el desarrollo de este Plan Estratégico Conjunto. En el Anexo B, se presenta una síntesis de los Planes Estratégicos de los tres organismos regionales, a fin de que el lector pueda tenerlos como referencia de base. Finalmente, en el Anexo C se incluyen las fichas descriptivas correspondientes a las 15 iniciativas estratégicas identificadas y seleccionadas.

Cabe mencionar que este documento se han incorporado las observaciones emitidas por la Junta de Comisionados de CRIE y Junta Directiva EOR, y ha sido revisado en una Sesión de Trabajo del Comité Técnico del MER realizada el día 25 de noviembre en El Salvador. Sobre la base de esta revisión y consenso técnico, esta versión final se presentará a la Reunión Conjunta que se prevé realizar el día 11 de diciembre de 2015.

2. AGENDA ESTRATÉGICA REGIONAL

La Agenda Estratégica Regional está destinada a sintetizar y comunicar los mensajes centrales del Plan Estratégico Conjunto, identificando el estado actual y el escenario futuro deseado de acuerdo al rumbo definido para cada uno de los cinco temas estratégicos priorizados. Estos cinco grandes temas estratégicos se unen bajo una visión común de los tres organismos, que con su esfuerzo conjunto buscan un Mercado Eléctrico Regional consolidado, competitivo y sostenible que contribuya a un suministro de energía económico, confiable y de calidad para todos los habitantes de América Central.

Durante la Segunda Sesión de Trabajo se validó la propuesta de Agenda Estratégica Regional desarrollada en la primera Sesión, recogiendo las observaciones transmitidas por las distintas Juntas Directivas de los tres organismos regionales. El desarrollo posterior de la Cartera de Iniciativas Estratégicas en las sesiones de trabajo posteriores permitieron revisar y refinar más algunos aspectos de la Agenda Estratégica que aquí se presenta.

El resultado se sintetiza en la figura 1 siguiente, y se desarrolla en las secciones siguientes de este capítulo.

Figura 1. Síntesis de la Agenda Estratégica Regional

Desde	Temas estratégicos	Hacia
Coordinación interinstitucional en proceso de desarrollo y vinculaciones poco articuladas. Falta instancia independiente de revisión de decisiones regulatorias.	Fortalecer la institucionalidad y el alineamiento estratégico regional	Mayor coordinación interinstitucional y acciones concertadas bajo reglas y mecanismos preestablecidos. Revisión imparcial de las decisiones regulatorias.
Transición regulatoria y dispersión normativa. Foco en elaboración normativa Ad-hoc. Aspectos clave en revisión y en vías de implementación.	Desarrollar e implementar plenamente la Regulación Regional	Un sólo cuerpo normativo consolidado, sólido y previsible en aplicación plena
Capacidades de transmisión limitadas y ausencia de plantas regionales. Sistema de planificación en desarrollo y refuerzos nacionales en vías de identificación.	Impulsar la expansión de la generación y transmisión regional	Condiciones regionales y nacionales viabilizan generación de escala regional y la ampliación de la red transmisión regional.
Limitada armonización operativa de los mercados nacionales con el MER.	Promover el desarrollo de la armonización regulatoria	Interfaces operativas evaluadas y monitoreadas. Mercados nacionales armonizados con el MER cumpliendo los fines del Tratado.
Operación técnica y comercial limitada de la interconexión Guatemala-México.	Ampliar y mejorar las interconexiones extra-regionales	Operación técnica y comercial acorde con criterios de calidad, seguridad y desempeño del MER.
VISION COMÚN: Un Mercado Eléctrico Regional consolidado, competitivo y sostenible que contribuya a un suministro de energía económico, confiable y de calidad para todos los habitantes de América Central		

2.1 FORTALECER LA INSTITUCIONALIDAD Y EL ALINEAMIENTO ESTRATÉGICO REGIONAL

Con la ratificación del Segundo Protocolo se introdujo el mandato de establecer una mayor coordinación inter-institucional para alcanzar los fines establecidos en el Tratado Marco. La creación y puesta en marcha del CDMER y la articulación de mecanismos de coordinación como la Reunión Conjunta de Juntas Directivas y el Comité Técnico del MER son pasos fundamentales en este sentido, que requieren de una mayor articulación y fortalecimiento. A ello se suma la necesidad de una instancia imparcial e independiente para apelación de las decisiones regulatorias, después de agotar el Recurso de Reposición respectivo, que hoy recae sobre la misma autoridad responsable de su aprobación.

El alineamiento estratégico propuesto – consistente con el mandato expresado por la Reunión Conjunta en septiembre de 2014 – propone alcanzar una mayor coordinación inter-institucional entre los tres organismos regionales por medio de acciones concertadas a través de mecanismos pre-establecidos de coordinación, seguimiento y monitoreo conjunto. Adicionalmente, se requiere diseñar e implementar un mecanismo de revisión independiente de las decisiones regulatorias, después de agotar el Recurso de Reposición respectivo, que incremente las condiciones de imparcialidad, certeza y previsibilidad de la regulación regional.

Los aspectos clave involucrados bajo este tema estratégico incluyen:

- El desarrollo de un Plan Estratégico Conjunto y Hoja de Ruta del MER, que se establezca como un mecanismo institucionalizado a través de procesos preestablecidos para el alineamiento de los objetivos estratégicos y la implementación coordinada de acciones comunes de los tres organismos regionales.
- El establecimiento de mecanismos de coordinación interinstitucional entre los tres organismos regionales, en donde el desarrollo del Plan Estratégico Conjunto y Hoja de Ruta es el primer paso.
- El diseño y la implementación de un mecanismo de revisión independiente e imparcial de las decisiones regulatorias después de agotar el Recurso de Reposición respectivo.

2.2 DESARROLLAR E IMPLEMENTAR PLENAMENTE LA REGULACIÓN REGIONAL

El segundo tema estratégico identificado es el desarrollo e implementación plena de la Regulación Regional. Si bien se han logrado significativos avances con la aprobación y entrada en vigencia de una regulación regional a través del Reglamento del MER, aún quedan importantes aspectos en vías de implementación, sumado a la existencia de normas transitorias y ad hoc, y aspectos clave que requieren revisión y definición para ser efectivamente puestos en marcha. A ello se suma la evaluación de instrumentos legales complementarios para el desarrollo y consolidación del mercado que integrarían la agenda de un futuro Tercer Protocolo al Tratado Marco a ser definido.

El rumbo propuesto por el Equipo Estratégico consiste en superar esta fase de transición y dispersión normativa, para avanzar hacia un cuerpo normativo unificado, consolidado, sólido, previsible y plenamente implementado. En el camino hacia este objetivo, se propone una mayor atención hacia las condiciones de aplicación efectiva y control de las normas. Esto implicará desarrollar mayores capacidades de monitoreo, evaluación y cumplimiento normativo, capacidades que se han venido

2. Agenda Estratégica Regional

implementando en los últimos meses, pero que todavía requieren de mayor desarrollo y fortalecimiento.

Los aspectos clave involucrados bajo este tema estratégico incluyen:

- La revisión y consolidación de la regulación regional vigente, bajo un solo cuerpo normativo unificado, sólido y previsible.
- El seguimiento y evaluación de los resultados de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro (CRPS) y Derechos Firmes de corto plazo recientemente implementados.
- La revisión regulatoria e implementación de los Contratos Firmes y Derechos de Transmisión de largo plazo.
- La finalización de la vigencia de las normas transitorias contenidas en el Procedimiento de Detalle Complementario (PDC), especialmente en lo referido al posdespacho y el proceso comercial de las transacciones por desviaciones en tiempo real.
- La revisión del régimen tarifario de la Red de Transmisión Regional (RTR).
- La regulación de las aperturas de la línea SIEPAC para conexión de generación y carga nacional manteniendo la capacidad de transmisión regional de 300 MW o de 600 MW en el futuro.
- La evaluación de instrumentos legales complementarios para el desarrollo y consolidación del mercado que integrarían la agenda de un futuro Tercer Protocolo al Tratado Marco a ser definido.

2.3 IMPULSAR LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN REGIONAL

El tercer tema estratégico es la promoción de la expansión de la generación y transmisión regional, entendida como el conjunto de condiciones regulatorias y de efectiva implementación del sistema de planificación que permitan la atracción y desarrollo de plantas de generación de escala regional e impulsen la expansión de la red de transmisión regional.

Hasta hoy, los esfuerzos en materia de atracción y movilización de inversiones estuvieron concentrados mayormente en las condiciones necesarias para el desarrollo de la Línea SIEPAC. Completada esta fase con la entrada en operación de la Línea SIEPAC, el cambio transformador consistirá en focalizar las acciones en establecer las condiciones, señales y herramientas necesarias para atraer proyectos de inversión en generación de escala regional, así como la expansión de la red de transmisión regional y los refuerzos de transmisión en los sistemas nacionales.

Los aspectos clave involucrados bajo este tema estratégico incluyen:

- La implementación del Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (SPTR).
- La coordinación de la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión nacionales con la planificación de la expansión del sistema de transmisión regional.
- El desarrollo de mecanismos regulatorios regionales y nacionales para la construcción y puesta en servicio de las obras de refuerzos nacionales para alcanzar y mantener la capacidad de transmisión regional de 300 MW entre pares de países.
- El diseño de procesos de decisión y licitación de proyectos de generación de escala regional, coordinando los sistemas de compras nacionales.

2. Agenda Estratégica Regional

- El estudio de factibilidad del II circuito de la Línea SIEPAC, complementario a las plantas de generación regional y por ampliación de la capacidad de transmisión regional.
- La normativa relacionada con el desarrollo y puesta en servicio del segundo circuito de la línea SIEPAC de acuerdo al mandato de la Reunión Conjunta.
- Estudio de pre-factibilidad de las plantas de generación regional resultantes de la Planificación Indicativa de la Expansión de la Generación Regional.

2.4 PROMOVER EL DESARROLLO DE LA ARMONIZACIÓN REGULATORIA

Los esfuerzos de armonización regulatoria de los mercados nacionales con el MER han estado concentrados hasta la fecha en el desarrollo de interfaces operativas que permiten la aplicación de las normas de operación regional en los distintos sistemas nacionales. Si bien este es un esfuerzo clave, el cambio transformador hacia el futuro implicará llevar el foco de atención hacia, por una parte, el monitoreo, evaluación y las condiciones de aplicación efectiva de estas interfaces en la práctica operativa del mercado, y por la otra, ampliar la agenda de la armonización y las condiciones mínimas que deberán cumplir las regulaciones de los distintos mercados nacionales para que los beneficios del Mercado Eléctrico Regional lleguen a todos sus habitantes, tal como lo demanda el Tratado Marco y los Protocolos.

Para ello, se requiere avanzar en el desarrollo tanto de mecanismos de monitoreo, evaluación y control dirigidos a la efectiva aplicación de las interfaces operativas aprobadas, así como también impulsar una iniciativa más amplia de armonización regulatoria, que incluya a los gobiernos y reguladores nacionales en el avance del Mercado Eléctrico Regional.

Los aspectos clave involucrados bajo este tema estratégico incluyen:

- El diseño e implementación de mecanismos de monitoreo, evaluación, mejora y control de las interfaces operativas aprobadas.
- El lanzamiento de una iniciativa de armonización regulatoria orientada al avance del Mercado Eléctrico Regional, incentivando una mayor y competitiva participación privada.

2.5 AMPLIAR Y MEJORAR LAS INTERCONEXIONES EXTRA-REGIONALES

El quinto tema estratégico se refiere a la necesidad de ampliar y mejorar las interconexiones extra-regionales. La situación hoy es una operación técnica limitada en la interconexión Guatemala-México que está ocasionando problemas en la operación del Sistema Eléctrico Regional, mientras que la interconexión Panamá-Colombia aún se encuentra en vías de desarrollo.

El lineamiento estratégico se orienta a completar el tratamiento de las interconexiones extra-regionales en la regulación regional. En primer lugar se requiere alcanzar el acuerdo con los sistemas eléctricos involucrados acerca de las condiciones técnicas adecuadas para la operación de las interconexiones extra-regionales, acorde con los criterios de calidad, seguridad y desempeño del MER.

En una dimensión más amplia se ubica el tema del desarrollo de los intercambios México-MER y la elaboración de una propuesta regulatoria de enfoque regional de las interconexiones extra-regionales, que requerirá de un proceso más amplio de debate y consensos entre las diferentes partes y jurisdicciones involucradas.

2. Agenda Estratégica Regional

Los aspectos clave involucrados bajo este tema estratégico incluyen:

- La mejora de la operación técnica de la interconexión Guatemala – México.
- Desarrollar el marco político, legal y regulatorio entre el MER y los mercados bilaterales México - Guatemala y el futuro mercado bilateral Panamá-Colombia, incluyendo la operación coordinada de los mercados eléctricos de México y Colombia con el MER.

3. CARTERA DE INICIATIVAS ESTRATÉGICAS

Las Iniciativas Estratégicas son programas y proyectos de duración limitada, no incluidos en las actividades operacionales cotidianas de los tres organismos regionales. Las iniciativas son la forma de implementar la Agenda Estratégica Regional, relacionándola con las operaciones de las tres organizaciones. Metafóricamente, las iniciativas son la fuerza que acelera y mueve la masa de las organizaciones, venciendo la inercia y la resistencia al cambio.

En este capítulo se sintetiza el ejercicio de identificación, selección y priorización de iniciativas estratégicas realizado por el Equipo Estratégico en la segunda sesión de planificación. A lo que se agregan algunos elementos referidos a la estructuración de su implementación.

3.1 PROCESO DE GESTIÓN DE LAS INICIATIVAS

Como puede observarse en la tabla siguiente, la implementación de la Agenda Estratégica Regional (presentada en el capítulo anterior) requiere identificar y seleccionar un conjunto de iniciativas o programas de acción, es decir, definir la cartera de las iniciativas que serán necesarias para alcanzar los objetivos trazados. Se trata de un ejercicio centralizado de los tres organismos regionales, que trata de ver el conjunto de las acciones y programas más allá de la perspectiva usual de planificación de abajo hacia arriba por departamentos, propio de la elaboración de los planes operativos de cada organización. Este sistema permite seleccionar y orientar las acciones necesarias para movilizar la Estrategia, alineando y priorizando los planes y acciones previstos por los tres organismos regionales, en los que exista mayor potencial de coordinación y sinergias de trabajo conjunto.

Figura 2. Modelo del proceso de gestión de iniciativas

Proceso de gestión de iniciativas	Objetivo	Barreras	Herramientas habilitadoras
1. Elección de iniciativas estratégicas Qué programas de acción necesita la Agenda Estratégica Regional acordada?	Definir la cartera de iniciativas necesarias para alcanzar los objetivos consensuados.	Falta de mecanismo coordinado de identificación y selección de iniciativas (por fuera de cada uno de los tres organismos regionales).	Sistema de cartera de iniciativas estratégicas regionales para movilizar la Agenda Estratégica Regional.
2. Recursos de la estrategia Qué recursos requieren las iniciativas?	Determinar los recursos necesarios, incluyendo la asignación y aprobación de los fondos requeridos para la implementación.	Los recursos necesarios atraviesan la estructura de las tres organizaciones	Sistema de gestión de programas (Requiere mecanismos distintos de las líneas de reporte interno de cada estructura organizacional, y la asignación y aprobación de fondos para su desarrollo, implementación y ejecución)
3. Definición de responsabilidades Quién lidera la ejecución de cada iniciativa?	Definir las responsabilidades para la ejecución (utilizando las estructuras de las 3 organizaciones)	Responsabilidades asignadas dentro de cada organismo por funciones (no por programa)	Dueños de iniciativas, coordinadores de temas estratégicos o grupos de iniciativas.

Una vez definida una cartera de iniciativas estratégicas, será necesario definir los recursos (humanos y financieros) necesarios para su implementación, los cuales no integran el presupuesto anual

3. Cartera de Iniciativas Estratégicas

ordinario estructurado por gerencias de cada organismo regional, sino que requieren de partidas y asignaciones específicas.

La tercera dimensión involucrada es la definición de las responsabilidades para la ejecución de las iniciativas, donde también se requiere un enfoque que supere las barreras que presentan las responsabilidades asignadas exclusivamente por funciones o por departamentos dentro de cada organización. La implementación de la Cartera de Iniciativas necesitará establecer el organismo responsable para grupos de iniciativas definidos y equipos de trabajo liderados por jefes de proyecto para cada iniciativa. Estos equipos de trabajo serán muchas veces integrados por recursos pertenecientes a diferentes áreas de los distintos organismos regionales participantes.

Como se explica en el capítulo 4 de este documento, la Cartera de Iniciativas es elaborada y monitoreada centralizadamente por el Comité Técnico y dirigida y supervisada por la Reunión Conjunta. Las iniciativas se dividen en tres grupos o frentes de ejecución liderados por cada uno de los tres organismos regionales. De este modo, los líderes responsables de cada frente de ejecución son los secretarios ejecutivos de cada organismo, que integran el Comité Técnico. Por último, cada iniciativa tiene asignada un encargado o responsable al que se le asigna un equipo de trabajo que, en casi todos los casos y de acuerdo a las necesidades de cada iniciativa, estará integrado por técnicos y ejecutivos de los tres organismos regionales. Así, los tres organismos están estrechamente vinculados a la ejecución, monitoreo, elaboración y dirección de toda la Cartera de Iniciativas Estratégicas.

Cabe aclarar que esta asignación de responsabilidades a los fines de su ejecución coordinada parten de la premisa del respeto estricto del ámbito de responsabilidades, competencias, atribuciones y autonomía funcional de cada organismo regional.

3.2 INICIATIVAS SELECCIONADAS

En esta sección se presenta una tabla resumen con un total de 15 iniciativas asociadas a los cinco temas estratégicos que estructuran la Agenda Estratégica Regional. En el Anexo C se incluye una ficha descriptiva de cada una de estas iniciativas, con la información recogida en la segunda sesión de trabajo realizada con el Equipo Estratégico. En la sección siguiente, las iniciativas son ubicadas en un horizonte de tiempo, identificando una estimación de fecha de inicio, duración y organismo que tiene asignado el liderazgo para cada una de ellas. Este liderazgo por iniciativa que asume cada organismo regional para las distintas iniciativas incorpora además el compromiso y participación de los demás organismos regionales, por tres vías: 1) participando en los equipos de proyecto de las iniciativas aportando el trabajo de sus técnicos y ejecutivos; 2) participando del proceso de selección y monitoreo de la cartera de iniciativas realizado por el Comité Técnico; y 3) participando de la dirección y supervisión de la cartera de iniciativas a través de la Reunión Conjunta.

De estas 15 iniciativas, 8 cuentan ya con mandato previo de la Reunión Conjunta para su puesta en marcha. Por otra parte, 5 iniciativas se encuentran en principio de ejecución a la fecha de elaboración de este Informe. En la sección siguiente (Hoja de Ruta), se muestran las fechas estimadas de inicio y finalización de todas las iniciativas seleccionadas.

Tabla 1. Aspectos clave e Iniciativas Estratégicas seleccionadas

Cartera de Iniciativas		
Tema Estratégico	Aspectos clave	Iniciativas
Fortalecer la institucionalidad y el alineamiento estratégico regional	Establecimiento de mecanismos de coordinación interinstitucional entre los tres organismos regionales	1) Desarrollo de mecanismos comunes de coordinación interinstitucional, monitoreo y seguimiento
	Diseño e implementación de un mecanismo de revisión independiente e imparcial de las decisiones regulatorias	2) Desarrollo de recursos ante decisiones de la CRIE y mecanismos para solución de controversias – Mandato Reunión Conjunta
Desarrollar e implementar plenamente la Regulación Regional	Revisión y consolidación de la Regulación Regional vigente, bajo un solo cuerpo normativo, unificado, sólido y previsible	3) Consolidación del RMER y Resoluciones CRIE (regulaciones transitorias y aspectos no implementados) – Mandato Reunión Conjunta
	Instrumentos legales para el desarrollo y consolidación del mercado, incluyendo los que se indican en el Tratado Marco y sus Protocolos	4) Evaluación de Instrumentos Legales para el desarrollo y consolidación del MER, incluyendo el mandato de la Reunión Conjunta referido a los tributos
	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollo y puesta en operación de los procesos establecidos en la Regulación Regional pendientes de implementar Seguimiento y evaluación de los resultados de los CRPS y DF de corto plazo recientemente implementados. La revisión regulatoria e implementación de los CF y DT de LP 	5) Desarrollo e implementación de Contratos Firmes y Derechos de Transmisión de Largo Plazo (incluyendo evaluación Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y Derechos de Transmisión de Corto Plazo) – Mandato Reunión Conjunta
	Finalización vigencia de las normas transitorias contenidas en el PDC, especialmente en lo referido al posdespacho y el proceso comercial de desviaciones	6) Revisión e implementación del proceso SIMECR, proceso posdespacho y el proceso comercial de transacciones por desviaciones en tiempo real – Mandato Reunión Conjunta
	La revisión de la metodología tarifaria de la RTR	7) Revisión de la metodología tarifaria de la transmisión regional (incluye rentas de congestión)
	Regulación de las aperturas de la línea SIEPAC para conexión de generación y carga nacional	8) Desarrollo de regulación de conexión de la Línea SIEPAC – Mandato Reunión Conjunta
	La implementación del Sistema Regional de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (SPTR).	9) Implementación del SPTR y presentación de los estudios de las obras de transmisión y generación regional requeridas - Mandato Reunión Conjunta
Impulsar la expansión de la generación y transmisión regional		

3. Cartera de Iniciativas Estratégicas

Cartera de Iniciativas		
Tema Estratégico	Aspectos clave	Iniciativas
	Coordinación de la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión nacionales con la planificación de la expansión del sistema de transmisión regional	10) Desarrollo de interfaces para la coordinación de la planificación de transmisión nacional y regional - Mandato de la Reunión Conjunta
	Desarrollo de mecanismos regulatorios regional y nacionales para la ejecución de la expansión de la transmisión nacional (refuerzos nacionales), para alcanzar la capacidad de transmisión regional de 300 MW entre pares de países.	11) Mecanismos regulatorios para la construcción y puesta en servicio de refuerzos nacionales y monitoreo de la capacidad de transmisión regional - Mandato de la Reunión Conjunta.
	El diseño de procesos de licitación de proyectos de generación de escala regional, coordinando los sistemas de compras de abastecimiento nacionales.	12) Diseño de procesos de coordinación de compras y licitación de proyectos de generación regional
	Participación y contribución en la elaboración de una propuesta consensuada para el desarrollo de la generación eléctrica en base a gas natural en América Central	
Promover el desarrollo de la armonización regulatoria	El diseño e implementación de mecanismos de monitoreo, evaluación, mejora y control de las interfaces operativas aprobadas.	13) Mecanismos de evaluación y propuestas de mejora de las interfaces regulatorias
	El lanzamiento de una iniciativa de armonización regulatoria orientada al avance del Mercado Eléctrico Regional incentivando una mayor y competitiva participación privada.	
Ampliar y Mejorar la operación de las interconexiones extra-regionales	La mejora de la operación técnica de la interconexión Guatemala – México.	14) Opciones de mejora de operación regulatoria de la operación técnica de la interconexión Guatemala-México
	Desarrollar el marco político, legal y regulatorio entre el MER y los mercados bilaterales México - Guatemala y el futuro mercado bilateral Panamá-Colombia, incluyendo la operación coordinada de los mercados eléctricos de México y Colombia con el MER.	15) Marco político, legal y regulatorio de las interconexiones extra-regionales.

3.3 HOJA DE RUTA

Para implementar las iniciativas, los organismos regionales deberán soportar una importante demanda de recursos – incluyendo recursos financieros, humanos y de tiempo – además de requerir de una determinada capacidad organizacional, en términos de cambios involucrados y confianza en la capacidad para cumplir en los plazos de ejecución previstos.

En el ejercicio de priorización y calendarización realizado con el Equipo Estratégico, se identificaron 10 iniciativas iniciando en 2015 y completando en la mayoría de los casos su ejecución hacia el fin de 2016. Un segundo grupo de 4 iniciativas prevé comenzar en 2016 y en un caso, el inicio se daría en 2017. Si bien la Cartera puede aparecer muy cargada en sus dos primeros años, debe tenerse en cuenta que se trata de un mecanismo dinámico, que prevé su actualización periódica, incluyéndose gradualmente nuevas iniciativas alineadas con la Agenda Estratégica Regional, en la medida en que se vaya completando la ejecución de este primer grupo seleccionado. Es decir que se espera que hacia 2016 se incorporen nuevas iniciativas a ejecutarse en 2017 y 2018, y así en un proceso iterativo año a año, manteniendo el balance de la cartera en su proceso de ejecución, que se podrá además ir ampliando en la medida en que se aumenten las capacidades de implementación.

En efecto, la selección de un grupo de iniciativas y la conformación de una cartera de iniciativas estratégicas implica un ejercicio de priorización de actividades, sobre lo cual el Comité Técnico ha trabajado y discutido mucho. Las iniciativas seleccionadas recogen y dan forma a los mandatos ya realizados por la Reunión Conjunta sobre distintos temas y suma algunos aspectos complementarios. La priorización está dada por su inclusión en la Cartera y por su ubicación en el cronograma tentativo de la Hoja de Ruta, donde se precisa cuales iniciativas se realizan primero y cuales deben realizarse luego.

Por otra parte, la Hoja de Ruta organiza las prioridades y el trabajo conjunto y coordinado, manteniéndose como una herramienta dinámica y flexible que permite al Comité Técnico y la Reunión Conjunta hacer ajustes durante la ejecución, incluyendo agregar nuevas iniciativas, así como también ajustar plazos y prioridades.

A continuación en la Tabla 2, se presenta una simplificación de la Hoja de Ruta, en la que se sintetizan las iniciativas a cargo de cada organismo y sus respectivos cronogramas.

3. Cartera de Iniciativas Estratégicas

Tabla 2. Hoja de Ruta simplificada

Responsable	Iniciativa	2015				2016				2017				2018			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
CDMER	1) Desarrollo de mecanismos comunes de coordinación interinstitucional, monitoreo y seguimiento																
	2) Desarrollo de recursos ante decisiones de la CRIE y mecanismos para solución de controversias - Mandato de la Reunión Conjunta																
	4) Evaluación de Instrumentos Legales para el desarrollo y consolidación del MER, incluyendo el mandato de la Reunión Conjunta referida a los tributos																
	10) Desarrollo de interfaces para la coordinación de la planificación de transmisión nacional y regional - Mandato Reunión Conjunta																
	11) Mecanismos regulatorios para la ejecución de refuerzos nacionales y monitoreo de la capacidad de transmisión regional - Mandato Reunión Conjunta																
	12) Diseño de procesos de coordinación de compras y licitación de proyectos de generación regional																
	13) Mecanismos de evaluación y propuestas de mejora de las interfaces regulatorias																
	15) Marco político, legal y regulatorio de las interconexiones extra-regionales																
CRIE	3) Consolidación del RMER y Resoluciones CRIE (regulaciones transitorias y aspectos no implementados) - Mandato de la Reunión Conjunta																
	5) Desarrollo e implementación de CF y DT LP (incluyendo evaluación CRPS y DT CP) - Mandato de la Reunión Conjunta																
	7) Revisión de la metodología tarifaria de la transmisión regional (incluye rentas de congestión)																
	8) Desarrollo de regulación para conexión a la Línea SIEPAC - Mandato de la Reunión Conjunta																
EOR (cronograma sujetos a actualización)	6) Revisión e implementación del proceso SIMECR, proceso posdespacho y el proceso comercial de transacciones por desviaciones en tiempo real - Mandato de la Reunión Conjunta																
	9) Implementación del SPTR y presentación de los estudios de las obras de transmisión y generación regional requeridas. Mandato Reunión Conjunta																
	14) Opciones de mejora regulatoria de operación técnica de la interconexión Guatemala-México																

4. MECANISMOS DE COORDINACIÓN Y MONITOREO

La implementación de la Agenda Estratégica Regional y su Cartera de Iniciativas requiere establecer unos mecanismos de coordinación y monitoreo que regulen los esquemas de gobernanza, los requerimientos de información y los procesos clave necesarios, que permitan a los tres organismos regionales concertar los medios y esfuerzos para un conjunto de acciones comunes.

El esquema de gobernanza propuesto parte de los mecanismos de coordinación hoy existentes, buscando formalizar, documentar y estructurar mejor lo que ya son prácticas – a veces incipientes – de la tarea de coordinación interinstitucional, tal como han sido expresada por sus ejecutores, que son quienes han participado directamente en la elaboración de esta propuesta con el apoyo del Consultor.

4.1 ASPECTOS CLAVE A RESOLVER

En este capítulo se desarrollan las cinco preguntas que el Equipo Estratégico se propuso contestar durante la tercera Sesión de Trabajo (realizada por video conferencia el día 25 de Marzo pasado), que se sintetizan en la figura 3 siguiente.

Figura 3. Aspectos clave a resolver

¿Qué queremos coordinar y monitorear?		
¿Cómo vamos a hacerlo?		
¿Cuáles roles o funciones están involucrados?		
¿Quiénes participan?		
¿Qué procesos se requieren?		
<p>Esquema de gobernanza</p> <ul style="list-style-type: none"> Descripción de los mecanismos de gobernanza y flujos de información involucrados, incluyendo asignación de funciones y responsabilidades 	<p>Requerimientos de información</p> <ul style="list-style-type: none"> Identificación de la información que se necesita coleccionar, analizar, reportar y diseminar para la coordinación y monitoreo de la Agenda Estratégica Regional 	<p>Procesos</p> <ul style="list-style-type: none"> Identificación de los procesos clave que serán requeridos para la coordinación y monitoreo de la Agenda Estratégica Regional.

Las respuestas obtenidas a estas cinco preguntas clave, permitieron al Equipo Estratégico establecer las tres columnas sobre las que se basan los Mecanismos de Coordinación y Monitoreo que aquí se presentan: 1) Un esquema de gobernanza; 2) Unos requerimientos de información; y 3) La identificación de los procesos clave requeridos.

a. ¿Qué queremos coordinar y monitorear?

4. Mecanismos de Coordinación y Monitoreo

En pocas palabras, el mecanismo a ser implementado debe permitir coordinar y monitorear un conjunto de temas y objetivos estratégicos comunes, traducidos en un grupo de iniciativas o proyectos articulados de manera integrada.

El monitoreo de la Cartera de Iniciativas debe permitir el control y seguimiento de los siguientes aspectos:

- Hitos, productos y/o resultados asociados a cada proyecto o iniciativa.
- Temas clave, problemas y riesgos que surjan durante la ejecución de los proyectos que requieran la adopción de decisiones de cambio o alcance.
- Asignación y disponibilidad de recursos para la implementación de los proyectos.
- Alineamiento estratégico de los proyectos o iniciativas con la Agenda Estratégica Regional trazada.

b. ¿Cómo vamos a hacerlo?

Una vez determinado qué se busca coordinar y monitorear, la segunda pregunta considerada por el Equipo Estratégico es determinar a través de cuáles mecanismos básicos se va a realizar esta coordinación y monitoreo.

La idea central acordada es que la coordinación y monitoreo se va a lograr:

- 1) Consensuando una Agenda Estratégica Regional por los tres organismos regionales, y
- 2) Estableciendo una Cartera de Iniciativas Estratégicas común monitoreada y controlada en forma centralizada.

c. ¿Cuáles roles o funciones están involucrados?

El siguiente aspecto discutido por el Equipo Estratégico es la determinación de los roles y funciones básicas involucradas en el mecanismo de coordinación y monitoreo propuesto.

La identificación de estos roles y funciones es central para el diseño del esquema de gobernanza y luego para estructurar los procesos, como se verá en las secciones siguientes de este capítulo.

Inicialmente, algunos de los roles y funciones clave identificados son los siguientes:

- Formulación y aprobación de la Agenda Estratégica
- Supervisión de avances de la Agenda Estratégica
- Formulación y aprobación de la Cartera de Iniciativas
- Monitoreo y Control de la cartera de iniciativas
- Planeamiento y ejecución de las iniciativas

d. ¿Quiénes participan?

El siguiente aspecto clave es la determinación de los actores e instancias involucradas en el mecanismo de coordinación y monitoreo que se busca implementar. Ejemplos de estos actores, que luego se detallan al presentar el diseño del esquema de gobernanza más abajo en este capítulo, son los siguientes:

4. Mecanismos de Coordinación y Monitoreo

- La Reunión Conjunta (integrada por las tres Juntas Directivas de los tres organismos regionales). Esta es una instancia ya existente, que requerirá ser luego formalizada por medio de reglas de funcionamiento.
- El Comité Técnico (integrado por los secretarios o directores ejecutivos de los tres organismos regionales). Al igual que el caso anterior, esta es una instancia ya existente, que requerirá ser luego formalizada por medio de reglas de funcionamiento.
- Los Líderes de los frentes de ejecución de la Cartera de Iniciativas (grupos de iniciativas). Esta función es ejercida por los secretarios ejecutivos de los tres organismos regionales.
- Los Encargados o responsables de los proyectos o iniciativas. Esta función es ejercida por funcionarios ya existentes dentro de la estructura gerencial de cada uno de los tres organismos regionales.

e. ¿Qué procesos se requieren?

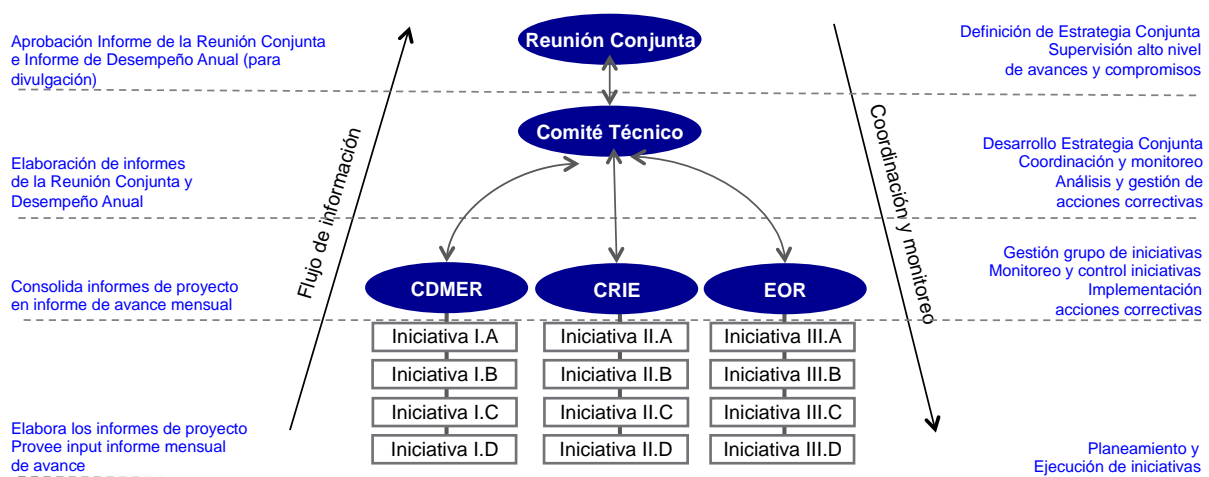
Una vez definidos preliminarmente los actores, los roles y las funciones clave, se avanzó en la identificación de los procesos requeridos, que luego son tratados en la sección 4.5 de este mismo capítulo.

Estos procesos deben permitir la gestión de dos ciclos básicos: El ciclo de gestión de la Agenda Estratégica y su Cartera de Iniciativas por un lado, y el ciclo de gestión de los proyectos o iniciativas por el otro.

4.2 ESQUEMA DE GOBERNANZA

El esquema de gobernanza involucra realizar una descripción de los mecanismos de gobierno requeridos, incluyendo la asignación de funciones y responsabilidades a los distintos actores, como puede verse en la figura siguiente.

Figura 4. Esquema de gobernanza



Como se advertirá, no es una estructura funcional tradicional, sino un esquema de coordinación entre organizaciones, instancias y unidades ya existentes. No se crea nada nuevo, sino que se estructura las

4. Mecanismos de Coordinación y Monitoreo

prácticas entre instancias y unidades existentes. Sólo requiere de un soporte mínimo en la unidad de apoyo (un puesto), a crearse en el ámbito funcional del mismo CDMER.

a. Reunión Conjunta

La Reunión Conjunta es una instancia integrada por las tres Juntas Directivas de los tres organismos regionales. Se reúne cuatro veces en el año para adoptar decisiones que requieren de la coordinación de los tres organismos. No cuenta aún con reglas formales de funcionamiento que determinen aspectos tales como el quórum, la frecuencia de la reuniones, la conformación de la agenda y la adopción de las decisiones, entre otros. La Cartera de Iniciativas Estratégicas propone avanzar en el establecimiento y formalización de estas reglas en el curso de 2015, como parte de la institucionalización de los mecanismos de coordinación interinstitucional entre los tres organismos.

En la coordinación y monitoreo del Plan Estratégico Conjunto, los roles de la Reunión Conjunta serían los siguientes:

- Definición de la Agenda Estratégica Regional, incluyendo la aprobación y validación de su actualización periódica, sobre la base de las propuestas que pongan a su consideración el Comité Técnico.
- Aprobación de la Cartera de Iniciativas Estratégicas dirigidas a la implementación de la Agenda Estratégica Regional.
- Supervisión de alto nivel de avances y compromisos de la Agenda Estratégica Regional y su Cartera de Iniciativas Estratégicas.

b. Comité Técnico

El Comité Técnico es la instancia ejecutiva, integrada por las máximas autoridades ejecutivas de los tres organismos (es decir, los Secretarios Ejecutivos de CDMER y CRIE y el Director Ejecutivo del EOR). Realiza reuniones de una frecuencia habitualmente mensual, ya sean presenciales o por medio de videoconferencia. Al igual que el caso de la Reunión Conjunta, no cuenta aún con reglas formales de funcionamiento que determinen aspectos tales como el quórum, la frecuencia de la reuniones, la conformación de la agenda y la adopción de las decisiones, entre otros. La Cartera de Iniciativas Estratégicas propone avanzar en el establecimiento y formalización de estas reglas, como parte de la institucionalización de los mecanismos de coordinación interinstitucional entre los tres organismos a implementarse durante 2015.

Dado el rol coordinador asignado al CDMER en el Segundo Protocolo al Tratado Marco, el Equipo Estratégico considera adecuado que la presidencia permanente del Comité Técnico sea ejercida por el Secretario Ejecutivo de CDMER.

En la coordinación y monitoreo del Plan Estratégico Conjunto, los roles del Comité Técnico serían los siguientes:

- Elaboración de la Agenda Estratégica Regional, incluyendo su actualización periódica, para ser elevada para aprobación de la Reunión Conjunta.
- Preparación de la Cartera de Iniciativas Estratégicas dirigidas a la implementación de la Agenda Estratégica Regional.

4. Mecanismos de Coordinación y Monitoreo

- Elaboración del Informe de Avance y Aspectos Clave de la Cartera de Iniciativas Estratégicas para ser puesto a consideración de la Reunión Conjunta en cada sesión periódica que realice.
- Análisis de los temas clave, problemas y riesgos que surjan durante el proceso de implementación de las iniciativas que pongan a su consideración los Líderes de Frente de Ejecución en sus informes periódicos.
- Adopción por consenso de las decisiones de cambio o alcance (no operativas) en las iniciativas, o bien someter estas decisiones a consideración de la Reunión Conjunta cuando por su envergadura o carácter crítico el Comité Técnico lo juzgue necesario.

c. Unidad de Apoyo o PMO

La gestión del mecanismo de coordinación y monitoreo requiere de ciertas funciones de asistencia, seguimiento y gestión análogas a las que presta una “Project Management Office (PMO)”. Inicialmente se tratará de sola persona con experiencia en gestión de proyectos, que conozca en detalle los procesos, metodologías y estándares involucrados y sea parte integrante de CDMER, dado su rol de organismo coordinador.

Se trata de la prestación de servicios al sistema de coordinación y monitoreo y en cuanto tal, no implica ningún poder de decisión. Esta función sería desarrollada por personal del mismo CDMER, dado que su función primordial es de coordinación, con apoyo de CRIE y CDMER. Dadas las limitaciones presupuestarias de CDMER, este puesto podría inicialmente ser financiado por algún mecanismo de cooperación (incluyendo la asistencia financiera al mecanismo de coordinación que podrían prestarle CRIE y/o EOR). Como se advertirá, se trata de un apoyo mínimo, de bajo costo, y de beneficio potencial de alto impacto.

En la coordinación y monitoreo del Plan Estratégico Conjunto, los roles y funciones de apoyo serían los siguientes:

- Gestionar el sistema de reportes periódicos, prestando apoyo al Comité Técnico en la elaboración de los informes mensuales de avance y los informes de avance y aspectos clave para la Reunión Conjunta.
- Gestionar y dar seguimiento a los procesos de gestión de la Agenda Estratégica Regional y la Cartera de Iniciativas. Es responsable de la correcta ejecución de estos procesos, apoyando a todos los participantes de estos procesos para que así ocurra.
- Dar seguimiento a las decisiones y medidas correctivas adoptadas por el Comité Técnico.
- Dar apoyo a los líderes de frente de ejecución y encargados de iniciativa en materia de metodología, procesos y estandarización de reportes y manejo de información. Debe procurar su mejoramiento continuo.
- Apoyar al Comité Técnico en la gestión de su agenda de reuniones y desempeñar funciones de secretaría del Comité y apoyo en su participación en oportunidad de las Reuniones Conjuntas.
- Apoyar el desarrollo de un futuro tablero de control y diseño e implementación de indicadores de desempeño.

d. Líderes de Frentes de Ejecución

La gestión de las iniciativas estratégicas requiere de la designación de un organismo que lidere el grupo de iniciativas asignadas. De este modo, la Cartera de Iniciativas que se presenta en este

4. Mecanismos de Coordinación y Monitoreo

Informe identifica al CDMER, la CRIE o el EOR, según sea el caso, como líder o responsable primario en cada una de las iniciativas propuestas, sin que ello implique que los demás organismos regionales participantes tengan asignadas determinadas responsabilidades de acuerdo a su rol y competencias asignadas en el Tratado Marco, sus protocolos y la Regulación Regional.

Siguiendo este criterio, cada organismo regional establece como líder de frente de ejecución a su Secretario o Director Ejecutivo, que es responsable por las iniciativas cuya responsabilidad primaria o liderazgo le ha sido asignado. Este líder responde por este grupo de iniciativas frente al Comité Técnico. En definitiva, los líderes de frente de ejecución son los mismos miembros del Comité Técnico.

Los funciones de estos líderes de frente de ejecución serían las siguientes:

- Son los responsables del grupo de iniciativas o proyectos asignados al organismo de su pertenencia frente al Comité Técnico.
- Elaboración del Informe de Avance y Aspectos Clave de su grupo de iniciativas o proyectos, para ser puesto a consideración del Comité Técnico en casa sesión periódica que realice.
- Análisis de los temas clave, problemas y riesgos que surjan durante el proceso de implementación de las iniciativas a su cargo que pongan a su consideración los Responsables o Encargados de Iniciativas.
- Adopción de las decisiones de cambio o alcance (no operativas), o bien someterlas a consideración del Comité Técnico cuando por su envergadura lo juzgue necesario.

e. Encargados o Responsables de Iniciativa

Cada iniciativa en particular requiere de la designación de un encargado o responsable de su ejecución o gerente de proyecto. Este funcionario es designado por el Líder de Frente de Ejecución del grupo de iniciativas que integra. Su primera tarea será integrar el equipo del proyecto, que le propondrá al Líder de Frente de Ejecución. En muchas ocasiones, estos equipos de proyecto estarán integrados por funcionarios de los otros organismos regionales participantes (es decir, serán en sí mismos equipos inter-institucionales). Estos pedidos de cooperación e integración con funcionarios o técnicos de otros organismos se canalizarán a través del Comité Técnico.

Las funciones de estos encargados de iniciativa serían las siguientes:

- Son los responsables de la iniciativa o proyecto, reportando al Líder de Frente de Ejecución.
- Tienen a su cargo la elaboración de los reportes a nivel del proyecto (como por ejemplo el Plan del Proyecto, los informes de avance a nivel de proyecto, y el informe de fin de proyecto, tema sobre el que se detalla en la sección siguiente).
- Brindan la información y colaboran con el Líder de Frente de Ejecución y la Unidad de Apoyo en la elaboración de los Informes de Avance y Aspectos Clave, para ser considerados por el Comité Técnico y la Reunión Conjunta en su caso.
- Análisis de los temas clave, problemas y riesgos que surjan durante el proceso de implementación de la iniciativa a su cargo para ponerla a consideración de los Líderes de Frente de Ejecución.
- Adopción de las decisiones operativas de la iniciativa o proyecto (no de cambio o alcance, que requieren intervención del Líder del Frente de Ejecución y eventualmente del Comité Técnico).

4.3 REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN

Un aspecto clave de los mecanismos de coordinación y monitoreo es el diseño y establecimiento de un sistema de reportes, que defina claramente funciones y responsabilidades de las distintas partes involucradas, identificando la información que se necesita coleccionar, analizar, reportar y diseminar.

El sistema de reportes deberá ser en todo caso ejecutivo, simple y claro, teniendo siempre por guía la búsqueda de efectividad y evitar la documentación de información que no sea indispensable para los fines de monitoreo y coordinación aquí establecidos.

El Sistema de Reportes propuesto y resultante de la discusión mantenida con el Equipo Estratégico se basa en diferenciar dos niveles de reportes: un primer nivel de reportes centrado en el ciclo de los proyectos o iniciativas individuales y un segundo nivel de reportes orientado al monitoreo de la Cartera de Iniciativas en su conjunto.

A nivel de proyecto, el sistema incluiría tres reportes básicos:

- Plan del Proyecto, en donde el Encargado de la Iniciativa y su equipo elaboran y proponen su plan de trabajo, incluyendo una definición de alcance, objetivos, resultados, indicadores, y cronograma.
- Informe de Avance mensual, en el cual el Encargado de la Iniciativa informa al Líder de Frente de Ejecución una breve síntesis estandarizada sobre el estado del proyecto y su avance respecto de cronograma e hitos previstos. Este Informe de Avance debe incluir una breve sección de Aspectos Clave, en el cual el Encargado identifica problemas, aspectos críticos o desafíos que potencialmente requieren de una decisión de cambio o alcance en la iniciativa, para ponerla a consideración del Líder de Frente de Ejecución.
- Informe de Fin de proyecto, en el cual el Encargado de la Iniciativa prepara el informe de cierre para aprobación del Líder del Frente de Ejecución, que incluye una breve evaluación respecto a los objetivos, indicadores y cronograma previstos en el Plan del Proyecto.

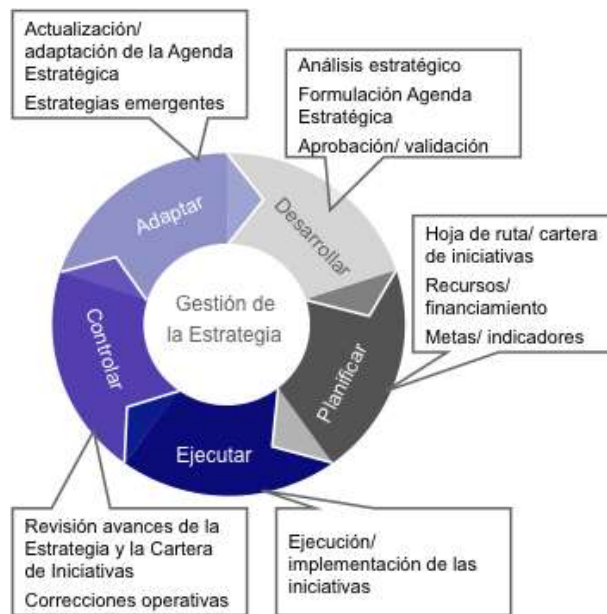
A nivel de Cartera, el sistema incluiría tres reportes:

- Informe Mensual de Avance, es elaborado por la Unidad de Apoyo para ser tratada en las reuniones periódicas del Comité Técnico. Es una síntesis de los informes de avance de los proyectos e incluye los aspectos clave que los Líderes de Frente de Ejecución quieren poner a consideración del Comité Técnico por requerir decisiones de cambio o alcance significativos.
- Informe de la Reunión Conjunta, es elaborado por el Comité Técnico con la asistencia de la Unidad de Apoyo para ser tratada en las sesiones de la Reunión Conjunta. Sintetiza el avance de la Cartera de Iniciativas a la fecha de realización de la Reunión e incluye los aspectos clave que el Comité Técnico decide poner a consideración de la Reunión Conjunta, por el carácter estratégico de las decisiones involucradas.
- Informe Anual de Desempeño, es elaborado por el Comité Técnico con la asistencia de la Unidad de Apoyo para ser aprobado por la Reunión Conjunta. Sintetiza los resultados obtenidos, e informa sobre avances, objetivos y metas para el año siguiente. Este Informe Anual de Desempeño será incorporado a este sistema de reportes en una segunda fase de implementación, una vez que el sistema de monitoreo alcance mayor madurez y, especialmente, cuando cuente con un tablero de indicadores de desempeño.

4.4 PROCESOS

La gestión de la Agenda Estratégica Regional y su Cartera de Iniciativas requiere diseñar e implementar un conjunto de procesos clave que pueden estructurarse en dos grandes grupos, siguiendo el esquema trazado para el sistema de reportes en la sección anterior. Por una parte, serán necesarios un conjunto de procesos asociados a la Gestión de la Estrategia y la Cartera de Iniciativas en su conjunto, y por otra parte, se requerirá un segundo grupo de procesos destinados a la gestión particular de las iniciativas o proyectos que componen la Cartera.

Figura 5. Procesos de gestión de la Estrategia y su Cartera de Iniciativas



Como puede observarse en la figura 5, la gestión de la Estrategia y su Cartera de Iniciativas requiere estructurar cinco procesos que conforman un ciclo, comprendiendo el desarrollo, la planificación, la ejecución, el control y la adaptación.

- **Desarrollo** es el proceso en el cual se formula, valida y aprueba la Agenda Estratégica Regional. La Reunión Conjunta instruye al Comité Técnico para que conforme un Equipo Estratégico al que se le encomienda la formulación de una propuesta de Agenda Estratégica conjunta que articule la orientación de los tres organismos regionales tras objetivos estratégicos comunes. Esta propuesta es luego analizada y validada por las Juntas Directivas de los tres organismos, antes de pasar a la fase siguiente de planificación.
- **Planificación** es el proceso por el cual la Agenda Estratégica se traduce en una Cartera de Iniciativas Estratégicas orientadas a implementar los objetivos trazados. El Equipo Estratégico identifica y define un conjunto de acciones comunes, estructuradas como iniciativas o proyectos, para los que se definen organismo responsable, tiempo estimado de duración, fecha estimada de inicio y disponibilidad de recursos, entre otros factores clave. En el futuro, este proceso de planificación también podrá incluir el desarrollo de un tablero de control, basado en metas e indicadores que permitan un mejor control y monitoreo de la Cartera y su alineamiento con la Estrategia. La Cartera de Iniciativas, junto con la Agenda Estratégica, son validadas por la Reunión Conjunta.

4. Mecanismos de Coordinación y Monitoreo

- La fase de **ejecución** es descentralizada y gira en torno de las iniciativas y proyectos que componen la Cartera, cuando se encuentran en implementación. La adopción de las decisiones operativas y acciones de implementación recaen enteramente en los Encargados de las Iniciativas y sus equipos de trabajo, que podrán a su vez estar integrados por funcionarios y técnicos de más de uno de los organismos regionales.
- **Monitoreo y control** son los procesos por los cuales se revisan los avances operados en la Cartera de Iniciativas y se adoptan acciones correctivas de alineamiento y decisiones de cambio o alcance en el contenido de las iniciativas bajo control. De acuerdo a la importancia e impacto estratégico de estas decisiones de cambio y corrección, estas medidas son adoptadas por los respectivos Líderes de Frentes de Ejecución, por el Comité Técnico o incluso por la Reunión Conjunta en su caso.
- **Adaptación** incluye los procesos por los cuales se actualiza y adapta periódicamente la Agenda Estratégica Regional, incluyendo el desarrollo de estrategias emergentes, que se traducirán en nuevas iniciativas y el posible realineamiento de las que se encuentren en ejecución. Esta actualización debería realizarse en un período pre-establecido (que puede ser anual o bianual), siguiendo un proceso similar al ya trazado para el desarrollo. Es decir, el Equipo Estratégico tendrá el rol de realizar los análisis y elaborar y proponer los ajustes necesarios, para su posterior validación por las respectivas Juntas Directivas y finalmente la Reunión Conjunta.

Por otra parte, en un segundo nivel, se ubican los procesos de gestión de las iniciativas o proyectos individuales, que se identifican con los típicos procesos asociados a un ciclo de proyecto, como se muestra en la figura siguiente. Estos procesos comprenden: inicio, planeamiento, ejecución, monitoreo y control y cierre.

La fase de **inicio** requiere definir los procesos requeridos para dar comienzo a una iniciativa o proyecto en particular, comprendiendo la propuesta e identificación de las iniciativas y su autorización o aprobación. Las iniciativas: (a) son propuestas al Comité Técnico por sus miembros, en representación de cada uno de los organismos participantes; (b) surgen del mismo Comité Técnico en sus deliberaciones; o bien, (c) provienen de instrucciones de la Reunión Conjunta (mandatos). El Comité Técnico aprueba su inclusión en la Cartera, identificando sus aspectos básicos, de acuerdo a un formato preestablecido. En los supuestos (a) y (b) la iniciativa podrá pasar a fase de planeamiento y ejecución en la medida en que cuente con los recursos y autorización suficiente de los organismos participantes (principalmente del organismo responsable). En el supuesto (c) podría requerir un visto bueno o una no objeción de la Reunión Conjunta, que podría instrumentarse a través de la aprobación del Informe de Avance en cada oportunidad de reunión.

Figura 6. Procesos de gestión de cada iniciativa (ciclo de proyecto)



En la fase de **Planeamiento**, el Encargado de la Iniciativa y su equipo elaboran el Informe de Proyecto, en el cual se establecen alcance, objetivos, resultados, indicadores, cronograma de trabajo y demás aspectos que se especifiquen, de forma estandarizada para todas las iniciativas, sobre la base de las definiciones pre-establecidas por el Comité Técnico al identificar y autorizar la Iniciativa.

La **ejecución** de las iniciativas es responsabilidad del Encargado de la Iniciativa y su equipo, que responde a un Líder de Frente de Ejecución. Si bien las iniciativas son asignadas en su responsabilidad primaria a uno de los organismos regionales en particular, y el Líder del Frente de Ejecución y el Encargado de la Iniciativa integran ese mismo organismo, los equipos de trabajo pueden ser inter-institucionales, incluyendo en diferentes roles a funcionarios, ejecutivos y técnicos de los demás organismos regionales.

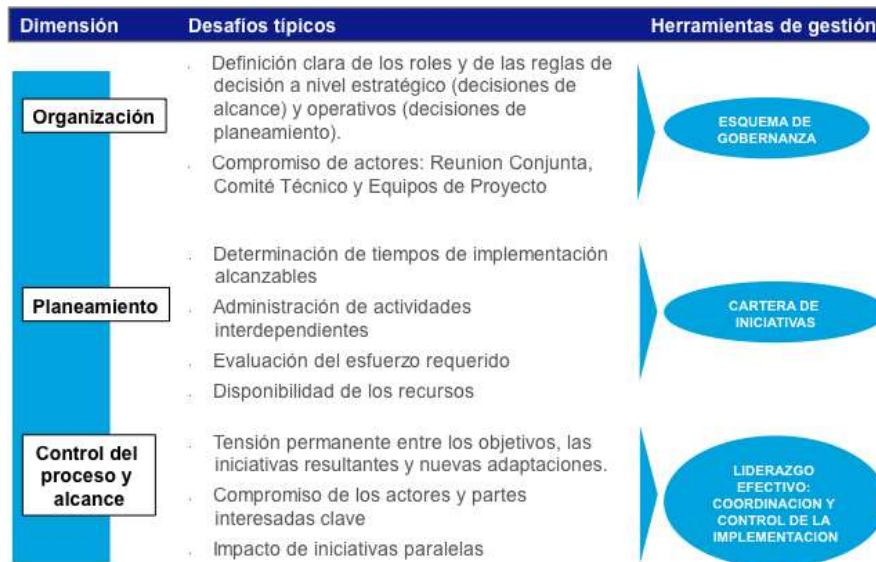
La función de **monitoreo y control** a nivel de proyecto o iniciativa recae sobre el Líder de Frente de Ejecución, que realiza su tarea sobre la base de: (1) Los informes mensuales de Avance y los memos de Aspectos Clave reportados por el Encargado de Iniciativa; (2) Las tareas de seguimiento y aplicación de medidas correctivas realizadas por el Encargado de Monitoreo que designe. Sobre esta función de monitoreo y control a nivel de proyecto, el Comité Técnico realiza su función de monitoreo y control a nivel de Cartera de Iniciativas, como se explica más arriba.

El Encargado de Iniciativa debe realizar además un Informe de Fin de proyecto, en donde se incluye una breve evaluación de lo ejecutado respecto de lo planeado, sobre el cual se estructura un **proceso de cierre de la iniciativa**, poniendo fin al ciclo. Por eso, la Cartera de Iniciativas Estratégicas es un instrumento dinámico que en forma constante renueva las acciones conjuntas acordadas, dando inicio y fin a los distintos proyectos comunes acordados por los participantes.

4.5 RUTA DE IMPLEMENTACIÓN

Para avanzar en la implementación de la Agenda Estratégica Regional y su Cartera de Iniciativas deben atenderse tres dimensiones clásicas: organización, planeamiento y control del proceso y alcance, como se resume en la figura siguiente.

Figura 7. Dimensiones, desafíos y herramientas de gestión



Para cada una de estas dimensiones, se cuenta con una herramienta de gestión que deberá estar disponible para la implementación. En primer lugar, desde el punto de vista de la organización, involucra el diseño y puesta en marcha del Esquema de Gobernanza descrito en la sección 4.2. En segundo lugar, desde la perspectiva del planeamiento, la herramienta es la Cartera de Iniciativas, con sus respectivos planes de proyecto. Y, por último, la dimensión de los procesos que permitan un liderazgo efectivo en la coordinación y control de la implementación.

Una ruta de implementación del diseño propuesto puede estructurarse en las siguientes tres macro-actividades.

a. **Asignar responsabilidades**

Una primera actividad consistirá en la asignación de las responsabilidades necesarias para poner en marcha la Cartera de Iniciativas y el Sistema de Coordinación y Monitoreo. Para ello se requiere:

- Designar responsables por Iniciativa y equipo. Cada Líder de Frente de Ejecución debe designar a los responsables de cada Iniciativa dentro de su Frente. Y luego, este Líder con cada Encargado proponer la integración del equipo de proyecto, solicitando en su caso a los demás organismos que propongan sus integrantes.
- Designar responsable de los servicios de apoyo dentro de CDMER. Dado que la coordinación o liderazgo del Comité Técnico recaerá en el Secretario Ejecutivo de CDMER en forma permanente, lo más adecuado es que estos servicios los preste CDMER. En principio, estas funciones requerirían de una persona con probada

4. Mecanismos de Coordinación y Monitoreo

experiencia en gestión de proyectos y sistemas de evaluación y monitoreo. Para su implementación, deberán evaluarse opciones de financiamiento, que podrían eventualmente incluir la cooperación de los demás organismos participantes.

- Diseñar y aprobar Reglamento Reunión Conjunta y Comité. Para una clara institucionalización de los mecanismos de coordinación y monitoreo aquí previstos y una adecuada asignación de roles y funciones entre los distintos participantes, sería de gran utilidad la elaboración de un Reglamento que establezca el esquema de gobernanza de la coordinación inter-institucional, incluso más allá de la gestión del Plan Estratégico Conjunto. Esto está previsto realizarlo bajo la Iniciativa de Mecanismos de Coordinación Interinstitucional en el curso del año 2015.

b. Diseñar los procesos clave y estructurar el sistema de reportes

La elaboración y aprobación del Reglamento de la Reunión Conjunta y el Comité Técnico permitirá establecer los roles y funciones básicas y articular los procesos involucrados en la gestión de la Agenda Estratégica y su Cartera de Iniciativas, así como el sistema de reportes. Sobre esta base, será necesario avanzar en instrumentos de gestión secundarios en los cuales se logre:

- Establecer los procesos de revisión y monitoreo de la Agenda Estratégica.
- Diseñar los procesos de gestión de las iniciativas (ciclo de proyecto).
- Estructurar el sistema de reportes (a nivel de Cartera y de proyectos o iniciativas).

Estas tres tareas podrían incluirse dentro de la misma Iniciativa Estratégica de Mecanismos de Coordinación Interinstitucional, en donde se incluya, además del diseño del Reglamento, estos instrumentos derivados o complementarios.

c. Planificar las iniciativas

Una vez se cuente con una Cartera de Iniciativas aprobada, se hayan asignado los Líderes de Frente de Ejecución, los Encargados de Iniciativa y sus equipos, la implementación requerirá avanzar en el planeamiento de las iniciativas individuales, es decir, la elaboración por cada equipo del Informe de Plan de Proyecto, incluyendo alcance, objetivos, resultados, indicadores, metas, cronograma.

Idealmente, este planeamiento debería basarse en ciertos estándares y formatos preestablecidos que se incluirían en el diseño de los procesos de gestión de las iniciativas, indicado en el punto b) anterior. Aunque, en realidad, ya existen iniciativas que cuentan con mandato previo de la Reunión Conjunta y que requerirán avanzar antes de que se cuente con el diseño de procesos indicado en la sección anterior.

d. Asignar los recursos

La Cartera de Iniciativas Estratégicas se compone en buena medida de actividades y acciones ya impulsadas y aprobadas por la Reunión Conjunta. Los recursos clave para facilitar su ejecución son en gran parte asistencia técnica que se prevé provendrá de la cooperación internacional. En este sentido, CDMER ya tiene en vías de ejecución tres iniciativas con asistencia provista por la Iniciativa de Energía Limpia de USAID, y tiene en elaboración y proceso de tramitación un programa amplio con la

4. Mecanismos de Coordinación y Monitoreo

cooperación técnica del BID, llamado Impulso al Desarrollo y Perfeccionamiento del Mercado Eléctrico Regional de América Central, por la que cubrirían la mayor parte de las iniciativas estratégicas restantes.

Por otra parte, la metodología seguida por el Comité Técnico al elaborar esta Cartera y Hoja de Ruta partió de una distribución del liderazgo de las 15 iniciativas en tres grupos a cargo de cada uno de los tres organismos. Cada secretario ejecutivo y sus equipos han hecho su propia evaluación inicial para permitir determinar que las iniciativas pueden desarrollarse con las capacidades y recursos existentes, disponibles u obtenibles. Sin embargo, para contar con un mayor detalle del requerimiento de recursos y la eventual gestión que requiera su asignación, lo que propone este Plan Estratégico es que cada iniciativa designe su líder o encargado de proyecto, conforme su equipo y en ese momento (basado en los parámetros provistos por la Cartera y Hoja de Ruta) desarrolle un Plan de Trabajo en donde ajuste y detalle: cronograma, recursos y presupuesto. Si este encargado de proyecto no puede solucionar los problemas de restricción de recursos que identifique con su respectivo secretario ejecutivo y dentro del organismo regional al que se ha asignado el liderazgo de la iniciativa por medio de su propia Junta Directiva, deberá plantearse el problema al Comité Técnico, para introducir los ajustes, cambios y acciones complementarias que corresponda y eventualmente elevarlo a la Reunión Conjunta.

Como bien se advertirá, no se trata de un Plan Estratégico de una institución, sino de una Agenda Estratégica Común que coordina acciones e iniciativas de tres instituciones. Esto hace que no exista un presupuesto o recursos financieros asignados unificadamente, sino que se define una cartera de iniciativas, que se distribuye y asignan en tres grupos a los tres organismos. Cada organismo regional resuelve la asignación de recursos necesaria para implementar la iniciativa: 1) Le asigna un responsable (ejecutivo propio de su estructura); 2) Conforman un equipo de proyecto (donde por lo general integra personal y ejecutivos de los otros organismos); 3) Le asigna recursos financieros (ya sea incluyéndolo en su propio presupuesto o gestionando fondos de cooperación o solicitando asistencia financiera a los otros organismos). Si el organismo responsable advierte que no cuenta con los recursos y capacidades necesarias para implementar las iniciativas cuyo liderazgo asumió, debe plantear el problema en el ámbito del Comité Técnico y, de ser necesario, el Comité llevar el problema y opciones de solución al ámbito de la Reunión Conjunta.

ANEXO A: ENFOQUE Y METODOLOGÍA

Este capítulo tiene por objetivo presentar el enfoque y metodología adoptados para abordar el desarrollo del Plan Estratégico Conjunto encarado por CDMER, CRIE y EOR. Se define el alcance del trabajo a realizar, se recogen las premisas establecidas, la conformación del Equipo Estratégico, los mecanismos de enlace y validación con las Juntas Directivas y se describen los pasos que estructuran la metodología utilizada para desarrollar la Agenda Estratégica Regional y la Cartera de Iniciativas Estratégicas propuesta en este documento.

A.1 ALCANCE

Tal como se mencionó previamente, el desarrollo del Plan Estratégico Conjunto y Hoja de Ruta del MER se estructura en tres componentes:

- Desarrollo de la Agenda Estratégica Regional, que tiene como objetivo el alineamiento estratégico de los tres organismos regionales en los temas comunes, partiendo de sus planes estratégicos vigentes.
- Elaboración de la Cartera de Iniciativas Estratégicas, con el objetivo de traducir la Agenda Estratégica Regional en un portafolio común de iniciativas estratégicas que permitan su efectiva coordinación e implementación.
- Diseño de los Mecanismos de Coordinación y Monitoreo, que establezcan mecanismos concertados de coordinación y monitoreo de la Agenda Estratégica Regional y su Cartera de Iniciativas.

La integración de estos componentes permite traducir los objetivos estratégicos en iniciativas estructuradas en forma de proyectos o programas, organizando un conjunto de actividades – fuera de las tareas propias de cada organismo regional – dirigidas a implementar las decisiones estratégicas adoptadas.

Figura A.1. ¿Qué nos proponemos hacer?



En este sentido, la Agenda Estratégica Regional – presentada en el capítulo 2 de este informe – se orienta a:

- Sintetizar la orientación y rumbo estratégico para cada uno de los temas estratégicos, fijando las directrices y objetivos que orientarán las acciones comunes o concertadas de las tres organizaciones

A.: Enfoque y Metodología

- Comunicar en forma sencilla la necesidad de cambio y la visión transformadora que se propone lograr en cada uno de los temas estratégicos priorizados.
- Enmarcar el diseño de la cartera de iniciativas y los mecanismos de coordinación y monitoreo a desarrollarse en la fase siguiente de esta actividad.

Por su parte, la Cartera de Iniciativas Estratégicas – presentada en el capítulo 3 de este Informe – es un conjunto de proyectos o programas seleccionados y priorizados por el Equipo Estratégico, destinado a implementar la Agenda Estratégica Regional. La Cartera permite un tratamiento conjunto estandarizado de estas iniciativas regionales acordadas, definiendo responsables, duración, fecha estimada de inicio y demás elementos que permitan su seguimiento y coordinación.

Las iniciativas son identificadas, aprobadas, monitoreadas y coordinadas por medio un mecanismo centralizado conjunto de los tres organismos regionales, desarrollado en el Capítulo 4 de este Informe.

Las iniciativas que, por su impacto en el MER requieren ser evaluadas por las tres instituciones aunque no estén incorporadas al Plan Estratégico conjunto del MER, se les aplicará el mismo mecanismo de coordinación.

A.2 PREMISAS

Las premisas fijadas para guiar la realización de esta actividad de planeamiento estratégico conjunto son las siguientes:

- Es un trabajo conjunto de CDMER, CRIE y EOR, donde los tres organismos se integrarán en un Equipo Estratégico conformado por sus máximos ejecutivos, que a su vez será validado por la Reunión Conjunta de las Juntas Directivas.
- No se trata de elaborar un Plan Estratégico Único ni de fusionar los planes estratégicos de cada organismo. Se busca alinear objetivos comunes que sirvan para establecer y gestionar iniciativas comunes en las acciones que requieren coordinación.
- Para que el alineamiento estratégico sea operativo, se traducirá en una cartera de iniciativas comunes y en mecanismos de monitoreo y coordinación.
- El rol del Equipo Consultor será ayudar a estructurar y facilitar el proceso de planeamiento, proveer metodologías, y preparar los documentos que reflejen en cada fase los consensos y resultados conseguidos por el Equipo Estratégico.
- El rol del Equipo Estratégico es clave tanto en el proceso de planeamiento como en proceso de implementación. Sus integrantes son los responsables de hacer operativa la estrategia
- El proceso de planeamiento es tan valioso como el resultado. La deliberación, el análisis y los consensos logrados permanecen más allá del cambio de circunstancias y transforman el modo de gestión de las organizaciones. Este ejercicio buscará establecer una modalidad de trabajo y estilo de gestión, orientada a resultados y acciones comunes y concertadas.

A.3 INTEGRACIÓN DEL EQUIPO ESTRATÉGICO

De acuerdo a las premisas establecidas en la sección anterior, el Equipo Estratégico estará integrado por los siguientes representantes de las tres organizaciones participantes:

- Edgardo Alfredo Calderón, Secretario Ejecutivo de CDMER.

A.: Enfoque y Metodología

- Teófilo de la Torre, Experto en el Área de Mercados Eléctricos
- Giovanni Hernández, Secretario Ejecutivo de CRIE
- Fernando Álvarez, Gerente de Mercado de CRIE
- René González, Director Ejecutivo de EOR
- Marlon Castillo, Gerente de Sistemas Informáticos y Comunicaciones del EOR
- Antonio Durán, Coordinador de Asuntos Regulatorios y Proyectos de EOR

A.4 MECANISMO DE ENLACE Y VALIDACIÓN CON LAS JUNTAS DIRECTIVAS

Para la validación de los resultados obtenidos por el Equipo Estratégico en la actividad de planeamiento, se estableció que se buscará una revisión en dos fases con la Reunión Conjunta de las tres Juntas Directivas.

La primera fase de validación consistió en presentar la propuesta de Agenda Estratégica Regional contenida en el Informe 1 para consideración de la Reunión Conjunta realizada en Managua, Nicaragua, el día 13 de febrero de 2015. Esta presentación es responsabilidad del Comité Técnico del MER, integrado por los Secretarios Ejecutivos de CDMER y CRIE y el Director Ejecutivo de EOR, órgano que recibió el mandato de la Reunión Conjunta en su reunión de septiembre de 2014.

Para esta primera fase de validación, el Equipo Estratégico revisó y validó el Informe 1 y luego el Comité Técnico del MER lo presentó a cada una de las Juntas Directivas para consideración y observaciones previo a la Reunión Conjunta de Managua, Nicaragua.

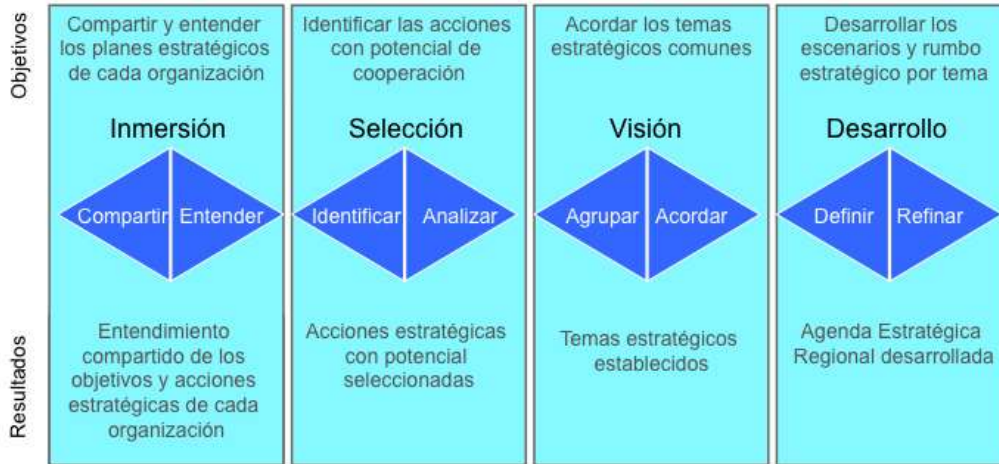
Para la segunda fase de validación, se seguirá igual mecanismo, previéndose la validación por el Equipo Estratégico del Informe 3 con anticipación suficiente, para el posterior envío formal por parte del Comité Técnico a las respectivas Juntas Directivas de los tres organismos, para su consideración y aprobación en la siguiente Reunión Conjunta, a realizarse en el segundo trimestre de 2015.

El Equipo Consultor asistirá al Comité Técnico en el proceso de validación ante las respectivas Juntas Directivas y la Reunión Conjunta. Para ello, ya se realizó una presentación ante la Junta Directiva de EOR, aprovechando la sesión de trabajo con esta Junta Directiva ya programada el día 23 de abril por la actividad de Apoyo al Plan Estratégico del EOR. Adicionalmente, el Equipo de Tt asistirá a la próxima Reunión Conjunta para apoyar al Comité Técnico en la presentación de los resultados y se procurará realizar presentaciones individuales para recibir comentarios previos de las Juntas Directivas de CDMER y CRIE en la misma semana de realización de la Reunión Conjunta, tomando ventaja de las sesiones de Junta Directiva que se realizarán para esa ocasión.

A.5 DESARROLLO DE LA AGENDA ESTRATÉGICA EN CUATRO PASOS

El desarrollo de la Agenda Estratégica Regional que se presenta en este documento fue realizado por el Equipo Estratégico en una sesión de trabajo de un día completo, realizada en la sede de EOR el día 15 de enero de 2015. La metodología seguida se sintetiza en la figura siguiente.

Figura A.2. Abordaje de los cuatro diamantes



- **Primer paso: Inmersión.** Los representantes de las tres organizaciones explicaron sus planes estratégicos al resto del Equipo Estratégico, con la finalidad de lograr un entendimiento compartido de los objetivos y acciones estratégicas de cada uno de los tres organismos regionales. Estos planes estratégicos se sintetizan en el capítulo siguiente de este documento.
- **Segundo paso: Selección de las acciones estratégicas con potencial de coordinación y cooperación.** El Equipo Estratégico se abocó a identificar y analizar las acciones estratégicas presentadas por los tres organismos con mayor potencial y requerimientos de coordinación y cooperación inter-institucional.
- **Tercer paso: Visión y acuerdo sobre los temas estratégicos comunes.** Sobre la base de las acciones estratégicas seleccionadas en el paso anterior, el Equipo Estratégico debatió y acordó los temas estratégicos que mejor agrupan y permiten estructurar las acciones estratégicas con potencial de coordinación y cooperación priorizadas.
- **Cuarto paso: Desarrollo de escenarios y rumbo por temas estratégicos.** Una vez acordados los cinco temas estratégicos, el Equipo debatió y sintetizó los elementos centrales que definen la situación actual respecto de cada uno de los temas, realizando igual ejercicio para la situación deseada (escenario futuro).

A.6 SELECCIÓN DE LA CARTERA DE INICIATIVAS

Sobre la base de los temas estratégicos y los aspectos clave asociados a ellos, el Equipo Estratégico se concentró en la segunda sesión de trabajo en la identificación de las iniciativas necesarias para la implementación de la Agenda Estratégica Regional trazada.

Para la identificación y selección de estas iniciativas se tuvieron en cuenta básicamente:

A.: Enfoque y Metodología

- Su impacto estratégico, es decir, su directa vinculación con un objetivo estratégico trazado y la resolución de los aspectos clave discutidos en la primera sesión. En este sentido, no hay iniciativas ajenas a los temas estratégicos y aspectos clave acordados. Por otra parte, se recogieron todas las iniciativas o acciones relevantes con mandato previo de la Reunión Conjunta para ser alineados e integrados bajo esta Cartera de Iniciativas Estratégicas.
- La capacidad organizacional para implementarlos, lo que implica un cierto nivel de confianza en la capacidad de los organismos regionales para cumplir con lo propuesto y los cambios necesarios involucrados en la implementación, determinando el riesgo de ejecución.
- La demanda de recursos, lo cual implica considerar estimativamente disponibilidad de recursos, equipo del proyecto y duración. Bajo este criterio y el anterior, se tuvieron en cuenta los proyectos previstos o en vías de ejecución por los tres organismos regionales que por sus características, impacto y potencial de coordinación, debían integrar esta Cartera de Iniciativas. Los recursos necesarios para el desarrollo e implementación de las Iniciativas serán determinados en la etapa de elaboración del proyecto.

El resultado fue un conjunto de 15 iniciativas, sobre las que luego se trabajó individualmente, incorporando algunas variables básicas para hacer posible su priorización, planificación y monitoreo y seguimiento posterior. Este trabajo realizado por el Equipo Estratégico se encuentra recogido en el Anexo C de este mismo informe.

Este trabajo – incluyendo la estimación de duración, fecha estimada de inicio, organismo responsable y participantes – permitió luego ordenar la cartera de iniciativas en una hoja de ruta que se presenta en el capítulo 3 de este informe.

ANEXO B: SINTESIS DE PLANES ESTRATEGICOS DE CDMER, CRIE Y EOR

Para lograr un entendimiento compartido de los objetivos y acciones estratégicas de cada organización, se solicitó a los representantes de cada uno de los tres organismos regionales que realizaran al resto del Equipo una breve síntesis de sus respectivos Planes Estratégicos, con énfasis en la identificación de las acciones o proyectos clave en ejecución o prevista su ejecución para los próximos 2 años. Especialmente, las acciones o proyectos donde se perciban oportunidades de trabajo común y/o necesidades de coordinación ínter-institucional para su implementación.

En este capítulo se presenta una breve síntesis, concentrada exclusivamente en los temas y objetivos estratégicos de cada uno de los planes presentados, a fin de homogeneizar los productos, y facilitar su comparación y utilización en la metodología aplicada para el desarrollo de la Agenda Estratégica Regional.

B.1 SÍNTESIS DEL PLAN ESTRATÉGICO DE CDMER

En su Plan Estratégico el CDMER plantea cinco temas estratégicos a los que se vinculan once objetivos estratégicos, tal como puede verse a continuación:

Tabla B.1. Plan Estratégico CDMER

CDMER	
Temas estratégicos	Objetivos estratégicos
Mercado Eléctrico Regional	<ul style="list-style-type: none"> • Procurar la armonización regulatoria • Impulsar el desarrollo del MER • Evaluar la evolución y procurar el funcionamiento adecuado del MER
Generación Regional	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer las condiciones propicias para el desarrollo de plantas de generación regional considerando la agregación de demanda. • Elaborar en conjunto con el EOR la planificación de la expansión de la generación regional.
Transmisión Regional	<ul style="list-style-type: none"> • Formular las políticas y regulación regional para el mantenimiento y la expansión de la capacidad de transmisión regional. • Elaborar en conjunto con el EOR la planificación de la expansión de la transmisión regional
Instituciones del MER	<ul style="list-style-type: none"> • Coordinar con otros organismos del MER • Evaluar las auditorías de la CRIE • Gestión administrativa, jurídica y financiera del CDMER
Integración Eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> • Facilitar el cumplimiento de las responsabilidades de los Gobiernos establecidas en el Tratado Marco y sus

CDMER	
Temas estratégicos	Objetivos estratégicos
	Protocolos

B.2 SÍNTESIS DEL PLAN ESTRATÉGICO DE CRIE

El Plan Estratégico 2013-2017 de CRIE se estructura en torno a los siguientes cinco temas estratégicos y diecisiete objetivos estratégicos. En la siguiente tabla se sintetizan los temas y objetivos estratégicos:

Tabla B.2. Plan Estratégico CRIE

CRIE	
Temas estratégicos	Objetivos estratégicos
Consolidación y certeza regulatoria	<ul style="list-style-type: none"> • Completar y consolidar la regulación regional en un solo cuerpo normativo • Desarrollar capacidades de vigilancia y control para garantizar la aplicación normativa • Establecer un mecanismo que fortalezca la confianza y certidumbre de las decisiones regulatorias
Atracción de inversiones de escala regional	<ul style="list-style-type: none"> • Completar la regulación de contratos firmes y derechos de transmisión, incluyendo adecuaciones en normativas nacionales • Desarrollar incentivos complementarios a la inversión regional, incluyendo coordinación de compras de energía a nivel regional • Revisar y completar procedimientos y metodología para la remuneración y supervisión de la EPR. • Integrar la planificación de largo plazo y mejorar procedimientos de ampliación de la red regional de transmisión
Apertura gradual y armonización regulatoria	<ul style="list-style-type: none"> • Avanzar en la armonización de los mercados nacionales con el MER y monitorear la aplicación efectiva de las interfaces. • Promover la definición de sendero de gradualidad de los sistemas nacionales • Completar el tratamiento de las interconexiones extra regionales en la regulación regional y su armonización.
Gobernanza regional robusta	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer mecanismos de coordinación interinstitucional efectivos con CDMER y EOR • Fortalecer enlaces con los reguladores nacionales que impulsen la armonización regulatoria y la aplicación

CRIE	
Temas estratégicos	Objetivos estratégicos
	efectiva de la regulación regional • Fortalecer la comunicación externa y relaciones institucionales
Fortaleza institucional del regulador	• Desarrollar un Sistema de Planificación y de Gestión Estratégica • Incrementar la efectividad del proceso de toma de decisiones. • Alinear organización con mandato legal y estrategia • Alinear procesos, operación y estrategia.

B.3 SÍNTESIS DEL PLAN ESTRATÉGICO DE EOR

El EOR desarrolló su Plan Estratégico 2015-2019, el cual resume en un Mapa Estratégico que estructuró por:

- Las cuatro perspectivas del *Balanced Scorecard*: Clientes y partes interesadas; Procesos; Gente, tecnología y aprendizaje; y Recursos financieros.
- Los seis temas estratégicos aprobados por la Junta Directiva
- Veintisiete objetivos estratégicos.

Los temas y objetivos estratégicos validados por el EOR se sintetizan en la tabla a continuación:

Tabla B.3. Plan Estratégico EOR

EOR	
Temas estratégicos	Objetivos estratégicos
Fortalecer la vinculación con clientes y aliados estratégicos	• Proveer un servicio de calidad al cliente y optimizar el suministro de información • Implementar estrategia de comunicación institucional • Impulsar mecanismos de cooperación con instituciones regionales y otros aliados estratégicos • Mejorar la cooperación con los OS&M y reglas para mejorar el desempeño de los Grupos de Trabajo Regional (GTR).
Mejorar la gestión del MER	• Mejorar e implementar los procesos operativos para una gestión eficiente del MER • Obtener certificación de procesos bajo estándares internacionales • Diseñar e implementar el sistema de gestión de riesgos • Mejorar infraestructura tecnológica para soportar gestión

EOR	
Temas estratégicos	Objetivos estratégicos
	del MER
Impulsar la implementación de la Regulación Regional	<ul style="list-style-type: none"> • Impulsar la implementación de Contratos firmes y Derechos de Transmisión. • Impulsar la finalización del período transitorio establecido en el PDC • Fortalecer el área regulatoria dentro del EOR • Participar activamente en la mejora de la gobernanza regional • Impulsar propuesta de regulación de las interconexiones extra regionales
Implementar la planificación de la expansión regional	<ul style="list-style-type: none"> • Completar la implementación del Sistema Regional de Planificación (SPTR) • Completar el desarrollo del Área de Planificación • Desarrollar mecanismos de coordinación con los sistemas de planificación nacionales (incluye los protocolos)
Fortalecer los recursos humanos, la infraestructura y el gobierno corporativo	<ul style="list-style-type: none"> • Fortalecer la gobernanza corporativa • Atraer, incentivar y retener el talento humano • Garantizar una fuerza laboral de alta capacidad técnica • Fortalecer la estructura organizacional • Robustecer la infraestructura y herramientas tecnológicas (ERP, PMU, SCADA, SIIM, comunicaciones) • Lograr una infraestructura física adecuada
Asegurar la suficiencia financiera	<ul style="list-style-type: none"> • Asegurar la suficiencia financiera para inversiones cuyos periodos de ejecución e implementación excede el año presupuestario • Mejorar mecanismos para el financiamiento de inversiones en EOR • Apalancar recursos de cooperación internacional • Desarrollar nuevos servicios remunerados

ANEXO C: INICIATIVAS IDENTIFICADAS

En este Anexo se presentan las fichas descriptivas correspondientes a las 15 iniciativas identificadas validadas por Equipo Estratégico en la segunda, tercera y cuarta sesiones de trabajo. En ellas se establece la información básica necesaria para estructurar la Cartera y su Hoja de Ruta, y se proveen los elementos centrales que deberán tomar luego cada uno de los equipos responsables de cada iniciativa para preparar y proponer su plan de trabajo y cronograma asociado.

Tabla C.1. Mecanismos comunes de coordinación interinstitucional, monitoreo y seguimiento

Nombre Iniciativa	Desarrollo de mecanismos comunes de coordinación interinstitucional, monitoreo y seguimiento		
Objetivo de la Iniciativa	<i>A completar por el equipo del proyecto.</i>		
Tema Estratégico	Fortalecer la institucionalidad y el alineamiento regional		
Descripción:			
Se trata de una actividad a realizarse como continuación del diseño de los mecanismos de coordinación y monitoreo que se realizará en la sesión 3 del Plan Estratégico Conjunto, desarrollando los instrumentos de gestión asociados a este diseño (por ejemplo, reglamento de la Reunión Conjunta y Comité Técnico). Por eso, se considera a la iniciativa con principio de ejecución en enero de 2015.			
Organismo responsable	CDMER		
Organismos participantes	EOR CRIE		
Recursos			
<i>A completar por el equipo del proyecto</i>			
Disponibles		A obtener	
<ul style="list-style-type: none"> • • 		<ul style="list-style-type: none"> • • 	
Duración	12 meses	Fecha Inicio	Julio 2015

Tabla C.2. Recursos ante decisiones de la CRIE y mecanismos para solución de controversias

Nombre Iniciativa	Desarrollo de recursos ante decisiones de la CRIE y mecanismos para solución de controversias		
Objetivo de la Iniciativa	<i>A completar por el equipo del proyecto.</i>		
Tema Estratégico	Fortalecer la institucionalidad y el alineamiento estratégico regional		
Descripción:			
Esta actividad se considera iniciada por CDMER, que está realizando análisis jurídicos e institucionales sobre la situación de los recursos ante decisiones de la CRIE y los mecanismos de solución de controversias requeridos.			
Cuenta con mandato expreso de la Reunión Conjunta.			
Organismo responsable	CDMER		
Organismos participantes	CRIE EOR		
Recursos			
<i>A completar por el equipo del proyecto</i>			
Disponibles		A obtener	
<ul style="list-style-type: none"> • • 		<ul style="list-style-type: none"> • • 	
Duración	12 meses	Fecha Inicio	Inicio previo a enero 2015 ¹

¹ “Inicio previo a 2015” implica que la actividad ya se encuentra en ejecución. Sin embargo, a los fines de la determinación de su duración, ningún plazo se cuenta comenzando con fecha anterior al 1 de enero de 2015.

Tabla C.3. Consolidación del RMER y Resoluciones CRIE

Nombre Iniciativa	Consolidación del RMER y Resoluciones CRIE (regulaciones transitorias y aspectos no implementados)		
Objetivo de la Iniciativa	<i>A completar por el equipo del proyecto.</i>		
Tema Estratégico	Desarrollar e implementar plenamente la Regulación Regional		
Descripción:			
La iniciativa comprende 3 fases: Identificación, Análisis y Programación, y Ejecución (aprobación del RMER consolidado)			
Cuenta con mandato expreso de la Reunión Conjunta.			
Organismo responsable	CRIE		
Organismos participantes	CDMER EOR		
Recursos			
<i>A completar por el equipo del proyecto</i>			
Disponibles		A obtener	
<ul style="list-style-type: none"> • • 		<ul style="list-style-type: none"> • • 	
Duración	24 meses	Fecha Inicio	3º Trimestre 2015?

Tabla C.4. Evaluación de Instrumentos Legales para el desarrollo y consolidación del MER

Nombre Iniciativa	Evaluación de Instrumentos Legales para el desarrollo y consolidación del MER, incluyendo el mandato de la Reunión Conjunta referido a tributos		
Objetivo de la Iniciativa	<i>A completar por el equipo del proyecto.</i>		
Tema Estratégico	Desarrollar e implementar plenamente la Regulación Regional		
Descripción:			
<p>Bajo esta actividad se incluye el análisis y desarrollo de aspectos que eventualmente podrían integrar el llamado Tercer Protocolo al Tratado Marco, aunque algunos de los aspectos a tratar podrían solucionarse por una vía legal alternativa o distinta a este instrumento particular. Entre otros temas clave, incluirá el mandato de la Reunión Conjunta referida a tributos.</p> <p>La iniciativa completa comprende tres fases: 1) Desarrollo del texto del Tercer Protocolo y/o instrumentos alternativos y validación dentro de los organismos del MER. 2) Proceso de aprobación ejecutiva (a nivel de Cancillerías nacionales). 3) Aprobación o ratificación legislativa por parte de cada Estado Miembro.</p> <p>(Bajo esta iniciativa se incluye el mandato de la Reunión Conjunta referida a tributos).</p>			
Organismo responsable	CDMER		
Organismos participantes	CRIE EOR		
Recursos			
<i>A completar por el equipo del proyecto</i>			
Disponibles		A obtener	
<ul style="list-style-type: none"> • • 		<ul style="list-style-type: none"> • • 	
Duración	60 meses	Fecha Inicio	Enero 2016

Tabla C.5. Desarrollo e implementación de Contratos Firmes y Derechos de Transmisión LP

Nombre Iniciativa	Desarrollo e implementación de Contratos Firmes y Derechos de Transmisión de Largo Plazo (incluyendo evaluación Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y Derechos de Transmisión de Corto Plazo) – Mandato Reunión Conjunta		
Objetivo de la Iniciativa	<i>A completar por el equipo del proyecto.</i>		
Tema Estratégico	Desarrollar e implementar plenamente la Regulación Regional		
Descripción:			
<p>Esta actividad incluye una primera fase de evaluación de los Contratos con Prioridad de Suministro (CRPS) y Derechos de Transmisión de Corto Plazo (DT CP) recientemente implementados. La segunda fase consiste en la revisión regulatoria e implementación de los CF y DT de Largo Plazo.</p> <p>Cuenta con mandato expreso de la Reunión Conjunta.</p>			
Organismo responsable	CRIE		
Organismos participantes	CDMER – EOR		
Recursos			
<i>A completar por el equipo del proyecto</i>			
Disponibles		A obtener	
<ul style="list-style-type: none"> • • 		<ul style="list-style-type: none"> • • 	
Duración	18 meses	Fecha Inicio	Enero 2015

Tabla C.6. Revisión e implementación del proceso SIMECR, proceso posdespacho y desviaciones

Nombre Iniciativa	Revisión e implementación del proceso SIMECR, proceso posdespacho y el proceso comercial de transacciones por desviaciones en tiempo real -		
Objetivo de la Iniciativa	<i>A completar por el equipo del proyecto.</i>		
Tema Estratégico	Desarrollar e implementar plenamente la Regulación Regional		
Descripción:			
<p>Esta actividad se refiere a la finalización vigencia de las normas transitorias contenidas en el Procedimiento de Detalle Complementario (PDC), especialmente en lo referido al posdespacho y el proceso comercial de las transacciones por desviaciones en tiempo real.</p> <p>Para la revisión e implementación del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR), ya hay un programa en ejecución.</p> <p>Cuenta con mandato expreso de la Reunión Conjunta.</p>			
Organismo responsable	CRIE		
Organismos participantes	EOR – CDMER		
Recursos			
<i>A completar por el equipo del proyecto</i>			
Disponibles		A obtener	
<ul style="list-style-type: none"> • • 		<ul style="list-style-type: none"> • • 	
Duración	21 meses	Fecha Inicio	Enero 2015

Tabla C.7. Revisión de la metodología tarifaria de la transmisión regional

Nombre Iniciativa	Revisión de la metodología tarifaria de la transmisión regional (incluye rentas de congestión)		
Objetivo de la Iniciativa	<i>A completar por el equipo del proyecto</i>		
Tema Estratégico	Desarrollar e implementar plenamente la Regulación Regional		
Descripción: Esta iniciativa implica una revisión de la metodología tarifaria de la Red de Transmisión Regional (RTR)			
Organismo responsable	CRIE		
Organismos participantes	CDMER – EOR		
Recursos <i>A completar por el equipo del proyecto</i>			
Disponibles		A obtener	
<ul style="list-style-type: none"> • • 		<ul style="list-style-type: none"> • • 	
Duración	12 meses	Fecha Inicio	Junio 2016

Tabla C.8. Desarrollo de regulación de conexiones de la Línea SIEPAC

Nombre Iniciativa	Desarrollo de regulación para conexión a la Línea SIEPAC		
Objetivo de la Iniciativa	<i>A completar por el equipo del proyecto</i>		
Tema Estratégico	Desarrollar e implementar plenamente la Regulación Regional		
Descripción: <i>A completar por el equipo del proyecto</i>			
Organismo responsable	CRIE		
Organismos participantes	EOR CDMER		
Recursos <i>A completar por el equipo del proyecto</i>			
Disponibles		A obtener	
<ul style="list-style-type: none"> • • 		<ul style="list-style-type: none"> • • 	
Duración	6 meses	Fecha Inicio	Abril 2015

Tabla C.9. Implementación del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional (SPTR)

Nombre Iniciativa	Implementación del SPTR y presentación de los estudios de las obras de transmisión y generación regional requeridas.		
Objetivo de la Iniciativa	<i>A completar por el equipo del proyecto</i>		
Tema Estratégico	Impulsar la expansión de la generación y transmisión regional		
Descripción:			
Primera fase Desarrollo SPTR y Planificación de la expansión regional y refuerzos nacionales (Actividad en ejecución con finalización prevista para junio 2015).			
Cuenta con mandato expreso de la Reunión Conjunta.			
Organismo responsable	EOR		
Organismos participantes	CDMER CRIE		
Recursos			
<i>A completar por el equipo del proyecto</i>			
Disponibles		A obtener	
<ul style="list-style-type: none"> • • 		<ul style="list-style-type: none"> • • 	
Duración	18 meses	Fecha Inicio	Previo a enero 2015

Tabla C.10. Desarrollo de interfaces nacionales de planificación

Nombre Iniciativa	Desarrollo de interfaces para la coordinación de la planificación de transmisión nacional y regional		
Objetivo de la Iniciativa	<i>A completar por el equipo del proyecto</i>		
Tema Estratégico	Impulsar la expansión de la generación y transmisión regional		
<p>Descripción:</p> <p>Apoyo a las instituciones nacionales en el desarrollo de interfaces nacionales de planificación (Coordinación de la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión nacionales con la planificación de la expansión del sistema de transmisión regional)</p> <p>Cuenta con mandato expreso de la Reunión Conjunta.</p>			
Organismo responsable	CRIE		
Organismos participantes	CDMER EOR		
<p>Recursos</p> <p><i>A completar por el equipo del proyecto</i></p>			
Disponibles		A obtener	
<ul style="list-style-type: none"> • • 		<ul style="list-style-type: none"> • • 	
Duración	18 meses	Fecha Inicio	Previo a enero 2015

Tabla C.11. Mecanismos regulatorios para la ejecución de refuerzos nacionales

Nombre Iniciativa	Mecanismos regulatorios para la construcción y puesta en servicio de refuerzos nacionales y monitoreo de la capacidad de transmisión regional.		
Objetivo de la Iniciativa	<i>A completar por el equipo del proyecto</i>		
Tema Estratégico	Impulsar la expansión de la generación y transmisión regional		
Descripción:			
<p>La iniciativa se dirige al desarrollo de mecanismos regulatorios regionales y nacionales para la ejecución de la expansión de la transmisión nacional (refuerzos nacionales), para alcanzar la capacidad de transmisión regional de 300 MW entre pares de países.</p> <p>Cuenta con mandato expreso de la Reunión Conjunta.</p>			
Organismo responsable	CDMER		
Organismos participantes	EOR CRIE		
Recursos			
<i>A completar por el equipo del proyecto</i>			
Disponibles		A obtener	
<ul style="list-style-type: none"> • • 		<ul style="list-style-type: none"> • • 	
Duración	9 meses	Fecha Inicio	Junio 2015

Tabla C.12. Procesos de coordinación de compras y licitación de proyectos de generación regional

Nombre Iniciativa	Diseño de procesos de coordinación de compras y licitación de proyectos de generación regional		
Objetivo de la Iniciativa	<i>A completar por el equipo del proyecto</i>		
Tema Estratégico	Impulsar la expansión de la generación y transmisión regional		
Descripción:			
Se trata del diseño de procesos de licitación de proyectos de generación de escala regional, coordinando los sistemas de compras de abastecimiento nacionales.			
Fase 1: Identificación de plantas regionales que surgen del Sistema de Planificación Regional (SPTR)			
Fase 2: Proceso de toma de decisión			
Fase 3: Diseño del proceso licitatorio			
Organismo responsable	CDMER		
Organismos participantes	EOR – CRIE		
Recursos			
<i>A completar por el equipo del proyecto</i>			
Disponibles		A obtener	
<ul style="list-style-type: none"> • • 		<ul style="list-style-type: none"> • Requiere consultoría • 	
Duración	24 meses	Fecha Inicio	Julio 2015

Tabla C.13. Mecanismos de evaluación y propuestas de mejora de las interfaces regulatorias

Nombre Iniciativa	Mecanismos de evaluación y propuestas de mejora de las interfaces regulatorias		
Objetivo de la Iniciativa	<i>A completar por el equipo del proyecto</i>		
Tema Estratégico	Promover el desarrollo de la armonización regulatoria		
Descripción:			
Fase 1: Evaluación y mejora de interfaces operativas – incluye desarrollo de mecanismo de evaluación periódico.			
Esta fase trata sobre el diseño e implementación de mecanismos de monitoreo, evaluación, mejora y control de las interfaces operativas aprobadas.			
Fase 2: Propuesta de nuevas interfaces.			
El lanzamiento de una iniciativa de armonización regulatoria orientada al avance del Mercado Eléctrico Regional			
Organismo responsable	CDMER		
Organismos participantes	CRIE EOR		
Recursos			
<i>A completar por el equipo del proyecto</i>			
Disponibles		A obtener	
<ul style="list-style-type: none"> • • 		<ul style="list-style-type: none"> • • 	
Duración	18 meses	Fecha Inicio	Abril 2016

Tabla C.14. Opciones de mejora de operación técnica de la interconexión Guatemala-México

Nombre Iniciativa	Opciones de mejora regulatoria de la operación técnica de la interconexión Guatemala-México		
Objetivo de la Iniciativa	Mejorar de la operación técnica de la interconexión Guatemala – México.		
Tema Estratégico	Ampliar y mejorar las interconexiones extra-regionales		
Descripción:			
Organismo responsable	EOR		
Organismos participantes	CRIE CDMER		
Recursos			
<i>A completar por el equipo del proyecto</i>			
Disponibles		A obtener	
<ul style="list-style-type: none"> • • 		<ul style="list-style-type: none"> • • 	
Duración	24 meses	Fecha Inicio	Enero 2015

Tabla C.15. Marco político, legal y regulatorio de las interconexiones extra-regionales

Nombre Iniciativa	Marco político, legal y regulatorio de las interconexiones extra-regionales.		
Objetivo de la Iniciativa	<i>A completar por el equipo del proyecto</i>		
Tema Estratégico	Ampliar y mejorar las interconexiones extra-regionales		
Descripción:			
Desarrollar el marco político, legal y regulatorio entre el MER y los mercados bilaterales México - Guatemala y el futuro mercado bilateral Panamá-Colombia, incluyendo la operación coordinada de los mercados eléctricos de México y Colombia con el MER.			
Organismo responsable	CDMER		
Organismos participantes	EOR - CRIE		
Recursos			
<i>A completar por el equipo del proyecto</i>			
Disponibles		A obtener	
<ul style="list-style-type: none"> • • 		<ul style="list-style-type: none"> • • 	
Duración	18 meses	Fecha Inicio	Enero 2017

IMPULSO AL DESARROLLO Y PERFECCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER) DE AMÉRICA CENTRAL

RG-T2705

CERTIFICACIÓN

Por la presente certifico que esta operación fue aprobada para financiamiento por el **Fondo para el Financiamiento de Operaciones de Cooperación Técnica para Iniciativas para la Integración de Infraestructura Regional (FIR)**, de conformidad con la comunicación de fecha **08 de marzo de 2016** suscrita por **Felipe Caicedo**. Igualmente, certifico que existen recursos en el mencionado fondo, hasta la suma de **US\$700,000** para financiar las actividades descritas y presupuestadas en este documento. La reserva de recursos representada por esta certificación es válida por un periodo de **cuatro (4) meses** calendario contados a partir de la fecha de elegibilidad del proyecto para financiamiento. Si el proyecto no fuese aprobado por el BID dentro de ese plazo, los fondos reservados se considerarán liberados de compromiso, requiriéndose la firma de una nueva certificación para que se renueve la reserva anterior. El compromiso y desembolso de los recursos correspondientes a esta certificación sólo debe ser efectuado por el Banco en dólares estadounidenses. Esta misma moneda será utilizada para estipular la remuneración y pagos a consultores, a excepción de los pagos a consultores locales que trabajen en su propio país, quienes recibirán su remuneración y pagos contratados en la moneda de ese país. No se podrá destinar ningún recurso del Fondo para cubrir sumas superiores al monto certificado para la implementación de esta operación. Montos superiores al certificado pueden originarse de compromisos estipulados en contratos que sean denominados en una moneda diferente a la moneda del Fondo, lo cual puede resultar en diferencias cambiarias de conversión de monedas sobre las cuales el Fondo no asume riesgo alguno.

Original Firmado	04/14/2016
_____ Sonia M. Rivera Jefe Unidad de Gestión de Donaciones y Cofinanciamiento ORP/GCM	_____ Fecha

APROBADO:	Original Firmado	04/15/2016
	_____ Rigoberto Ariel Yopez Jefe División de Energía INE/ENE	_____ Fecha