

**70**  
EDICIÓN

# REVISTA CIER

Sin fronteras para la energía





**Ing. Victor Romero Solís**  
Presidente de la Cier



## Estimados asociados,

Esta editorial tiene por objeto comentar el trabajo de mejora que se ha venido realizando en los últimos 2 años para adaptar la Cier a los nuevos desafíos con el objetivo de que nuestra organización continúe cumpliendo con sus objetivos fundacionales y logre satisfacer en forma eficaz y eficiente las necesidades de sus grupos de interés.

Los principales aspectos de este proceso de mejora son los siguientes:

- Se ajustó la misión, visión y valores
- Definición de marco estratégico
- Definición de objetivos organizacionales
- Definición de objetivos estratégicos
- Definición de ejes estratégicos asociados a los objetivos estratégicos
- Definición de plataformas temáticas cambiando el abordaje actual

A efectos de generar un soporte de la planificación estratégica se desarrolló un nuevo modelo de gobernanza y cambios estructurales que pretenden asegurar una mayor sinergia y alineación total de los distintos estamentos de la Cier.

En julio de 2014 se definió un nuevo marco estratégico planificado en conjunto con la consultora PENTA que se vio validado en el Comité Central en abril de 2015. Posteriormente se construyó una propuesta inicial de planificación estratégica que fue validada por el Comité Central. Esta propuesta evidenció la necesidad de revisión del gobierno corporativo que trabajó desde agosto 2015 en una reformulación aprobada en Comité Central en mayo de 2016. Asimismo,

se definió un plan de transición que establece los pasos a seguir para la evolución del modelo organizacional actual al nuevo. Una vez aprobado el modelo de gobierno y plan de implementación, iniciará la etapa de transición y cambio, que está previsto que finalice en diciembre de 2017.

### **El marco estratégico de la Cier, aprobado en el Comité Central de Lima en abril de 2015, se definen los siguientes nuevos conceptos:**

**Visión:** en el 2020 seremos una organización de referencia global reconocida por su aporte a la integración y al desarrollo del sector energético latinoamericano.

**Misión:** promover a impulsar la integración del sector energético regional con énfasis en la interconexión de los sistemas, la integración de los mercados, la cooperación mutua entre sus asociados, la gestión del conocimiento y la promoción de negocios sustentables.

**Valores:** cooperación solidaria, compromiso, pluralidad, confianza y confiabilidad, trabajo colaborativo.

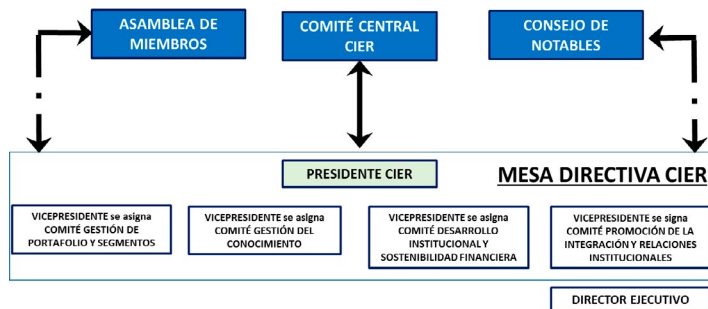
**Capacidades estratégicas:** gestión del conocimiento, generación de trabajo colaborativo, convocatoria y relacionamiento, y comunicación empática.

### **Nueva estructura de la Cier:**

La Asamblea de Miembros recibe reportes de resultados generales del funcionamiento de CIER y propone lineamientos generales de actuación de largo plazo. Mientras tanto el Consejo de Notables apoya a la Mesa Directiva con su conocimiento en la toma de decisiones y definiciones estratégicas,



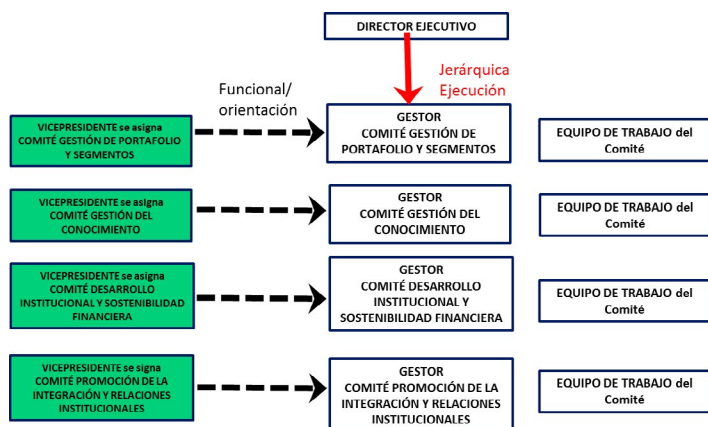
relacionamiento institucional cuando se requiera. En tanto el Comité Central define las políticas y lineamientos Generales y es el máximo órgano directivo de CIER. Conformada por el Presidente, los 4 directores de Comités Gestión y el Director Ejecutivo de SECIER actuará como secretaria de la Mesa, encargada de asegurar la ejecución estratégica y el seguimiento a los planes operativos de la CIER.



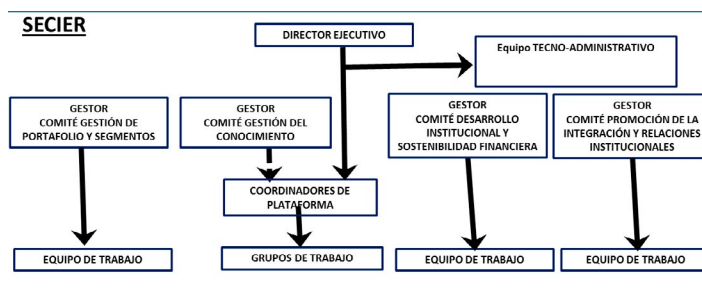
Se alinean los objetivos con los ejes estratégicos:



Esquema general de funcionamiento matricial de modo gráfico:



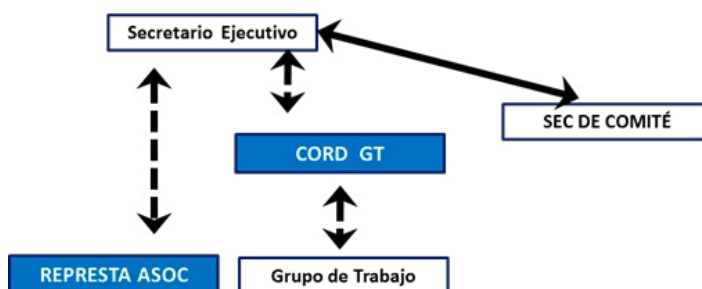
El comité de gestión estará dirigido por el el Director de Comité de Gestión / Vicepresidente y coordinados por el gestor (experto en el tema foco) y contará con equipos de trabajo, que pueden ser funcionarios de los comités Nacionales/ Regionales, representantes de las empresas y organismos miembro u otros expertos externos. Existirá un equipo de trabajo especializado para cada tema de los Comités de Gestión Ejecutivos.



El Director Ejecutivo es el órgano ejecutivo por excelencia de Cier, encargado de la ejecución estratégica y operativa. Se encarga de liderar la ejecución de los planes y proyectos, estratégicos y operativos definidos por los Comités Gestión y aprobados por la Mesa Directiva.

Los coordinadores de plataforma tienen la función de dirigir y coordinar estudios, proyectos y demás actividades a fin de lograr soluciones integrales transversales a las unidades de negocio. A su vez son responsables de la coordinación de los grupos de trabajo desde su creación, apoyo logístico y operativo para el desarrollo de los estudios, análisis y proyectos establecidos en el plan anual, entre otras funciones.

Organización técnico operativa a nivel nacional/ regional:



Hasta diciembre de 2016 nos encontramos en una fase de transición donde se designarán recursos internos para la reestructuración y luego iremos avanzando hacia diciembre de 2017 con el modelo ya constituido, incorporando nuevos recursos a la estructura organizacional.

Esperamos que los distintos Comités Nacionales y las empresas asociadas a la Cier puedan internalizar y apropiarse de la nueva estructura organizacional y sus objetivos estratégicos. Esperamos que en el próximo Comité Central que se realizará en noviembre en Santa Cruz de la Sierra, Bolivia, podamos constituir la Mesa Directiva con dos nuevos Vice -Presidente y podamos avanzar con la implementación de la segunda etapa que nos llevará a una Cier más ágil, más moderna y que pueda cumplir con sus objetivos institucionales para los próximos 50 años.





# PRÓXIMOS INICIOS SETIEMBRE - OCTUBRE

## ÁREA CORPORATIVA

Economía de la regulación de la actividad  
de generación y mercados mayoristas  
5 DE SETIEMBRE - 9 DE OCTUBRE

Curso general de NIIF  
para empresas eléctricas  
3 DE OCTUBRE - 4 DE DICIEMBRE

Gestión de riesgos en el sector energético  
17 DE OCTUBRE - 13 DE NOVIEMBRE

Curso presencial de evaluación financiera  
de proyectos de inversión en  
el sector eléctrico  
29 DE SETIEMBRE - 1 DE OCTUBRE  
MONTEVIDEO, UY

## ÁREA DISTRIBUCIÓN

Replanteo conceptual  
del mantenimiento  
5 DE SETIEMBRE - 2 DE OCTUBRE

Smart Grids. Nuevos desafíos y  
oportunidades para su desarrollo  
19 DE SETIEMBRE - 23 DE OCTUBRE

Protección de redes de distribución  
24 DE OCTUBRE - 27 DE NOVIEMBRE

¡Reserve con tiempo su lugar y acceda  
a capacitaciones y especialistas de alto  
nivel en el sector energético!

Por más información: [fvazquez@cier.org](mailto:fvazquez@cier.org)

# Noticias Institucionales

## 52° aniversario de la Cier

Estimados miembros asociados a la Cier,

En estos días conmemoramos un aniversario más de nuestra organización: ya son **52 años transitados hacia el camino de la integración energética** desde 1964.

Nada de esto hubiese sido posible sin vuestra colaboración, disposición y participación, potenciando el trabajo colaborativo y solidario entre empresas y generaciones de profesionales.

La CIER tiene un diferencial en cuanto al valor agregado a las actividades desarrolladas por otras organizaciones que es la experiencia y conocimiento de un amplio colectivo y las soluciones a medida con alto compromiso de los participantes y que refleja las necesidades de la región.

Es por esto que agradecemos el compromiso asumido y esperemos contar con él por muchos años más. Porque del mismo surgirá el futuro de la organización. De una organización hecha por y para ustedes los asociados. Recuerden que cuanto más participan más se benefician.

Gracias,  
Saluda atte.



Ing. Juan J. Carrasco  
Director Ejecutivo

## Finalizó con éxito la Encuesta de Seguridad y Salud en el Trabajo en la que participaron 65 empresas de 12 países.



Aspectos principales a destacar:

- El 89% de las empresas Gestionan la SST desde un departamento o gerencia específica
- Un 74% de las empresas encuestadas han aplicado un Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo, con lo cual lleva control de la actividad y un 69% en sus indicadores abarcan a sus contratistas.
- A pesar de los aumentos que se observaron en el presente periodo los indicadores reactivos correspondientes a personal propio se mantiene en valores aceptables con tendencia a muy buenos en la mayoría de las compañías participantes.

- Los mismo observamos con los indicadores proactivos correspondientes al Personal Propio que se encuentran en estándares realmente buenos y en algunos casos esto se extiende al Personal Contratado.
- Un 49% de las empresas aplicaron alguna técnica de comportamiento. Este punto se ha desarrollado desde el benchmarking 2010 y ha crecido sustancialmente, más allá que si comparamos el valor con el periodo anterior ha disminuido, lo cual pasó de ser una debilidad para transitar el camino a una fortaleza.



- Un 45% de las empresas, de las empresas participantes, lograron estándares en los índices de Frecuencia; (sin tener accidentes Fatales, como así tampoco accidentes eléctricos) que se encuentran entre Muy Buenos y de Excelencia en función de los fijados por el GT.-SST Cier. Esta fortaleza no es poco; mostrándonos a nivel actividad y región que una de cada cuatro empresas encuestada posee indicadores de resultados de salud y seguridad en el trabajo de nivel óptimo.

Como debilidad podemos decir que sigue siendo una asignatura pendiente continuar en el camino de la mejora el control y seguimiento de la gestión de SST de los contratistas.

Es importante que este punto sea debatido en el interior de las compañías, darle prioridad, evalúe y conforme un plan de acción para colaborar desde la CIER a sus empresas asociadas a cambiar esta debilidad por una fortaleza.

## Presentación de la Síntesis Informativa 2015

A través de este documento la Comisión de Integración Energética Regional – CIER, presenta las principales estadísticas energéticas en países de América del Sur, América Central y República Dominicana actualizados al 2014. Se incluye información sobre generación, demanda, consumo, longitud de líneas, niveles de electrificación, tarifas eléctricas, transacciones e intercambios de energía e interconexiones eléctricas y gasíferas. Los datos contenidos fueron recabados a través de los Comités Nacionales de la CIER, sitios web de Organismos Oficiales y empresas de los sectores energéticos de cada país, así como Organismos Internacionales del sector.

Para leer el informe completo:  
<http://www.cier.org.uy/d06-sie/2015/sieCIER2015datos2014.pdf>



Información del sector energético  
en países de América del Sur,  
América Central y El Caribe

Datos del año 2014



Comisión de Integración Energética Regional  
www.cier.org.uy

## VIII Simposio Internacional sobre Seguridad Eléctrica



Los pasados días 21 y 22 de julio se llevó a cabo el VIII Simposio Internacional sobre Seguridad Eléctrica en el Aula Magna de la Sede Central de la Universidad Católica del Uruguay.

Co organizado junto a la Asociación Internacional de la Seguridad Social (AISS) y con el apoyo del CIER (Comisión de Integración Energética Regional), el simposio fue una instancia de intercambio de conocimientos y mejores prácticas en la materia, surgidas de los aportes de los ponentes y de intercambios con los participantes.

La edición inicial del SISE tuvo lugar en La Habana, Cuba, en el año 2001, celebrándose en los últimos años en diversos países de América Latina con una frecuencia de carácter anual. La VII edición del SISE aconteció en la ciudad de Querétaro, México, en el año 2015.

El día previo al Simposio se realizó una presentación a un grupo reducido por parte de la AISS en la Secretaría de la Cier. En esta presentación se expusieron las

experiencias y prácticas implementadas en países europeos como Alemania y se plantearon cuáles son los desafíos en los años venideros en seguridad energética.

El Simposio se realizó a sala llena con la presencia de aproximadamente 180 profesionales, especialistas, trabajadores y empresarios y sus representantes para crear vínculos relacionales en torno a la gestión de la Seguridad Eléctrica. Más de 20 expertos en la materia expusieron presentaciones de diversos temas que

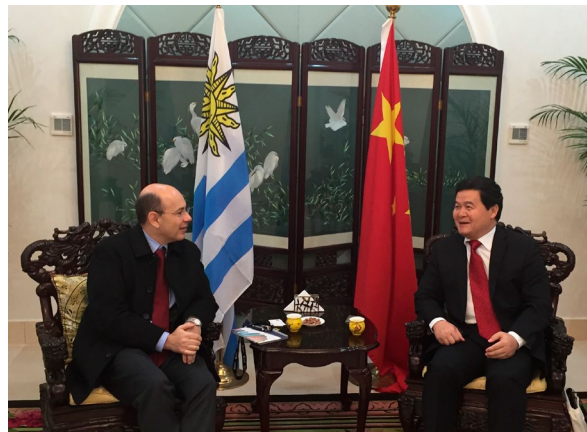
abarcaban los ejes temáticos de desafíos en la prevención, prevención de accidentes, seguridad en riesgo eléctrico y normativas para el uso seguro de electricidad.

La presente edición contó con la participación de especialistas representantes de 11 países de Europa y de América Latina, entre ellos Paraguay, Bolivia, Chile, Brasil, Ecuador, Perú, Colombia, Cuba y Uruguay.

### Visita a la Embajada China

El pasado 21 de julio el Director Ejecutivo de la Cier, Ing. Juan José Carrasco, se reunió con el Sr. Embajador de la República Popular de China, Dong Xiaojun. El objetivo de esta reunión fue dar a conocer las actividades que realiza la Cier en la región y establecer vínculos de cooperación con la República Popular de China.

China es el país líder en producción hidroeléctrica gracias a sus grandes represas y uno de los líderes en producción de energías renovables. Actualmente este país se encuentra realizando acuerdos con países de la región, visualizando posibles inversiones en materia energética.



### World Wild Fund y CIER co-organizan el primer evento del proyecto ARIESS



El pasado 20 de junio se llevó a cabo la primera reunión del Proyecto ARIESS en la ciudad de Bogotá, Colombia.

La reunión, co-organizada por WWF y CIER, tuvo como principal objetivo iniciar un diálogo de alto nivel sobre las oportunidades que existen para promover la integración regional empoderada por la energía renovable no convencional en América Latina, así como sobre las preguntas claves que una agenda aplicada de investigación debería de responder si la integración basada en energía renovable ha de avanzar en la región.

El **Proyecto ARIESS** (Análisis Regional de factibilidad de promover la Integración Eléctrica Sostenible de Suramérica como vehículo a la Mitigación del cambio climático) pretende cuantificar el potencial de escalamiento de energías renovables no convencionales como resultado de la integración energética regional, así como sus implicaciones en términos de reducción de emisiones en el sector eléctrico e incremento de la resiliencia energética en América Latina. El evento contó con la presencia de expertos regionales e internacionales en el tema.

### Nuevo informe técnico: marco legal y regulatorio del sector eléctrico regional

La CIER presenta este año 2016 un nuevo informe sobre el marco legal y regulatorio del sector eléctrico regional con el propósito de informar a sus asociados sobre las tendencias y cambios más importantes de impacto en la inversión y rentabilidad del negocio eléctrico.

Desde el año 2000 se analizan los modelos regulatorios de la Generación, Distribución y Transmisión. El estudio brinda una panorámica interesante dado que los países plantean caminos diferentes para el sector según visiones sobre el rol del Estado y objetivos de políticas públicas.

El documento se compone de dos secciones principales: resumen conceptual por región y análisis normativo por país. En la normativa de cada país se hizo especial énfasis en la forma en cómo el sector se encuentra organizado, sus autoridades principales y temas regulatorios importantes que afectan la rentabilidad e inversión.



Los gráficos y cuadros apuntan a medir, de alguna forma, el resultado obtenido a partir de las decisiones y modelos de cada país.

En esta edición hemos incorporado puntos que consideramos relevantes, como ser, para cada país, mayor profundidad en la identificación de los incentivos para las energías renovables no convencionales, presentación de precios de la energía por país y tendencia respecto al año anterior, destaque de los cambios regulatorios respecto al año 2015 y un breve concepto final sobre el impacto del modelo.

En este marco, se analiza la regulación eléctrica en Sudamérica, Centroamérica y República Dominicana. Para obtener el informe completo sugerimos ponerse en contacto con el Centro de Documentación e Información de la CIER (CDI), correo: [fvazquez@cier.org](mailto:fvazquez@cier.org)

## Informe final de la Encuesta Regional de Calidad de RRHH 2016



Desde el año 2013 se invita a las empresas asociadas a participar sin costo en un proceso de análisis comparativo sobre los atributos principales referidos a la dirección y gestión de su personal. Este año, además de la encuesta, se ha previsto el Seminario Internacional de RRHH que se llevará a cabo en Santo Domingo, República Dominicana, los días 26, 27 y 28 de setiembre próximo, con el fin de discutir los resultados y debatir sobre las prácticas aplicadas por las empresas participantes (más información en <http://rrhh.cecacier.org>)

Los principales aspectos que se destacan del informe final son los siguientes:

- Participaron 33 empresas de 11 países, capitales privados, mixtos, públicos, negocios de generación, transmisión y distribución. 45% capital público, 30% privado.

- El 85% de las empresas gestionan los RRHH con un alto nivel de calidad medido por el Índice Global CIER.
- Esta medición se realiza tomando en cuenta 20 indicadores agrupados en 4 categorías: demográfico, diseño organizativo, estrategia de RRHH, impacto.
- El informe revela prioridades que necesitan atención como ser:
  - Atracción, retención y desarrollo del talento.
  - Transferencia de conocimientos intergeneracional.
  - Identificación y preparación de sucesores.
  - Proceso de evaluación de desempeño con alcance a todos los niveles.
  - Modelo de competencias como herramientas de gestión amplio alcance.
  - Programa de Remuneraciones de que incluya pago fijo y variable por desempeño y resultados del negocio.
- Capacidades que las empresas eléctricas manejan adecuadamente:
  - Gestión de las relaciones laborales.
  - Diseño organizativo.
  - Procesos de selección y formación formalizados.
  - Estabilidad laboral para los empleados.
  - Baja tasa de rotación.
  - Funciones de RRHH alineadas a requerimientos del negocio.

Junto al informe y seminario mencionados anteriormente, cabe destacar que la CIER ofrece cursos a distancia y presenciales en Gestión por Competencias y Desafíos para la Gestión del Talento con el fin de atender una necesidad que surge del estudio realizado (más información en <http://www.cier.org.uy/d04-capacitacion/campus/index.htm>).

SEMINARIO INTERNACIONAL

# RRHH

Desafíos de las Empresas Eléctricas en la Era de la Energía Inteligente



## 26, 27 y 28 SEPTIEMBRE 2016

### Costos de inversión

Inscripciones	Cuota \$
Seminario y Curso Miembros CIER	\$800.00
Seminario y Curso No Miembros CIER	\$950.00
Seminario Miembros CIER	\$650.00
Seminario No Miembros CIER	\$800.00
Curso Miembros CIER	\$300.00
Curso No Miembros CIER	\$450.00

**¡Pronto mayor información!**

**HOTEL REAL INTERCONTINENTAL  
SANTO DOMINGO  
REPÚBLICA DOMINICANA**

**Lunes 26 setiembre: CURSO  
Martes 27 y Miércoles 28 setiembre: SEMINARIO**



Con el apoyo de:





# Desafíos del reasentamiento de población y la gestión predial en proyectos de desarrollo, caso proyecto hidroeléctrico Sogamoso, Colombia

IntegraCIER - Congreso Iberoamericano De Energía  
Noviembre 2014

## Autores:

**Olga Lucía Ríos Hincapié**, Trabajadora Social, Profesional Ambiental Proyectos – ISAGEN – Colombia.

**Luis Emilio Díaz Salgado**, Ingeniero Civil, Coordinador Gestión Predial y Reasentamiento – ISAGEN – Colombia.

**Jose Daniel Vidal Anaya**, Ingeniero Civil, Profesional Gestión Predial – ISAGEN – Colombia.

## DATOS DE LA EMPRESA

### ISAGEN

**Dirección:** Carrera 30 No. 10C - 280

**País:** Colombia

**Teléfono:** +57 (4) 448 72 27

**Fax:** +57 (4) 448 88 87

**E-Mail:** orios@isagen.com.co

## Trabajo Final

El Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso se localiza en el departamento de Santander (Colombia). El proyecto hidroeléctrico tendrá una capacidad instalada de 820 MW con lo cual se produce una energía promedio anual de 5.056 GWh.

Como parte del Plan de Manejo Ambiental aprobado en la licencia ambiental del Proyecto, se contempló el Programa Restablecimiento de las Condiciones de Vida de la Población a Trasladar, con el propósito de restablecer de manera integral las condiciones de vida de las familias localizadas en los predios requeridos para el desarrollo del Proyecto a partir de un proceso de concertación durante todas las fases del proceso.

Como alcances del programa se tiene el reasentamiento rural de la población de 183 familias y la negociación de 377 predios.

En éste texto se comparte la experiencia de ISAGEN en el proyecto Hidroeléctrico Sogamoso, profundizando en los desafíos y lecciones aprendidas durante el desarrollo del Programa Restablecimiento de las Condiciones de Vida de

la Población a Trasladar, se identifican factores de riesgo que deberán tenerse en cuenta al emprender programas similares y algunos lineamientos metodológicos, que posibiliten generar procesos de reasentamiento, concebidos como oportunidades para el desarrollo territorial y la gestión empresarial.

El traslado de la población contempló varias modalidades: El reasentamiento grupal, el reasentamiento individual, la relocalización en el mismo predio y la negociación de predios así:

### Reasentamiento Grupal:

Ésta modalidad de reasentamiento contempló la restitución de un predio de mínimo 5 hectáreas, una vivienda campesina, la implementación de un proyecto productivo, la restitución de la infraestructura social y de servicios y la capacitación y acompañamiento social necesarios para su adaptación al nuevo hábitat.

Está modalidad se dirigió a las comunidades nucleadas y se buscaba mantener las redes de apoyo familiar y comunitario, buscando predios cercanos a los predios de origen, similitudes con sus predios originales en cuanto a clima, actividad, productiva, vías de acceso, equipamiento comunitario, entre otros.

### Reasentamiento Individual:

Ésta modalidad incluyó la asesoría a las familias para la adquisición de un inmueble en el sector rural o urbano. Para el caso de predios rurales se consideró la adquisición de predios en etapa productiva con uso agrícola o pecuario, el mejoramiento de vivienda y el fortalecimiento del proyecto productivo, así como acompañamiento social necesarios para su adaptación al nuevo hábitat.

Las familias que optaron por ésta modalidad, en su mayoría fueron familias de avanzada edad o que querían quedar cerca de familiares y amigos. Se buscó evaluar en ésta modalidad las condiciones legales y productivas del predio, su localización, redes sociales a las cuales pudieran integrarse.

### Relocalización en el mismo predio:

Dirigido a los propietarios de predios afectados parcialmente, en una proporción menor al 70% del área total (según lo

establece la Ley 56 de 1981) que, previo análisis del área que no era requerida para la construcción de las obras del Proyecto y su operación, permitiera el restablecimiento de las condiciones de vida de la familia y las actividades productivas en el área restante – no afectada.

En ésta modalidad las condiciones iniciales se ven modificadas más que todo en cuanto al mejoramiento de la vivienda.

El reasentamiento se dirigió a:

- Propietarios de menos de 20 hectáreas
- Poseedores de predios que al momento del censo (año 2008) tuvieran 3 años de residir en el predio. Se entienden como poseedores las familias que tenían una ocupación de hecho, sin que tuvieran ningún documento de propiedad
- Vivientes que al momento del censo (año 2008), llevaran 5 años en el predio. Los vivientes eran familias que con autorización del propietario habitaban y usufructuaban parte del predio, pero sin que mediara una relación laboral.

### Negociación Directa:

La negociación de predios está orientada a los propietarios y poseedores de predios con terrenos cuya extensión es superior a 20 ha, o aquellas familias que no opten por ninguna de las modalidades de reasentamiento.

Contempló la asesoría legal para la adquisición de una nueva propiedad.

El enfoque desarrollado por ISAGEN para éste programa, contempla una mirada del cambio como oportunidad para el desarrollo de aspiraciones individuales, familiares y comunitarias, la concertación y participación tanto de los pobladores como de sus autoridades locales.

El traslado de población generado por grandes obras como las hidroeléctricas, tiene incidencia en la vida y en el territorio, que desde las fases de estudio deben ser analizados y atendidos, lo cual implicó para su desarrollo entender el modo de vida de los pobladores, sus aspiraciones, capacidades y dificultades.

Para el desarrollo de éstos alcances, la Empresa abordó la pregunta, que a su vez, se ha convertido en un reto empresarial de ¿cómo hacer para que el reasentamiento, se desarrolle con la mejores prácticas empresariales y se logre que en el dialogo con la población, la ejecución de estos programas se diseñen e implementen, de tal forma que se mejoren las condiciones de vida de la población que debe ser trasladada, teniendo una visión compartida de desarrollo?

La construcción metodológica del Programa se planteó desde varios momentos:

- Acercamiento: Contexto del territorio y los impactos generados por el traslado de población: Los estudios ambientales permitieron reconocer el territorio y caracterizar los impactos generados por el proyecto con las alternativas. El censo de población y predial fue la herramienta base, para identificar y caracterizar la población.

Etapas caracterizadas por la incertidumbre y temor sobre el desarrollo del Proyecto. Ésta etapa incluyó un conocimiento de cada familia y un acercamiento a las expectativas de cada uno frente al traslado.

- Concertación: Ésta es la etapa de la toma de decisiones, en la cual se definen y construyen conjuntamente con las familias alternativas, de acuerdo al proyecto de vida familiar. Implica definiciones como el sitio donde se va a vivir, los vecinos, la vivienda, el proyecto productivo. Es una etapa de tensión e imaginarios.

Implicó reconocer los tiempos que cada familia tiene y la flexibilidad frente a los acuerdos e iniciativas de las familias sobre como se pensaban en su nuevo territorio.

- Transición: Es una etapa en la cual las familias empiezan a empoderarse de su nuevo territorio, comprende el diseño y la construcción de la infraestructura de servicios públicos y sociales, las unidades de vivienda, el equipamiento comunitario; así como la adecuación de las tierras y el montaje de los procesos relacionados con el restablecimiento de las actividades productiva.

Ésta etapa implicó un reto fue un hito importante para las familias y la Empresa, ya que implicó concretar lo que se había plasmado en los diseños y acuerdos concertados, también tuvo como efecto la generación de credibilidad y confianza entre las partes.

- Traslado: Es un hito muy importante en el proceso, en el cual las familias concretan el traslado físico y se avanza en el proceso de adaptación. lo que implica jornadas de acompañamiento en procesos de elaboración del duelo frente a la entrega de sus predios, los posibles cambios en las relaciones de vecindad, las expectativas en torno a su nuevo espacio de residencia, el desarrollo de las actividades productivas y por consiguiente la transformación de las redes productivas y comerciales.

Es una etapa compleja, ya que las familias se enfrentan a nuevas realidades y cuya respuesta puede darse de forma positiva o negativa, lo cual se manifestó en la resiliencia que cada familia tenía.

La complejidad era aun mayor para los grupos familiares que no eran propietarias de predios o se dedicaban a actividades informales, que exigió una mayor responsabilidad al momento de emprender las actividades y sentirse propietarios.

- Fortalecimiento de Redes: Fase de fortalecimiento de las relaciones sociales, culturales, económicas, organizativas y familiares. Esta fase es decisiva para el restablecimiento de las condiciones de vida de la población ya trasladada pues propone la construcción y afianzamiento de nuevas relaciones en su nuevo contexto, de las formas de organización y de participación comunitaria existentes previo al traslado.

Así mismo el conocimiento, uso y aprovechamiento de los servicios sociales existentes en el área receptora y los restituidos por el Proyecto; el fortalecimiento económico de las familias en cuanto a lograr, el restablecimiento de la productividad, la generación de empleo y el aumento y estabilidad de los ingresos familiares.

- Consolidación del Reasentamiento: Es la fase final del reasentamiento, en la cual se logra el restablecimiento de las condiciones de vida de las familias y su inserción en el territorio y con las comunidades receptoras, una vez se logra la sostenibilidad del reasentamiento.
- Monitoreo y seguimiento: Ha sido una fase transversal en todo el proceso, implicó definir indicadores que permitieran medir el proceso de cada familia y reorientar estrategias de intervención de acuerdo a la particularidad de cada grupo.

## Restablecimiento de la actividad productiva el eje del reasentamiento

Un eje fundamental para la sostenibilidad del reasentamiento, es el restablecer la actividad productiva del empleo de las familias, las cuales, además de posibilitar los ingresos, permite consolidar la autonomía de las familias.

Las familias que hacen parte del Programa tienen vocación agrícola combinada con la pesca artesanal. Estas familias no tenían propiedad sobre la tierra en sus lugares de origen, con una alta vulnerabilidad e inestabilidad en sus ingresos debido a que dependían de los períodos de cosecha, mantenimiento de cultivos y actividades pecuarias en las haciendas vecinas.

En el proceso de reasentamiento se concertaron proyectos productivos de tipo agrícola y pecuario. Los proyectos productivos se establecieron en un área de 3 hectáreas para cada familia y contempla los componentes de:

- un arreglo productivo agrícola y/agropecuario
- El establecimiento de un componente de seguridad alimentaria
- Instalación de infraestructura productiva
- Fortalecimiento socio-empresarial.
- Apoyo requerido en insumos, mano de obra, herramientas y material vegetal
- Capacitación y acompañamiento técnico

El proceso desarrollado con las familias para la implementación de los proyectos productivos comprendió:

- **Caracterización Económica y Productiva de las Familias:** A partir de la realización de visitas a cada familia, se efectuó una caracterización de la actividad económica de grupo y de su vocación productiva, identificando los factores culturales, sociales y técnicos. Igualmente se conocieron los egresos de cada grupo familiar.

Esta información sirvió de base para perfilar las expectativas familiares, los recursos con los cuales contaba la familia como mano de obra disponible para la implementación de la actividad y la vocación productiva.

- **Encuentros de Autodiagnóstico Comunitario:** En encuentros comunitarios se analizó la experiencia productiva de las familias, y las propuestas que en comunidad se presentaban para fortalecer núcleos de trabajo productivo, relacionadas con las líneas definidas conjuntamente.

- **Concertación del Proyecto Productivo familiar:** Con cada familia se realizó un acuerdo relacionado con un “plan de inversión”, que contempló las diferentes fases del proyecto. Identificando proyectos de corto, mediano y largo plazo.

El montaje de proyectos productivos se orientó a dos propósitos posibilitar mejorar la seguridad alimentaria de la familia y la generación de ingresos, basada en sistemas productivos propios de la región.

Los sistemas productivos identificados fueron:

Cacao, aguacate y plátano

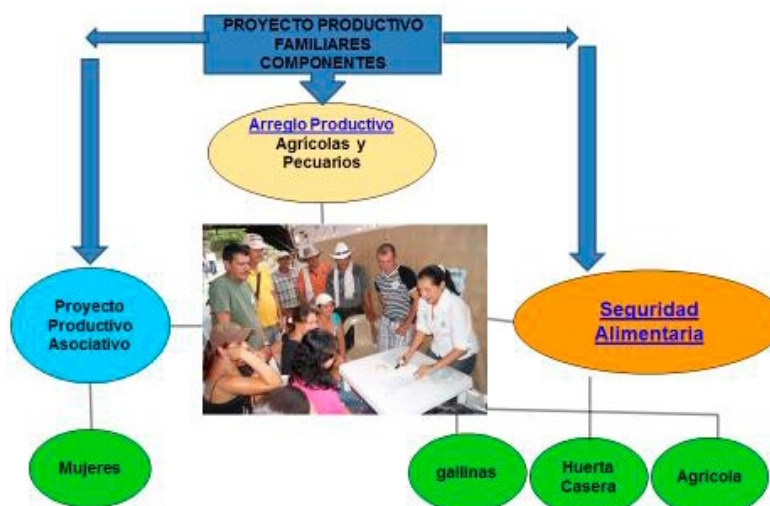
Cacao, cítricos y plátano

Cítricos

- **Procesos Formativos:** Las familias participaron en todas las fases en procesos formativos, mediante capacitaciones y actividades prácticas que sentaran las bases necesarias para adquirir habilidades en torno a nuevas tecnologías y administración de los Proyectos. Se incorporaron estrategias pedagógicas de “aprender haciendo” el fortalecimiento de competencias para el grupo de familias y la incorporación de tecnologías apropiadas a los sistemas de producción agropecuario, para lo cual se realizaron talleres, jornadas de capacitación, giras y días de campo para conocer experiencias similares.

- **Implementación Productiva:** Para el establecimiento y sostenimiento de estos proyectos se realizará la financiación de las actividades hasta que inicie la producción y se establece el nivel de ingresos de la nueva actividad económica.

- **Fortalecimiento De Redes De Productores:** Paralelamente a los proyectos productivos se ha fortalecido la organización de productores. Esto implicó vincular a la población a programas municipales, departamentales y nacionales que puedan contribuir a mejorar la articulación de las familias con otras iniciativas que puedan mejorar los proyectos productivos con las familias.





### Lecciones aprendidas:

- Los proyectos productivos son el eje del reasentamiento, ya que en la medida que la actividad productiva permita la obtención de ingresos para cubrir necesidades básicas y ahorrar recursos, las familias se hacen más autónomas.
- La propiedad de la tierra significa para las familias mayores responsabilidades y arraigo
- Los proyectos productivos deben tener una perspectiva de corto, mediano y largo plazo, donde en la medida que se implementan los proyectos, las familias desarrollan procesos pedagógicos y procesos formativos.
- La incertidumbre frente al funcionamiento del proyecto productivo, requiere de un permanente acompañamiento que permita en la práctica ir tomando medidas correctivas y fortalecer el proyecto en la medida que sea necesario.
- La familia debe ser la responsable del proyecto productivo y se deben generar las herramientas necesarias y los recursos, para que ellas sean las responsables de montar su proyecto y apropiarse del mismo.
- La mujer cumple un rol fundamental en la toma de decisiones familiares, por lo cual debe ser vinculada activamente en el proceso.
- Se requiere del establecimiento de indicadores que posibilite establecer la sostenibilidad de los proyectos productivos.
- La restitución económica de las diferentes actividades productivas, deberá estar basada en las preferencias de los afectados, la vulnerabilidad, la capacidad adaptativa, y en la viabilidad de su implementación y sostenibilidad.

### La vivienda e infraestructura social el lugar de protección de la familia

En el proceso de reasentamiento se concertaron de manera participativa cuatro tipologías de viviendas que permitió a través de talleres participativos y observación participante identificar los materiales, diseño, distribución de espacios y significados que las familias daban a los espacios íntimos (vivienda) y los espacios públicos (escuela, vías, distribución del asentamiento, lugares de encuentro).

Un aspecto importante fue la construcción de una “casa modelo”, lo cual permitió a las familias ver materializado lo que habían plasmado en las maquetas y hacer sus observaciones frente a los materiales y distribución de los espacios.

En el caso del reasentamiento individual se realizó el mejoramiento de viviendas existentes, a partir del concepto de tener una vivienda digna y un espacio saludable para sus habitantes. Para ello se priorizaron actividades como el mejoramiento del saneamiento básico, mejoramiento del espacio de la cocina, unidades sanitarias y pisos.

En la infraestructura social, se diseñó de manera participativa con las comunidades y las alcaldías municipales para la restitución de 5 escuelas nuevas y el mejoramiento de 4 escuelas más. Se construyeron vías de acceso de acuerdo a los sitios definidos por cada familia para la localización de la vivienda y se construyeron espacios para el encuentro comunal como salones comunales y canchas.

Otro de los aspectos importantes para compartir es el desarrollo de la gestión predial, que ha permitido a ISAGEN, importantes retos para concretar acuerdos entre las partes y llevar a efecto procesos de negociación fundamentados en el diálogo.

### Procesos de negociación: algo más que la compra de tierras

El embalse del proyecto Hidroeléctrico Sogamoso, ocupa casi 7000 hectáreas, y se requirió 4000 más para la zona de protección que circunda al embalse, incluyendo en estas, las áreas identificadas como inestables, las cuales debían ser adquiridas para su conservación.

El 70% de los predios requeridos estaban conformados por terrenos de bajas pendientes o vegas de los ríos Sogamoso y Chucurí, donde se combinaba las actividades agrícolas y ganaderas, las cuales generaban la mayor ocupación de la población. En el caso de las actividades agrícolas se tienen los cultivos de pancoger y los de cítricos y cacao con fines comerciales. En el 30% restante, por lo escarpado del área, el uso del uso estaba centrado en la cría de caprinos.

Relacionado con la concentración de la tierra, se encontró que el 60% de las tierras requeridas para el embalse, estaban en manos de 10 propietarios, de una totalidad de 160. La ocupación de estos predios también estaba por parte de las familias que fueron incluidas en el programa de reasentamiento y que en su mayoría usufructuaban parte de estos predios de manera informal

Vale la pena destacar que el área de influencia del proyecto, había vivido intensamente, durante más de dos décadas el conflicto armado interno que sufrió el país, pasando alternativamente de la violencia generada por guerrilleros y paramilitares, la guerra librada entre ellos, y por supuesto, la que resultaba del enfrentamiento de las fuerzas del estado con las irregulares.

En éste contexto se había generado procesos de desplazamiento y de apropiación de la tierra, creándose desde ese entonces, comunidades en territorios que habían sido ocupados a la fuerza, bajo la teoría de “la tierra para quien la trabaja”.

La gran mayoría de los propietarios existentes al inicio del proyecto, habían sufrido en carne propia, el secuestro, el robo de ganado, el incendio de sus fincas y la ocupación o invasión de sus tierras por campesinos sin tierra. . Habían resistido el paso de la violencia y defendieron sus tierras, En momentos de paz se encontraban cuando se iniciaron las gestiones prediales para el Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso.

En un inicio implicó generar procesos de confianza para lograr una negociación de los predios que implicará acuerdos satisfactorios entre las partes y el gran reto era la adquisición de predios sin recurrir a la expropiación.

En el ordenamiento jurídico colombiano, la Ley 56 de 1981, establece que el ejecutivo, puede “Declarar de utilidad pública e interés social los planes, proyectos y ejecución de obras para la generación, transmisión, distribución de energía eléctrica, acueductos, riego, regulación de ríos y caudales, así como las zonas a ellos afectadas”.

Esta misma Ley define los procedimientos que deben llevarse a cabo por parte de las empresas ejecutoras o propietarias de los proyectos, para la adquisición de predios para obras de interés Público. Los trabajos de información

del proyecto, en donde se hacía énfasis, en la participación que podían y debían tener los propietarios en la definición de los precios a los cuales se iban a negociar sus propiedades, abrieron puertas de conocimiento y relacionamiento con dichos propietarios, quienes sintieron desde un principio, que ISAGEN valoraría debidamente sus propiedades, que cumpliendo la Ley habría respeto por la propiedad privada, y que serían funcionarios de ISAGEN, quienes, directamente liderarían los procesos de negociación.

El primer reto parcial fue la escogencia de un representante de los propietarios, para la conformación de la Comisión Tripartita, órgano definido por la ley 56 de 1981, donde tendrían asiento, un representante de los propietarios, un representante de ISAGEN, y un representante del INSTITUTO GEOGRÁFICO AGUSTIN CODAZZI, organismo oficial, que tiene entre sus funciones, el ordenamiento catastral, la definición de usos de suelos y el avalúo de las tierras en Colombia.

Para la escogencia del representante de los propietarios, se realizó una Asamblea General de Propietarios, donde participó el 80% de los mismos, validando el proceso de la gestión predial a través de este mecanismo y definiendo desde ese momento, una participación activa y una veeduría permanente, por parte de los propietarios, a las actividades de la recién creada Comisión Tripartita.

La Comisión Tripartita sesionó durante cinco meses, con reuniones mensuales, para dar como resultado el Manual de Valores Unitarios, el cual, debido a la permanente retroalimentación que daban los representantes de los propietarios a sus electores, iba contando con la validación de los mismos, sin perder la independencia de la Comisión, pero a la vez asegurando la aceptación de los propietarios de los términos, procedimientos y valores, que conformarían el Manual.

Se resalta que para la definición de los precios que se daría a cada uno de las zonas en las cuales se dividió el proyecto, dada la diversidad de las características a lo largo del área del proyecto, se convocó, lo que se denominó el Panel de Expertos, en la cual participaron firmas reconocidas en el tema de avalúos, lonjas de propiedad raíz del departamento de Santander, y evaluadores funcionarios de organismos estatales. De esta forma se recogieron apreciaciones, información y experiencia de estos reconocidos profesionales, y se complementó el manual de valores.

Conformado el Manual de Valores Unitarios, el siguiente paso exitoso fue su aprobación, sin observación alguna, por parte del Ministerio de Minas y Energía de Colombia, lo cual legitima la mayor herramienta para unos avalúos que buscaban el justiprecio de las propiedades requeridas, y la aceptación y fácil negociación de los mismos.

Hacer la Gestión Predial en un territorio lleno de propietarios con tradición centenaria sobre la propiedad, con gran arraigo por su tierra, con una historia de lucha por la conservación de tierra, y que de repente ven solicitadas sus tierras por una empresa cuyo mayor accionista es el Estado, de un Estado que la gran mayoría de las veces consideran lejano implicaba desarrollar una gestión predial que iba mucho más allá de un justo avalúo de sus propiedades.

Para muchos era el abandono de los lugares en donde habían vivido toda su vida, el único sitio de la tierra en donde se sentían, cómodos, confortables y felices: para ellos, los programas de acompañamiento psicosocial implementados por ISAGEN, ayudaron a la adaptación de estos propietarios, parceleros en su mayoría, al establecimiento conforme, en sus nuevos sitios de vida. Para algunos, sobre todo para aquellos, a quienes la violencia de décadas pasadas arrastró a estas tierras, fue esta la oportunidad para volver a remotos lugares de origen.

Mención especial corresponde a los medianos y grandes propietarios, quienes sentían que con la venta de sus terrenos para el Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso, una vez superada la duda sobre los valores de sus propiedades, aportaban al desarrollo de su región y lo veían como oportunidad para la región.

A solo dos predios, de 186 que debían negociarse, se les inició proceso de expropiación; en uno de ellos se logró un acuerdo ad portas de la sentencia de expropiación. En el otro, se lograron acuerdo con el 86% de los dueños de derechos en proindiviso de un predio de 7 hectáreas.

De lo justo de los precios ofrecidos por ISAGEN, del respeto por el valor de las propiedades privadas, del respeto por los procedimientos legales, hablan las negociaciones directas logradas con los otros 184, propietarios. Por eso consideramos, que el gran reto: adquisición de predios sin expropiación, lo cual implicó en todo el proceso de diálogo de gestión de conflictos donde se llegara a acuerdos satisfactorios entre las partes.



# CLADE 2016

## III CONGRESO DE LAS AMÉRICAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

*"Innovación Tecnológica para un Servicio Eficiente"*

**3 al 5 de Octubre de 2016**

Sheraton Hotel, Ciudad de Córdoba, República Argentina

ORGANIZA:



AUSPICIA:



### Consideraciones Finales

Cuando se está ejecutando un programa como el de restablecimiento de las condiciones de vida, se tiene una gran responsabilidad ya que implica la transformación de la vida acostumbrada de las personas y ello requiere de una gran dosis de creatividad y rigurosidad para que el cambio realmente se convierta en oportunidad.

Hoy en día las Empresas enfrentan un desafío desde su concepción de responsabilidad corporativa cuando emprenden procesos de reasentamiento y de gestión predial, pues en ello se ven comprometida la ética empresarial y la concepción de desarrollo, que supera lo meramente económico y tiene relación con el respeto de los derechos humanos y la manera como la empresa aporta al desarrollo del territorio.

Implica la concepción del otro como sujeto de derecho, la vinculación de la mujer y la familia, el apalancamiento de sus proyectos de vida, el fortalecimiento de la autonomía y capacidades comunitarias.

- Se entiende que la gestión de la empresa además de atender los impactos generados, debe ir más allá, posibilitando en colaboración con otros, que le apuesten a un mejoramiento de la calidad de vida de las familias y comunidades.
- La información que se tiene sobre las familias tanto desde el estudio ambiental como en la ejecución del programa es fundamental para determinar impactos, niveles de vulnerabilidad de las familias y construir

las medidas de manejo. Ésta información debe ser dinámica para hacer seguimiento al proceso de cada familia, se destaca la información de los censos socioeconómica y predial, diarios de campo, estudios etnográficos, sistematización de la experiencia.

- Es necesario construir tanto para el reasentamiento como para la gestión predial un abanico de opciones que posibilite opciones amplias para las familias y flexibilidad en los procesos de concertación.
- Construir relaciones de confianza, lo cual implica una relación cara a cara, especialmente en los momentos críticos del programa.
- Trabajo en torno a la corresponsabilidad y la concertación
- Es necesario profundizar en los análisis del territorio y el contexto en los cuales se construyen éste tipo de proyectos
- El reasentamiento debe profundizar en el trabajo con las comunidades receptoras, de tal forma que éstas sientan el reasentamiento como una oportunidad.
- Los proyectos productivos deben lograr mejorar la calidad de vida de las familias y debe permitir la adquisición de herramientas para su autonomía.
- Es importante vincular de manera concreta al Estado en la toma de decisiones y como terceros validadores del proceso.



SEMINARIO IBEROAMERICANO DE  
**ENERGÍAS RENOVABLES**  
17 y 18 de Noviembre de 2016 - Santiago, Chile

[www.sibercier.com](http://www.sibercier.com)



---

# AES El Salvador agilizará la administración de sus trabajos en campo gracias a Open Smartflex



AES El Salvador, filial de la eléctrica estadounidense AES Corporation, a través de sus empresas CAESS, CLESA, EEO y DEUSEM, distribuye energía eléctrica en el 80% de El Salvador y cuenta con alrededor de 1.2 millones de clientes. AES bajo su visión de sostenibilidad promueve la generación renovable, así con AES Nejapa genera 6MW de energía eléctrica a base de gas metano producido por relleno sanitario, mientras que su planta de generación de energía solar AES Moncagua, cuenta con una capacidad instalada de 2.5 MW.

La magnitud de las operaciones de AES en El Salvador los ubica como uno de los principales grupos inversionistas del país. Por ello, uno de sus objetivos es la alineación de todos sus esfuerzos para alcanzar niveles de calidad de servicio de clase mundial, que faciliten el constante crecimiento industrial y comercial, para mejorar la calidad de vida de la población

Como parte del plan estratégico de modernización de sus operaciones, AES El Salvador adquirió Open Smartflex, una solución de última generación que le permitirá optimizar su gestión operativa. La solución se apoya en tecnologías móviles y geolocalización que permitirán a AES gestionar órdenes de servicio de forma rápida y oportuna, programar efectivamente sus actividades, ubicar trabajos y planear eficientemente los recorridos, todo con el objetivo de incrementar la productividad de sus equipos de trabajo en campo.

El principal objetivo de esta implementación obedece a la búsqueda permanente de AES El Salvador por lograr la satisfacción de sus clientes “este es uno de los pilares básicos de nuestras empresas, por eso hemos decidido, estratégicamente, apoyar nuestras operaciones de campo en tecnología e infraestructura de punta, necesarias para brindar calidad y continuidad en la prestación de nuestros servicios”, puntualizó Sergio Pérez, Vicepresidente de AES El Salvador.

Actualmente el proyecto se encuentra en la fase de implementación. “iniciamos este proceso con la solución de Open Smartflex, utilizando dispositivos móviles, con el objetivo de optimizar las rutas y así

brindar un servicio más ágil asignando órdenes en tiempo real a nuestros equipos de trabajo en campo” aseguró el Vicepresidente de AES El Salvador.

Por su parte, el Vicepresidente de Desarrollo de Negocios de OPEN, Erick Vivas, indicó: “nos complace mucho haber sido elegidos por AES El Salvador como aliados tecnológicos en su proceso de modernización de operaciones. Estamos seguros que con nuestra solución de clase mundial y gracias a la experiencia de nuestra organización en el mercado latinoamericano, lograremos apoyar el cumplimiento de sus objetivos corporativos”.

---



Plataforma de software modular y flexible  
diseñada para apoyar a las empresas de servicio  
de energía eléctrica en su efectiva transformación  
tecnológica, a través del soporte de sus procesos  
comerciales y operativos.

**EL CAMINO MÁS CORTO ENTRE LA  
IMAGINACIÓN Y LA IMPLEMENTACIÓN**



Para mayor información acerca de **Open Smartflex energyCIS**  
Visitenos en [www.openintl.com](http://www.openintl.com)  
Escribanos a [energycis@openintl.com](mailto:energycis@openintl.com)



# Legislación ambiental, análisis y estudios ambientales de la expansión de redes eléctricas en el proceso de implantación de centrales eólicas en Uruguay

IntegraCIER - Congreso Iberoamericano De Energía  
Noviembre 2014

## Autores:

**M.Sc.Ing. C. Cabal**, Gerente Medio Ambiente  
– Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones  
Eléctricas – UTE – Uruguay

**Ing. R. Curbelo**, Subgerente Gestión Ambiental de  
Proyectos – Administración Nacional de Usinas y  
Trasmisiones Eléctricas – UTE – Uruguay

## DATOS DE LA EMPRESA

### U.T.E

**Dirección:** Paraguay 2431

**Localidad:** Montevideo, Uruguay

**Código Postal:** 11800

**Teléfono:** +598 2209 0051 / +598 2208 7620

**Fax:** +598 2200 2927

**E-Mail:** ccabal@ute.com.uy

## Síntesis del trabajo

En los últimos años se observa una fuerte expansión del parque generador eléctrico nacional en diversas tecnologías en la búsqueda de la tan ansiada independencia energética. Esta expansión incluye el ingreso de generación eólica a una escala relativa que no tiene antecedentes a nivel País, lo que representa un desafío desde múltiples aspectos. En particular, el presente artículo tratará la problemática asociada a la implantación de la generación eólica a gran escala desde el punto de vista ambiental y de ordenamiento del territorio, en el contexto de un país latinoamericano en crecimiento.

Como principal elemento diferenciador de este crecimiento se destaca un efecto de descentralización y dispersión de la oferta y de la demanda de energía eléctrica, lo cual obliga a reformular el diseño conceptual de las redes de transmisión, migrando desde una característica histórica basada en movimientos de grandes bloques de energía

desde importantes proyectos hidroeléctricos y térmicos fluyendo hacia grandes centros de consumo, a una estructura de generación dispersa en diferentes zonas del país y una demanda con un mayor equilibrio geográfico.

En primer lugar se hará una breve descripción de los pasos dados hacia la implantación de los parques eólicos y la interacción con proyectos de iniciativa privada. Luego se exhibirá la evolución de la legislación nacional y los criterios para su evaluación, continuando con una descripción del medio social e institucional. Una vez analizados estos aspectos, y a la luz de las experiencias recolectadas hasta el momento, se arribará a una serie de conclusiones y recomendaciones a tener en cuenta en la planificación futura de este tipo de generación.

## 1. Introducción

La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) es una empresa pública uruguaya que cubre los sectores de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. De acuerdo a la legislación vigente debe mantener la seguridad y eficiencia del abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en el país.

Debido a que Uruguay, hasta el momento, no cuenta con producción de petróleo o gas, la mayor parte de las fuentes energéticas no-renovables presentes en la matriz energética nacional son importadas, estresando la economía por la significativa salida divisas para comprar dichas fuentes del exterior.

Hasta el año 2005, la energía de origen eólico no tuvo relevancia en la matriz global de abastecimiento energético de Uruguay, teniendo un rol principalmente asociado a bombeo de agua en sectores rurales.

Sin embargo, a partir de 2007, un grupo de trabajo coordinado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería desarrolló una propuesta de Política Energética Nacional de Largo Plazo. Adicionalmente, a comienzos de



la actual Administración (2010-2015), se alcanzó un acuerdo interpartidario con representantes de todos los partidos políticos con representación parlamentaria. Este acuerdo fortaleció los instrumentos promovidos luego desde el Gobierno Nacional.

Como lineamiento estratégico, la Política Energética Uruguay estableció la visión de independencia energética en un contexto de integración regional, con sostenibilidad ambiental y atendiendo al desarrollo económico, hacia un país productivo con justicia social. Se establecieron cuatro ejes principales:

- i) Un rol principal del Estado Nacional como director del sector energético y participación regulada en la generación de energía de empresas del sector privado.
- ii) Diversificación de la matriz energética (en fuentes y en orígenes), incluyendo objetivos como: asegurar el suministro al menor costo posible, reducir la dependencia del petróleo, aumentar el uso de fuentes energéticas autóctonas, impulsar las fuentes renovables no-convencionales, introducir otras fuentes de respaldo (como el gas natural), promover proyectos que fortalezcan el desarrollo local, garantizar la protección ambiental.
- iii) Promoción de la eficiencia energética en todos los sectores de actividad.
- iv) Acceso adecuado a la energía para todos los sectores de consumo, incluyendo una canasta energética para la población de menores recursos, extensión de la red eléctrica rural, promoción de la inclusión social y mejor información energética hacia la población.

El acuerdo interpartidario incluyó en su informe final gran parte de los aspectos antes mencionados, tanto para el lado de la oferta como para el de la demanda.

En el caso del sector eléctrico y específicamente en relación con las energías renovables no-convencionales, el acuerdo incluyó metas para alcanzar la instalación de nueva capacidad, por 300 MW de eólica y 200 MW de biomasa conectados a la red para el año 2015. La respuesta positiva obtenida de los interesados en los primeros procesos competitivos permitieron al Gobierno de Uruguay y a UTE reestructurar los objetivos en el área de energía eólica, incrementando la meta a 2015 hasta 1200 MW, bajo una combinación de procedimientos.

Este plan de expansión de recursos de generación presenta entre sus características un importante número y capacidad de proyectos basados en fuentes renovables, sumada a la ampliación de la interconexión con Brasil, la instalación de la central regasificadora como fuente de abastecimiento al respaldo térmico nacional y el ciclo combinado en Punta del Tigre. Además de las expansiones del lado de la oferta, se suman cambios en la composición de la demanda, manteniendo un crecimiento global estable, con un mayor peso del Interior del país y con proyectos industriales puntuales que presentan en sí mismos un consumo eléctrico a ser tenido en cuenta en forma desagregada.

## 2. Impacto en líneas de alta tensión

Las características de expansión de demanda y oferta,

incorporando asimismo acciones de eficiencia energética y fases de implementación de redes inteligentes, manteniendo una creciente exigencia de confiabilidad y calidad de suministro, han venido introduciendo un cambio de paradigma en la planificación del sistema eléctrico nacional. Entre los elementos diferenciales se destaca un efecto de descentralización y dispersión de la oferta y de la demanda de energía eléctrica, lo cual obliga a reformular el diseño conceptual de la red de transmisión en Uruguay, migrando desde una característica histórica basada en movimientos de grandes bloques de energía desde las cuencas del Río Negro y Uruguay fluyendo a Montevideo como gran centro de consumo, a una estructura de generación dispersa en diferentes zonas del país y una demanda con un mayor equilibrio entre Montevideo y el Interior.

A partir de este panorama, se configura un nuevo paradigma que consiste en la visualización del sistema de transmisión con una estructura nacional anillada en 500 kV la cual obra como colector de la generación descentralizada, y transporta la energía hacia las zonas de consumo. El nuevo paradigma reporta los siguientes beneficios: a) menor necesidad de nuevas líneas y cables 150 kV para la transmisión troncal nacional, b) reducción de pérdidas en el sistema de transmisión, c) mayor disponibilidad de la red en 150, 60 y 30 kV para el ingreso de nueva generación y/o demanda distribuida con incertidumbre sobre su localización y d) mejora en las condiciones de respaldo de red ante contingencias, incrementando la confiabilidad.

Todo esto conlleva la instalación de líneas de alta tensión (150 y 500 kV) por todo el territorio nacional, presentándose entonces diversas interferencias con otros procesos de desarrollo nacionales.

## 3. Normativa nacional

### 3.1 Proceso de Evaluación Impacto Ambiental

Para poder construir diversos tipos de instalaciones (incluyendo líneas de alta tensión) se debe obtener la Autorización Ambiental Previa (AAP) otorgada por el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA) cuyo procedimiento está establecido por la Ley 16.466 del 19 de enero de 1994 y el Decreto Reglamentario 349/05 y modificativos.

Dicho proceso comienza con la elaboración de los documentos necesarios para la Comunicación de la línea a la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA), perteneciente al MVOTMA, que incluye identificación de impactos y medidas de mitigación. De acuerdo a los antecedentes, los proyectos de líneas de alta tensión han sido clasificados históricamente en Categoría B, que incluye aquellos proyectos de actividades, construcciones u obras, cuya ejecución pueda tener impactos ambientales moderados o que afectarían muy parcialmente el ambiente, cuyos efectos negativos pueden ser eliminados o minimizados mediante la adopción de medidas bien conocidas y fácilmente aplicables. De acuerdo al marco legal vigente, DINAMA tiene un plazo legal de 10 días hábiles para clasificar el proyecto.

Por consiguiente para la obtención de la Autorización Ambiental Previa (AAP) que habilite la construcción de la línea, UTE deberá presentar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y documentos asociados, elaborados por una consultora independiente. De acuerdo al marco legal

vigente, DINAMA tiene un plazo legal de 120 días calendario para expedirse, en caso que DINAMA realice Solicitudes de Información Complementaria (SIC) se interrumpe el conteo hasta la presentación de la respuesta.

Durante ese proceso, una vez que DINAMA considera suficientemente analizado el proyecto y respondidas las SIC, solicita a UTE la presentación de un Informe Ambiental Resumen (IAR), que incluye información proporcionada en el EIA y las SIC, el cual se publicará en su página Web a disposición para consulta de la ciudadanía por un plazo de 20 días hábiles.

Una vez analizadas las consultas de los ciudadanos y despejadas todas las dudas sobre el proyecto, DINAMA eleva un informe al Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA) para que emita la AAP de la línea, quedando habilitado a partir de entonces el comienzo de las obras. En dicha AAP, se establecen las condicionantes para la ejecución del proyecto.

Durante este proceso, se solicita al constructor de la línea la elaboración de un Plan de Gestión Ambiental de Construcción (PGA-C) en base a las medidas de mitigación incluidas en la EIA para DINAMA.

Una vez entregada la línea a UTE, la misma será gestionada de igual manera que el resto del Sistema Interconectado Nacional (SIN), incluyendo los aspectos ambientales correspondientes.

### 3.2 Proceso de imposición de servidumbre

El ámbito de aplicación Ley N° 14.694 del 1° de Setiembre de 1977, engloba a la generación, transformación, transmisión, distribución, exportación, importación y comercialización de la energía eléctrica.

En el artículo 23 declara de utilidad pública la expropiación de bienes necesarios para el cumplimiento de los objetivos de esta ley.

Por otra parte la Ley 10.383 establece el procedimiento para el establecimiento de servidumbres, las cuales son gratuitas por tratarse de emprendimientos de interés nacional.

Cabe aclarar, que la legislación incluye además las posibilidades que tiene el particular de reclamar daños y perjuicios por el establecimiento de la línea, pudiendo recurrir en caso que lo considere necesario al Poder Judicial para que laude el asunto.

## 4. Impactos sobre otras actividades

### 4.1 Actividades agropecuarias

Si bien Uruguay posee una densidad de población baja con respecto al contexto latinoamericano, el grado de explotación de los predios rurales es elevado debido a la fertilidad de sus suelos. En los últimos años, a la tradicional explotación ganadera, se han incorporado actividades agropecuarias con nuevas técnicas de cultivo y cosecha que utilizan máquinas de gran tamaño, además de promover la forestación en amplias zonas del país. Estos desarrollos a nivel nacional, presentan dificultades al momento de proyectar y construir una LAT.

Como resultado de este proceso se ha observado un aumento en los reclamos por parte de los propietarios de los predios desde los años 90, no solo exigiendo el pago de compensaciones y reparaciones, sino de reubicación de apoyos y modificación de la línea.

De acuerdo a la experiencia observada en Uruguay, dichos reclamos no surgen necesariamente de sectores de bajo recursos, sino de productores de mediano y gran tamaño.

Por otra parte, cómo se indicó al comienzo del presente artículo, casi la totalidad de la población tiene acceso a la electricidad, por lo que la instalación de una LAT no cuenta con el beneficio de la imagen de progreso que tenían en el pasado. Incluso en el caso de LAT que se instalan para conectar a generadores privados (eólicos, biomasa o fotovoltaicos) son observados como un favorecimiento al lucro de particulares en lugar de ser vistos como un símbolo de progreso, desarrollo e independencia energética nacional. Esto resulta en obstáculos sociales a la tramitación de las AAP de las LAT que retrasan los proyectos.

### 4.2 Actividades turísticas

Existen además amplias zonas del este de Uruguay en las cuales se ha promovido el desarrollo turístico, no solo en las zonas de costa sino también en las serranías, logrando que se eleve el precio de predios que tienen acotadas posibilidades de explotación agrícola debido a su topografía. Este deseable desarrollo, presenta algunas dificultades para la instalación de parques eólicos y sus correspondientes LAT.

A los reclamos de propietarios de los predios, se le suman las Intendencias Departamentales que tienen intereses genuinos en el desarrollo de estas actividades y promueven por tanto la elaboración de criterios para la instalación de parques eólicos en vista a instrumentar un ordenamiento territorial que atienda al desarrollo del departamento en su conjunto.

Esto se debe a que existe una preocupación que la instalación de parques eólicos y sus correspondientes LAT, afecten el paisaje natural que es un atractivo de algunas zonas.

Debe tomarse en cuenta que los primeros parques eólicos de Uruguay fueron instalados sobre sierras debido a las ventajas que desde el punto de vista eólico se consideró inicialmente asociado a esas ubicaciones.

Hoy en día, dadas las características del viento medidas en Uruguay y las dificultades logísticas de instalar generadores eólicos en lo alto de las sierras, se están construyendo parques eólicos en todo el país.

### 4.3 Planes urbanísticos

Muchas de las actuales estaciones de alta tensión fueron construidas en zonas próximas a las zonas pobladas (en Uruguay el consumo principal es el residencial) que en su momento estaban deshabitadas.

Sin embargo, con el correr de los años dichas estaciones, producto del desarrollo urbano, se han visto rodeadas por viviendas y no se han reservado corredores de llegada de nuevas LAT a las mismas. Muchas veces los predios donde se encuentran las estaciones han pasado a ser considerados suburbanos, lo que dificulta la llegada de nuevas LAT aéreas



ya que no se consideran compatibles con los proyectos de viviendas.

Esto surge debido a que no hay una planificación conjunta en el ordenamiento territorial, que no previó un aumento de las conexiones eléctricas que se producen por la instalación de nuevos generados dispersos por todo el país que se había mencionado.

## 5. Conclusiones

Por lo expuesto anteriormente, se observa una clara necesidad de un ordenamiento territorial adecuado, que incluya todos los aspectos necesarios para la implementación de una política energética, no solo la distribución de la generación eléctrica sino también la significativa ampliación del sistema interconectado nacional.

Se entiende que el desarrollo de una evaluación ambiental estratégica de los planes de expansión de la transmisión podría conducir a alcanzar acuerdos previos en relación a las zonas del país en que resultarían más adecuada la promoción de generadores renovables y su conexión al sistema eléctrico, de modo que no impliquen una afectación significativa a otros planes de desarrollo que requiera el País.

Se entiende que también debe analizarse con sumo cuidado la conveniencia y oportunidad de adquirir amplias áreas para instalación de nodos de conexión, ya que el valor de la tierra puede resultar menor a los costos asociados por retrasos en obras, reclamaciones de terceros y pérdidas de imagen. Otra opción podría ser la implementación de salidas subterráneas en 150 kV de aproximadamente 1 km para evitar los cruces aéreos de líneas en las salidas de las estaciones.



- Oportunidades y contexto de los procesos e iniciativas de integración energética.
- Planes de Expansión y demanda de bienes y servicios al 2025.
- Oferta de bienes y servicios asentada en la región. Otra faceta de la integración.





## 2º Congreso Internacional de Operación de Sistemas y Mercados de Energía

### “Gestión de riesgos y resiliencia en la Operación y Administración de Mercados en sistemas eléctricos”

#### 1. CHARLA MAGISTRAL:

Roberto Bayetti - CAISO - USA  
Prospectiva en los nuevos escenarios de la operación de los sistemas y mercados de energía con un Enfoque de Gestión Integral de Riesgos

#### 2. PANEL GERENCIAL INTRODUCTORIO:

Retos y Desafíos para una Adecuada Gestión de Riesgos en la Operación y Mercados de Energía

#### Gerentes:

Chile: Andrés Salgado Romeo - CDEC SIC  
Daniel Salazar-CDEC SING

México: Eduardo Meraz - CENACE

Brasil: Luiz Barata - ONS

Colombia: María Nohemí Arboleda - XM  
América Central

El Salvador: René González-EOR  
Luis Gonzalez-UT

Costa Rica: Salvador López - ICE

Moderador: Pablo Corredor-Colombia

19 al 21 de Septiembre  
Hotel Estelar Milla de Oro  
Medellín - Colombia

#### 3. MÓDULOS TEMÁTICOS

Módulo 1 M1: Gestión Integral de Riesgos

Módulo 2 M2: Resiliencia Organizacional y Administración de la Continuidad del Negocio

Módulo 3 M3: Riesgos en la Operación de los sistemas eléctricos

Módulo 4 M4: Riesgos de Mercado en el Sector Eléctrico

Al finalizar cada Módulo, se contará con un panel de discusión, donde se podrá ampliar ideas y conceptos o responder inquietudes de los participantes.

Inscripciones abiertas en:  
<http://www.cosmercier2016.com>

Organizan:

[www.cocier.org](http://www.cocier.org)

[cocier@cocier.org](mailto:cocier@cocier.org)

Tel: 57 - 4 3157690

Medellín - Colombia



Apoya:



■ filial de isa

# Conclusiones del Seminario Internacional Energías Limpias y Desafíos Tecnológicos en América Latina

50 años del Comité Brasileiro de la CIER  
Rio de Janeiro, Brasil  
Mayo 2016

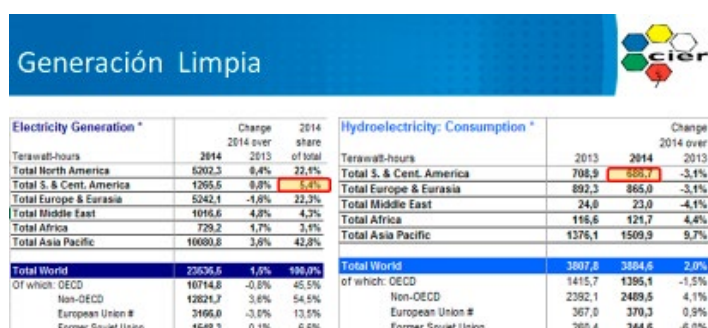


## Principales ejes abordados

### Impactos de la COP 21

El Acuerdo de París – COP 21 – es un hecho y se va a cumplir dado el nivel de compromisos expresado por 170 países. Se espera que a fines de 2016 sea ratificado por los países que representan el 55% de las emisiones emitidas de gases efecto invernadero (GEI) globales, porcentaje que daría validez jurídica al acuerdo. En este sentido, de ratificarse, desde una perspectiva jurídica y social, se impone tácitamente una presión de cumplimiento a los Estados y Gobiernos signatarios. Un compromiso de todos ante la comunidad internacional a mostrar acciones y resultados entre las Partes firmantes.

¿Cuáles son las implicancias del Acuerdo de París para América Latina? La necesidad de que nuestra región continúe su senda de crecimiento manteniendo una matriz energética limpia como hasta ahora en términos relativos con los demás continentes. Desarrollar un sistema energético que sea resistente y adaptativo a los impactos del cambio climático. Un nuevo modelo de economía verde.



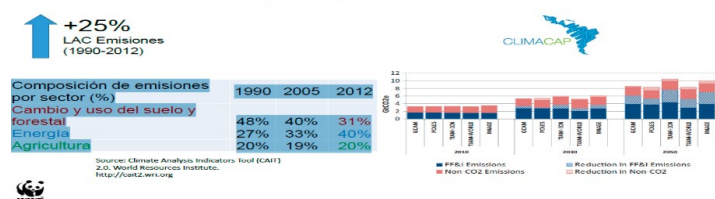
- En 2014, la región de ALC generó 5,4% del total mundial.
- El 45,5% del consumo mundial fue de los países OECD y cuando se suma China, India y Rusia, alcanza el 75%.
- La electricidad consumida en ALC con base en la hidroelectricidad es del 54% (686 TWh) sobre el total de producción.
- Las energías renovables nos ubica en un lugar privilegiado comparado con otras regiones.

ALC es líder en producción de energía eléctrica de fuentes no emisoras de CO2.

Aún dentro de este panorama latinoamericano de matriz baja en emisiones de gases efecto invernadero, se plantean varios retos.

El primer reto, como se decía, es seguir creciendo de manera limpia.

### América Latina: ¿qué tipo de desarrollo queremos?



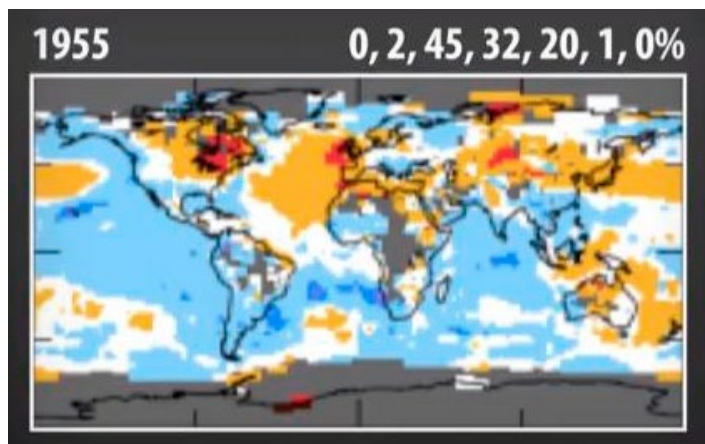
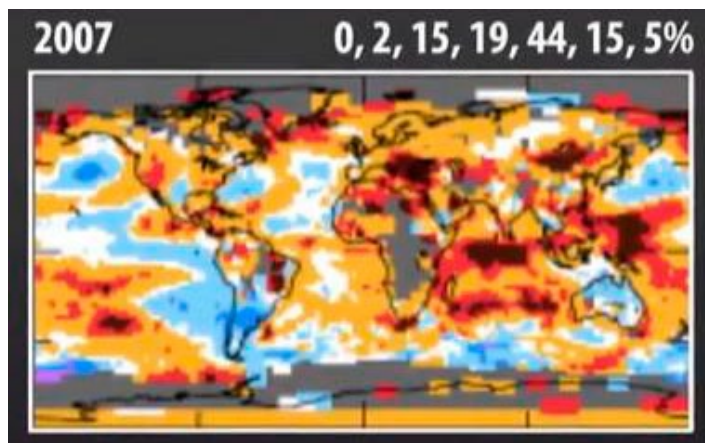
Para WWF el Sector Energía pasará a ser el principal emisor de GEI. Y la forma de reducir y moderar esta situación es a partir de una estrategia de crecimiento en la forma de producir o consumir energía, apoyada en una 6ta. ola tecnológica de cambios que permita gestionar la oferta y demanda de energía, energías renovables, redes inteligentes, generación distribuida.

Para la CIER los vectores de crecimiento para la región serán la energía eólica, hidroeléctrica, solar, complementariedad biomasa-agua, respaldo térmico con base en el gas.

El segundo reto es buscar por todos los medios posibles impulsar la integración energética en la región de manera de optimizar y utilizar de manera complementaria los recursos disponibles. Integración energética es una forma eficiente de asegurar el suministro. La CIER ha realizado estudios que sustentan y prueban la necesidad de perseverar en este objetivo. La integración energética es un instrumento válido para la lucha contra el cambio climático cuando las fuentes no emisoras de gases efecto invernadero se coordinan para el intercambio de energía.

El tercer reto es gestionar los eventos naturales extremos de corto plazo, como los fenómenos de El Niño. Es indudable que el planeta ha modificado su comportamiento y exige al sector eléctrico una adaptación para gestionar dichos eventos. El cambio del Planeta y constatación de los fenómenos naturales extremos de corto plazo se observan en la gráfica de 1955 y 2007, siguientes:

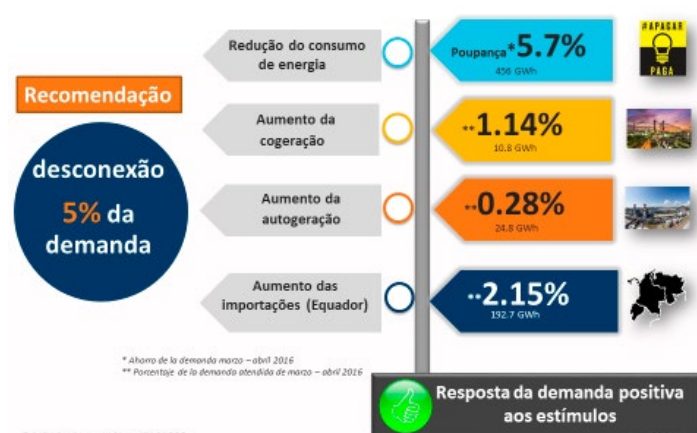




De celeste a rojo se grafican las temperaturas extremas ocurridas en esos años.

¿Cuáles son algunas lecciones aprendidas? Una mejor coordinación en la regulación y agilidad en las decisiones para responder a situaciones imprevistas. También el uso de las interconexiones para atender los déficits de energía producidos en esas circunstancias, cooperando y agilizando los procedimientos para dar respaldo a los sistemas. Es el caso que XM – Colombia presenta como experiencia en este Seminario Internacional, como sigue:

## Período crítico – 6 semanas



## Regulación

Incorporar un nuevo paradigma de crecimiento económico sobre fuentes de energía no emisoras de GEI plantea grandes retos para la regulación del sector eléctrico en la región. Es necesario ajustar los marcos regulatorios como consecuencias de las claras señales que se están dando

desde las políticas públicas definidas por los gobiernos hacia el uso de fuentes de energía con base en el viento, sol y agua. Tanto el negocio de generación, distribución y transmisión recibirán un gran impacto y por ello es necesario, en el futuro próximo, ajustar el marco regulatorio.

La integración energética regional juega, aquí también, un rol muy importante. Gobiernos y autoridades reguladoras deben realizar un esfuerzo para que esto sea una realidad.

## Desafíos regulatorios para incorporación de ERNC



### FLEXIBILIDAD OPERACIÓN SISTEMA ELECTRICO

1

Transmisión y Acceso

2

Servicios Complementarios

3

Integración Energética Regional

## Desafíos regulatorios para incorporación de ERNC



3

Integración Energética Regional

El intercambio de energía será uno de los elementos claves del desarrollo eléctrico regional.

Complementariedad: Sol / Agua / Viento

Cuando exista voluntad política, los marcos regulatorios se ajustarán para garantizar la operación más económica y segura de los diversos sistemas.

## Desafíos pendientes para incorporación de ERNC



- Cambios profundos en la oferta y demanda eléctrica por:
  - Eficiencia energética;
  - Generación distribuida y almacenamiento de energía;
  - Sustitución de energéticos primarios en calefacción y movilidad
- Esto va a requerir cambios regulatorios relevantes en el modelo de la Distribución Eléctrica.
- Cuáles son las metas asociadas a estos aspectos, es una decisión de política pública que la regulación tendrá que acompañar.



energía. El reto será la disociación entre los ingresos y el volumen de ventas de energía. El valor añadido de las redes eléctricas inteligentes son los servicios que presta (hoy no regulados) como podrían ser, por ejemplo, desarrollar eficiencia energética, la administración de la energía, almacenamiento y el servicio de respaldo del sistema. Para eso es necesario incentivos regulatorios premiando a los Distribuidores a través de un mecanismo de económico de fijación de precios por MWh evitado y la disponibilidad de energía independientemente de la dirección del flujo de energía.

## Desarrollo de infraestructura sustentable de Generación

Se mencionó que la región CIER está protagonizando un gran cambio en la matriz de generación, en particular y como ocurre siempre, son los países que no cuentan con recursos fósiles los que marcan el paso de la innovación.

Como se dijo en el panel, la innovación no se aprende en las universidades o en los laboratorios, sino que es algo que surge cuando no se está cómodo, a los que les tocó vivir los problemas energéticos de la región, estos resultaron ser el catalizador para los cambios.

Brasil está avizorando dificultades para la integración de grandes cantidades de generación variable, sobre todo por la falta de capacidad de almacenamiento de las nuevas centrales hidroeléctricas.

Sin embargo, en la región CIER hay ejemplos muy buenos sobre la integración de grandes cantidades de energía renovable no convencional y no gestionable, como es el caso de Nicaragua, Honduras, Costa Rica, Chile y Uruguay entre otros que han permitido derribar algunos mitos e identificar hallazgos:

- 1) Se decía que las ERNC solo podían tener una participación pequeña por ser energía de mala calidad, esto era cierto en los albores de las ERNC, hoy por ejemplo el desarrollo tecnológico ha derribado este mito y en el caso de Uruguay se han registrado índices de penetración horaria de la eólica superior al 90 %.
- 2) Se decía que las ERNC son muy costosas y requieren subsidios, sin embargo, tratándose de equipos de costo variable nulo o despreciable, siempre habrá una forma de financiación que las haga rentables, los resultados de las últimas subastas en la región CIER avalan esta experiencia.
- 3) Que las variaciones bruscas de producción (muchas veces mal llamadas energías intermitentes) las hacen ingobernables, esto es solo cierto si los parques de equipos de ERNC estuviesen concentrados en un solo punto, pero la dispersión geográfica que se da naturalmente elimina este inconveniente.
- 4) Que precisan un respaldo térmico de igual magnitud que su potencia para cubrirlas cuando estas no producen, sin embargo, en los sitios donde se alcanzó un gran porcentaje de penetración de ERNC, se observa una disminución drástica de las necesidades de respaldo térmico y una gran sinergia entre la hidroeléctrica clásica y las ERNC en lo que respecta a la potencia firme.

## Generación distribuida y almacenamiento de energía

El sector de la distribución de la energía eléctrica, enfrenta hoy un nuevo desafío como resultado de la integración de nuevas tecnologías que se adecuen a los requerimientos

derivados del aumento de la demanda.

Aparece entonces la introducción de fuentes de generación distribuida y de almacenamiento de energía en las redes de distribución, que incorporan ganancias para todo el sistema de distribución, destacándose entre sus virtudes:

- 1) Para los usuarios:
  - Incremento en la confiabilidad
  - Aumento en la calidad de la energía
  - Reducción del número de interrupciones
  - Uso eficiente de la energía
  - Menor costo de la energía
  - Uso de energías renovables
  - Disminución de emisiones contaminantes
- 2) Para las distribuidoras:
  - Reducción de pérdidas
  - Libera capacidad del sistema
  - Disminución de la inversión

Como la oferta de energía eléctrica históricamente se ha basado en la generación central y largos sistemas de transmisión y distribución, la generación distribuida y el almacenamiento de energía alteran ese paradigma y su análisis requiere de la participación de nuevos actores y exige nuevas actitudes de los antiguos.

Así, potenciales generadores distribuidos precisan tener una actitud proactiva para cubrir sus necesidades de energía.

Existe hoy una importante aceleración en la inserción de la mini y la micro generación e interesantes desarrollos de nuevas tecnologías en almacenamiento de energía.

Por otro lado, se presentan nuevos aspectos técnicos a considerar y también aspectos comerciales y regulatorios que deben ser tenidos en cuenta.

Existen ciertas cuestiones claves a resolver, por ejemplo:

- a) Que el sistema debe ser sustentable, desde el punto de vista económico, social y ambiental.
- b) Desde el punto de vista regulatorio, se debe tener en cuenta el hecho de la utilización de la red de distribución por parte de los "prosumer" (productores-consumidores) que generan energía durante el día, la entregan a la red para permitir su almacenamiento y/o consumo por parte de otros clientes y durante la noche, pretenden consumir esa energía entregada, lo cual se constituye en un balance cero para ellos, pero no se remunera a la distribuidora por el uso de la red en relación a ese flujo bidireccional de energía.

Por lo expuesto, las cuestiones mencionadas, el modelo de negocio y una estructura tarifaria adecuada, entre otros aspectos, están siendo estudiados por las asociaciones de distribuidoras y los entes reguladores.

## Integración y planificación

La Integración Energética Regional es la gran alternativa con el fin de mejorar la seguridad energética pues permite compartir la infraestructura eléctrica de la región mejorando la confiabilidad y calidad del suministro de energía reduciendo riesgos de emergencias y apagones y optimizar los recursos de los países. Igualmente la integración en cuanto a la Equidad energética ayuda en el propósito de ahorros al permitir postergar inversiones en generación, aprovechar los beneficios de la complementariedad hidrológica y de los recursos de la canasta energética,

reducción de costos operacionales para poder trasladar estos ahorros al consumidor final y finalmente en cuanto a la sustentabilidad ambiental al reducir emisiones de CO<sub>2</sub>, permitir la utilización conjunta de recursos energéticos, reduciendo los impactos ambientales en el desarrollo de nuevos proyectos de infraestructura reservándolos hacia el futuro para las nuevas generaciones.

Se resalta los principales desafíos que se tienen en el propósito de la integración relacionados con promover la coordinación regional entre política energética, planeamiento y regulación, promover la gobernabilidad, diseñar mecanismos de comercialización para intercambios de energía en forma permanente, esquemas de financiamiento para infraestructura para energía resiliente, promover la inserción e integración de las energías renovables y nuevas tecnologías, innovación e intercambio de conocimiento.

La integración energética regional es el principal objetivo y razón de ser de la CIER, para lo cual la CIER junto con sus miembros por medio de sus Comités Nacionales deben crear espacios para analizar y discutir todo lo relacionado con la integración, con una participación activa de todos los agentes, hacedores de políticas y tomadores de decisión e inversionistas.

Como insumo para esto y para mostrar caminos de integración por etapas secuenciales debe realizar estudios en forma regular para analizar y proponer alternativas de intercambios de energía tanto en las interconexiones actuales como nuevos proyectos de generación y transmisión que permita avanzar en el proceso de integración pasando por intercambios de optimización y de oportunidad, contratación de largo plazo de energías firmes, acoplamiento de mercados hasta la integración plena de mercados.

Se conocen ampliamente los beneficios de una integración. Estos beneficios crecen en cuanto mayor cobertura, diversidad de recursos energéticos y complementariedades se disponga máxime ahora, cuando se está incrementando la inserción de energías renovables. La Integración energética se convierte en una alternativa para sacar el máximo potencial con la complementariedad que por este medio se consigue.

En este sentido la CIER ha venido mostrando la ruta y aportando conocimiento en torno a la integración por fases con resultados concretos de la potencialidad, y disponibilidad de recursos, energías y potencia para intercambios calculando costos y beneficios y ahorros en procesos operativos optimizando el uso de recursos y lo más importante ajustando sus propuestas en la medida de la evolución de los escenarios geopolíticos que conllevaron a cambios en los esquemas de desarrollo de infraestructura y de suministro de energía en los países. Con base en lo anterior se desarrolló el Proyecto CIER 15 en dos fases. En este proyecto se estudiaron la situación electro energética del momento (2013) y futura para los próximos 10 años según planes de expansión de los países de Latinoamérica y se analizaron alternativas para realizar intercambios de energía focalizando en doce proyectos de diferentes tipos con propuestas innovadoras. También se dieron recomendaciones en aspectos tales como la realización de los intercambios en forma flexible, teniendo en cuenta la autonomía de los países en sus esquemas de precios y disponibilidades, ajustes mínimos en la regulación de los países involucrados, convenios y acuerdos con reconocimiento de costos de la interconexión, etc. Estos resultados han sido utilizados en diferentes iniciativas, estudios y proyectos tal como se ha manifestado en las presentaciones que escuchamos en este evento y lo más importante es que efectivamente se están utilizando, como es el caso de la interconexión Colombia- Ecuador.

Con base en la necesidad de disponer de una base de datos electro energética de la región latinoamericana que permitiera realizar estudios de planeación e integración con proyectos específicos se ha desarrollado el Sistema de Información Electro Energética de la Región- SIGER complementado con el Atlas eléctrico de la región.

El SIGER es una plataforma para sustituir el proceso de actualizaciones periódicas de datos y de estudios regionales por un proceso permanente a cargo de los representantes de cada país. El SIGER cuenta con facilidades para la elaboración de estudios de integración regional y recursos de visualización de los sistemas energéticos georreferenciados en la web.

Las rápidas transformaciones del sector eléctrico mundial con la inserción de nuevas fuentes renovables intermitentes, generación distribuida, respuesta de la demanda, almacenamiento distribuido y eficiencia energética representan un desafío a las herramientas computacionales y a los procesos de planificación energética nacional y regional. El SIGER ATLAS de la CIER se convierte en una herramienta estratégica y funcional para cumplir con estos retos. Se ha apreciado la gran potencialidad como herramienta básica para la planificación y estudio de proyectos de interconexión y transmisión en general.

El siguiente paso que se va realizar utilizando el SIGER es el proyecto CIER 21, que tiene como objetivo analizar "la sostenibilidad de los sectores eléctricos de los países de Sudamérica y Centroamérica en un entorno de escenarios de integración" teniendo en cuenta la inserción de nuevas fuentes de energías renovables y el impacto del cambio climático, generación distribuida, manejo de la demanda y redes inteligentes.

Respecto a la planeación de la expansión y desarrollo de infraestructura para mejorar la seguridad, costos y precios de energía, se aprecia que existe un gran potencial de Energías Renovables adicional a la hidráulica en Latinoamérica y solo un mínimo se está utilizando. Sin embargo, en la mayoría de los países se tiene un claro mapa de ruta basado en política, estrategias y planeación energética que les están permitiendo grandes desarrollos en este aspecto, con estrategias y metas diferentes ajustados a las necesidades de tiempo y recursos disponibles, pero con resultados muy positivos en muchos casos superando retos y metas. Dentro de las llamadas energías renovables no convencionales o también llamadas no controladas o variables se clasifican la eólica, solar fotovoltaica, hidráulicas filo de agua, generación distribuida.

En todos los casos se resalta la necesidad de tener una canasta energética complementaria Viento-solar-hidro y cómo la integración energética se convierte en una gran alternativa en ese propósito. Igualmente se complementa con almacenamiento de energía (hidroeléctricas reversibles, baterías, generadores/motores de partida rápida, Potencia Solar Concentrada-CSP) que se espera que para los próximos 20 años se tendrán del orden de 300 GW. Los drivers de mercado son la seguridad energética, expansión de las redes inteligentes, crecimiento de las energías renovables y la generación distribuida con políticas gubernamentales, incentivos y regulación apropiadas.

De la experiencia y de los análisis de estudios Latinoamérica para avanzar en la integración debe permitir manejar con soberanías los niveles de riesgo y sus coberturas propender por el uso racional de los recursos, flexibilidad respecto a las regulaciones internas. Se debe avanzar paso a paso hacia una mejor integración con esquemas flexibles, transparentes, racionales que permitan intercambios de energía de oportunidad y optimización tal como se ha estudiado y recomendado en el estudio CIER 15 de la CIER.



# SEMINARIO INTERNACIONAL GESTIÓN FINANCIERA ESTRATÉGICA EN EMPRESAS DE ENERGÍA



**21,22 y 23  
SETIEMBRE 2016**

**HOTEL CAMINO REAL  
ANTIGUA, GUATEMALA**

## Costos de inversión

Inscripciones	Cuota \$
Miembros Seminario + Curso	\$450.00
Miembros Seminario	\$350.00
Miembros Curso	\$200.00
No Miembros Seminario + Curso	\$600.00
No Miembros Seminario	\$500.00
No Miembros Curso	\$350.00

Curso: miércoles 21 / Seminario: jueves 22 y viernes 23

**¡16 CONFERENCISTAS INTERNACIONALES !**



**Tatiana Andrea Rúa Duarte**  
EMP-Colombia



**Silvia Alvarado de Córdoba**  
CNEE-Guatemala



**Francisco Garro Molina**  
ICE-Costa Rica



**Oscar Manuel Batres**  
AES-Panamá

### Otros conferencistas:

José Carlos Ferreira Junior (CELESC-Brasil)    José Iván Jaramillo (REP-Perú)  
Roberto Paiz (EEGSA-Guatemala)    David Fuentes (Consultor- Costa Rica)

**[www.gefies.cecacier.org](http://www.gefies.cecacier.org)**



Con el apoyo de:





# Conclusiones del Seminario Internacional de Tarifas Eléctricas y su Regulación en la Era de la Energía Inteligente

Bogotá, Colombia  
Mayo 2016



El seminario se llevó a cabo en la ciudad de Bogotá, Colombia, los días 16 y 17 de mayo de 2016, con el objetivo de analizar con expertos internacionales, responsables y especialistas de tarifas en distribución de las empresas eléctricas, entidades reguladoras y universidades los nuevos retos que debe abordar el sector. Tuvo una participación de 80 personas, de las cuales 50 eran nacionales y 30 extranjeros representados por 12 países: Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, El Salvador, España, Guatemala, Panamá, Perú, República Dominicana, Uruguay.

El desarrollo de Redes Inteligentes (R.I.) se justifica según la realidad de cada región, país, empresa. Sobre esta base se construye una estrategia para objetivos (visiones) diferentes - Europa, Japón, EEUU, Brasil. Parecería que en el caso de nuestra región las redes inteligentes se justifican más buscando el objetivo de calidad de servicio y reducción

de pérdidas. No es el mismo caso de Europa y EEUU de reducción de CO2 e integración de renovables.

Los estudios en el caso de Brasil las R.I. son viables o no según el criterio de análisis: Social, Consumidor, Distribuidora. Los cálculos de los estudios se hicieron como Brasil en un todo, pero si lo subdividimos entre diferentes Distribuidoras, el resultado es variado. Para poner un ejemplo, tomemos el caso de una situación con altas pérdidas, en ese caso el estudio económico es favorable, mientras que en otros casos el resultado es bastante diferente. El negocio de Distribución tendrá una profunda transformación. Un modelo de negocio basado en ingresos provenientes de la venta de energía unidireccional, a un nuevo modelo de negocio que es el de integrador de la energía. El reto será la disociación entre los ingresos y el volumen de ventas de energía. El valor agregado de las R.I. son los servicios que presta (hoy



Fotos del evento llevado a cabo los días 16 y 17 de mayo de 2016 en Bogotá, Colombia

no regulados) como podrían ser, por ejemplo, desarrollar eficiencia energética, la administración de la energía, almacenamiento y el servicio de respaldo del sistema. Para eso es necesario incentivos regulatorios que compensen a los Distribuidores a través de un mecanismo de económico de fijación de precios por MWh evitado y la disponibilidad de energía independientemente de la dirección del flujo de energía. Estamos en las puertas de un cambio del rol de los distribuidores en el sistema eléctrico. Se transformaría en operadores del sistema, actuando con actividades complementarias más allá del suministro tradicional. Ellos se transformarán en el eje central del sistema. Ellos tienen un componente novedoso a través de los sistemas de comunicación desde y hacia los sistemas de control. Para ello es necesario contar con una amplia cobertura de las redes eléctricas inteligentes y otras innovaciones como podrían ser los acumuladores/baterías. Los Distribuidores deberían ser los protagonistas en la administración eficiente de la red. En el futuro los Distribuidores deberán ofrecer diferentes servicios como podría ser las tecnologías de almacenamientos. Contadores inteligentes, baterías, paneles fotovoltaicos, los que nos llevaría a una revolución del sector. También se hace notar que estas tecnologías nos lleven a una sinergia entre la función de comercializador minorista y la función del distribuidor tradicional de gestión de las redes. Aparecen sinergias entre las dos funciones. Cada vez más debemos potenciar el rol de la gestión de la demanda a través de una mayor inteligencia de la red, para obtener señales económicas. En ese sentido tenemos que tener al consumidor de nuestro lado. Y muchas veces hay temor de parte del consumidor por las nuevas tecnologías que se introducen en su hogar. Así como la información que se obtendría sobre su consumo, etc. Hay un gran cambio para la reflexión a partir de las sinergias de las dos funciones.

El negocio cambia de cables a gestión de la información. Tenemos una responsabilidad importante con el mercado. Tenemos una situación que deben cambiar los incentivos. Ya hay países que comenzaron la transformación, pero

debemos estudiar y adoptar lo que más nos conviene. Debemos fijar objetivos de corto, mediano y largo plazo para construir una hoja de ruta para la transformación, paso a paso, tomando las experiencias que se vayan dando. Sobre este tema tomemos el ejemplo de los servicios asociados al transporte, como estabilidad entre los generadores, control de estabilidad, podrían ser servicios a cargo de las distribuidoras. Como la distribución será activa esto generará la necesidad de proveer servicios de estabilidad, por ejemplo. En cuanto a cómo y cuál es la forma adecuada de incentivar la implantación de redes inteligentes y cómo será reconocido en la tarifa en otros países, se puede decir que tenemos que cambiar el modelo regulatorio; con principal cambio -en Brasil- el sistema de Price-cap, es cambiar a un sistema de desacoplamiento entre los ingresos regulados y ventas de energía. Entonces la distribuidora va a recibir una tarifa en función de los activos, de las inversiones que tiene, y que no depende de la energía suministrada. Otro cambio es la desregulación de la venta de servicios más allá del contador de energía, como puede ser la administración de la energía automatizada, servicios prestados al cliente en función de la información que tiene en los contadores y su capacidad de control que tiene la distribuidora. Otro cambio, con el sistema de price-cap la distribuidora no tiene estímulo para la eficiencia energética, el cambio de tarifa los llevará a una participación más directa a través de incentivos de precios determinado por el regulador para los MW evitados. Otro tema es la participación de la Distribuidora en la implementación de la generación distribuida, como por ejemplo los servicios que la distribuidora daría en función de la implementación de generación fotovoltaica, y necesidad del control del voltaje más afinados que los que existen hoy. En cuanto a la posibilidad de que las distribuidoras ingresen al negocio de la generación distribuida, en el caso de Brasil y otros países, habrá que modificar la regulación, porque hay una separación obligatoria entre distribución, generación y transmisión. Cuando se trata de penetración masiva de medidores la pregunta es si éstos deben pagarse vía tarifa o como se realiza actualmente cobrando el equipamiento



Fotos del evento llevado a cabo los días 16 y 17 de mayo de 2016 en Bogotá, Colombia



al consumidor. En el largo plazo podría ser más conveniente incluirla en la base de activos a remunerar. Desde el punto de vista de economías de escala sería más conveniente la compra a cargo de la distribuidora, logrando economías importantes por el poder de compra y volumen. También la facilidad y agilidad del cambio podría ser más conveniente si se hace a través de las distribuidoras. Si lo hacemos vía tarifa, en el caso de Colombia el impacto sería del 3%.

En el caso de energías variables tiene que haber otras energías (térmica o hidráulica) para garantizar el suministro. Para usuarios de baja tensión no tienen cargo por reserva. Para usuarios de Media y Alta tensión deben contratar demanda como back-up como respaldo. Pero es complejo porque hay muchos servicios que se plantean en el caso de energías variables. Se recomienda tener tarifas binomias (potencia y energía) para todos los niveles de tensión. Esto resolvería la situación de clientes consumidores y productores con saldo neto nulo de la venta y compra de energía. Con esto se estaría asumiendo el cargo por la red disponible. Cuando tenemos tecnologías diferentes y agentes diferentes, tenemos que tener regulación diferente y tarifas diferentes. Este es el caso de un escenario futuro donde podemos tener un consumidor tradicional y un consumidor-productor. Una alternativa de tarificación para las energías y tecnologías inteligentes serían: a) que cada distribuidora proponga al distribuidor un plan de inversiones; b) el regulador aceptara la recuperación de esa inversión vía tarifa; c) cambiar de un modelo de price-cap a uno de revenue-cap; d) asegurar un ingreso de la distribuidora y que éste se desacople del volumen de venta de energía. Sistemas opcionales, el cliente elige entre una tarifa con uso o tramos horarios. Vemos en el futuro dos grandes desafíos con cambios tarifarios relevantes. (a) en el caso de incorporación de energía renovable con volúmenes muy importante, dar pasos para la venta de excedentes energéticos: por ejemplo, ofrecer a un cliente en determinados horarios una baja del 60% del precio normal. Sobre una línea base ofrecer esos descuentos por consumos mayores a los normales. El cliente podría dejar una tarifa predecible a una tarifa horaria. (b) el caso de redes, poder tener tramos horarios con preanuncios más cortos y con diferencias regionales, según como viene evolucionando los requerimientos de red. Esto es un objetivo que se está buscando en Uruguay con cambios importantes en las tarifas. Nos parece fundamental que en la demanda activa se vean oportunidades para las empresas distribuidoras a partir de la gestión de la demanda. Tarifas de red. En cuanto a los cargos por el uso de la red de distribución, los principios deberían ser: a) transparencia para comprender la aplicación; b) simplicidad; c) eficiencia económica; d) estabilidad de la tarifa (no variable); e) no discriminatoria. Si tenemos una red inteligente, tenemos una interacción mayor con los usuarios, entonces la estructura tarifaria sería clave para el uso de las redes inteligentes. Las señales de precios deben ser perfectos, porque el uso de los activos es muy diferente según los usuarios. Es necesario conocer la tarifa/hora para poder ajustar el uso de la energía a través de los electrodomésticos.

La señal de precios de la red es una condición importante. La tarifa hoy se calcula con el principio del flujo unidireccional de la energía. Pero con las nuevas tecnologías tenemos que cambiar este modelo porque el flujo es en los dos sentidos. Y esto se está haciendo en transmisión. Por lo tanto, ya tenemos una experiencia muy importante, por lo que sería muy interesante estudiar y analizar si lo podemos aplicar en la red de distribución.

## Panel de Reguladores. Diálogo regulador ante una nueva era de energía inteligente.

¿En qué sentido debe cambiar la regulación y la metodología de determinación de las tarifas? Carlos Batlle. La clave del futuro es saber cuáles son las inversiones correctas en la red. Tal vez debamos dar un paso atrás en donde los regulados y reguladores deben planificar conjuntamente y definir los incentivos económicos vía tarifas. Deberán acordar direcciones mutuamente consensuadas con hipótesis claras para ambos. La regulación de la distribución, en ese sentido, debe ser más detallada. O sea, volver a la planificación más centralizada. En plazo de las revisiones deberían ir de la mano de un plazo acordado en donde el consumidor pueda pagar los costos, evitando costos hundidos que no le sirve a nadie. ¿Compatibilidad mínimo costo vs. incorporación de nuevas tecnologías? Tenemos que orientarnos a resolver los problemas presentes sin perder la perspectiva de futuro. Entonces ver si la tecnología nos puede resolver los problemas actuales, como en el caso del Perú, sobre calidad de servicio. Tenemos que ir viendo cómo reconocer los activos necesarios para atender las necesidades del consumidor. La metodología tarifaria de mínimo costo debe cambiar, y eso es lo que debamos adaptarnos. En este momento el Distribuidor es el protagonista del cambio en el sistema, y debemos ajustar la regulación para que esto ocurra. El reconocimiento de activos de tecnologías nuevas ya se inició hace algún tiempo en el caso de Colombia. Este protagonismo del regulador debe también permitir que el consumidor tenga la libertad de elegir que desea hacer. Si el consumidor quiere ser autosuficiente, debemos aceptar esa realidad; y tal vez lo que debamos hacer es construir opciones que compitan para que se puedan tomar las decisiones más eficientes. Estamos ante la presencia de un nuevo actor en la industria eléctrica. El consumidor-productor que elige la mejor opción y eso significa la existencia de un nuevo competidor. El distribuidor está más cerca al consumidor, pero la generación y transmisión también se encuentra amenazado. El incremento de los costos puede, incluso, agravar el problema y haciendo que el competidor se desconecte. Hay que ver los servicios que las distribuidoras pueden brindar para no facilitar la situación al competidor. Los principios de la ingeniería eléctrica no cambian. Tenemos que ver cómo se soluciona en la convivencia de todos los actores, y para eso debemos estar cerca de la demanda, conocerla y buscar las soluciones. Ahí es donde debemos pensar en el concepto de prestación de servicios como clave para el aseguramiento del servicio.

Más información en [http://eventoscocier.org/2016/jornada\\_tarifas/](http://eventoscocier.org/2016/jornada_tarifas/)



# ¿Abandonar con inteligencia?

## Autor:



**Cesar Augusto Vargas Urrego**

El objetivo de este artículo es reflexionar sobre la importancia de saber cuándo abandonar un proyecto, especialmente en innovación y desmitificar las enseñanzas tradicionales sobre las ideas de no rendirse y luchar siempre hasta triunfar.

El pensamiento tradicional está regido por la competitividad, por ser mejor y salir adelante por encima de los obstáculos..... sin rendirse o abandonar. Las empresas cultivan en su cultura organizacional esos momentos épicos cuando sus fundadores trabajaban en un garaje, cuando vendieron todo para hacer sus prototipos, cuando enfrentaron dificultades y rechazos y esos momentos críticos en que superaron la idea de abandonar y triunfaron.

Las redes sociales están inundadas de mensajes positivos que nos invitan a luchar y no abandonar, don't give up, never give up y nos dan innumerables ejemplos de cómo al final y después de muchos intentos grandes personajes lograron sus sueños gracias a esa idea central de no abandonar, todos han recibido en su correo o han visto en Facebook mensajes como el de Thomas Edison: "No fueron mil intentos fallidos, fue un invento de mil pasos"

Así mismo castigamos a los que abandonan, los etiquetamos como perdedores, cobardes, faltos de voluntad y estigmatizamos el comportamiento de abandono como un comportamiento socialmente inaceptable. Al interior de las empresas hay menos flexibilidad que la sociedad con respecto al tema de abandonar debido a que la planeación, la gestión, el seguimiento a los procesos y el control están diseñados para que se obtenga el resultado planeado y abandonar no es una idea "programada" en ningún plan organizacional. Las teorías modernas de management nos hablan de la flexibilidad y saben ocultar muy bien con palabras como adaptación el cambio de estrategia, entendiendo claramente que el entorno, la competencia o la realidad nos hacen reflexionar sobre lo planeado y que al final son humanos los que están al frente y a los humanos no nos va bien admitir que nos equivocamos, que caminábamos para donde no era o que lo que venimos haciendo no va a funcionar.

Pero, ¿por qué es tan difícil abandonar? Levitt y Dumber (2014) nos dan tres razones de por qué es tan difícil: el primero es todo lo que socialmente nos han enseñado sobre abandonar, sobre el fracaso y los fracasados. Al pensarlo siempre nos llega a la cabeza que hubiera pasado si Edison abandona la idea del bombillo. Segundo es la idea acerca del tiempo y del dinero invertido: esta es tal vez la más común, especialmente en empresas del sector eléctrico donde los planes tienen una importante cuota de dedicación de tiempo y de dinero, donde las inversiones pueden llegar a ser muy significativas y donde los controles y la programación son parte del ADN de las compañías. Cuesta demasiado trabajo abandonar un proyecto cuando se lleva un tiempo importante trabajando en él y cuando se han invertido recursos que están bajo la lupa severa de varios puntos de control y políticas empresariales. El tercero tiene que ver con la resistencia al cambio y la posición de comodidad y es concentrarse en los costes actuales y no en el coste de oportunidad: se sigue trabajando en los proyectos y así no sean claros los resultados ya se está trabajando en ellos, se han invertido recursos y es difícil imaginar que se podría estar trabajando en algo "más productivo". Es mucho más fácil manejar la certidumbre del presente así no sea tan buena, que la incertidumbre de algo mejor o lo que corporativamente llamaríamos coste de oportunidad.

Los proyectos de innovación son diferentes a otros tipos de proyectos que se abordarían en compañías eléctricas, en promedio 1 de cada 300 proyectos de innovación son exitosos, hay mucha incertidumbre y es casi imposible predecir que funcionará y que no, así que nos enfrentamos a modelos de proyectos difíciles de asimilar para las compañías del sector eléctrico y en general en compañías robustas con modelos tradicionales de gestión. Entonces, ¿cómo saber cuándo abandonar un proyecto de innovación y cómo manejarlo?



Aquí presento unas ideas que pueden ayudar a gestionar mejor y con menor estrés los proyectos de innovación en las empresas del sector eléctrico: la primera es el cambio de pensamiento sobre los proyectos de innovación y es "abandonar es parte esencial de la innovación", esto es, si es de innovación debemos tener la racionalidad para poder asimilar y decidir que la mayoría de las veces hay que abandonar el proyecto porque simplemente no es viable.

La segunda idea es tal vez la más importante de todas: probar rápido y barato. Es importante que las empresas destinen un fondo de inversión en innovación y que este dinero se asuma por fuera del presupuesto de inversión tradicional. Separar los recursos de innovación es muy importante ya que las compañías siempre esperan un ROI y tienen una fuerza inherente a "castigar" si no se gana plata.

Los líderes de innovación en estos momentos de escases, cuando hay aversión al riesgo y los recursos limitados, se deben enfocar, seleccionar proyectos orientados a las estrategias centrales de las compañías y probar rápido y barato. Cuando se prueba rápido y barato se minimizan las ideas de haber dedicado mucho tiempo o mucho dinero y es más fácil abandonar, a esto varios autores le han denominado en innovación "abandonar con inteligencia".

Para probar rápido y barato es importante también que las compañías empiecen a generar mejores dinámicas de trabajo y que en los proyectos de innovación esté involucradas personas de distintas áreas. En el trabajo entre áreas diversas se obtienen aportes enriquecedores al proyecto o también generan alertas que en un principio no se dimensionarían como puede ser una barrera legal para su implementación.

¿Y cuál debe ser el papel de los grandes líderes en los proyectos de innovación? patrocinadores, encargados de liberar barreras naturales que se encuentran en las empresas como la burocracia y los acostumbrados procedimientos "que hay que cumplir". Los líderes deben ser motivadores, pero nunca ir al frente de los proyectos de innovación ya que sus egos y la exposición de sus cargos van en contravía de las ideas de abandonar con inteligencia.

La otra idea poderosa es crear "células de prueba", al mejor estilo de las fuerzas especiales, se deben tener pequeños equipos en distintas áreas que tengan mayor flexibilidad de trabajo, que estén conectados con el área de Innovación y que puedan probar las ideas que se planteen sin la presión acostumbrada del rendimiento y los indicadores de gestión de sus áreas; las pruebas se pueden hacer mejor y

más rápido si se tiene por ejemplo una cuadrilla de media tensión para probar todas las ideas novedosas asociadas a las redes o un centro de servicio donde siempre se prueben las innovaciones de productos y servicios hacia los clientes finales o un equipo en operaciones comerciales que agrupe y ayude a las pruebas de las innovaciones sobre su macro proceso.

Otra idea es la de "examen premortem", idea del psicólogo Gary Klein quien plantea que, así como muchas compañías hacen una evaluación posterior sobre las dificultades y causas raíz del fracaso de los proyectos, así mismo y de manera anónima se debería hacer, de forma previa, un examen premortem, donde en un punto del proyecto de Innovación se pregunte: ¿si este proyecto fracasa estrepitosamente, por qué sería? Esto da una magnitud muy real de lo que piensan los involucrados sobre la viabilidad del proyecto y los principales obstáculos a vencer para sacarlo adelante.

Y una última y bastante disruptiva idea: celebrar el fracaso, si, así como se lee, celebrar el fracaso reduce el stress, da una señal de que si se sigue un procedimiento pero se llega al punto en que se identifica que el proyecto no es viable se abandona y está bien; un rito de abandono anima a los que están en el equipo a "pasar la página", a seguir adelante y lanzar ideas novedosas y a reducir el miedo a fracasar. Un rito para celebrar el fracaso disipa la culpa, se burla del fracaso y es la mejor forma de exorcizar todos los prejuicios sobre abandonar o fracasar. Geoff Deane, director de Intellectual Venture, organiza un entierro, con ataúd simulado, pastel, licor y música y le da "sepultura" a los proyectos inviables, de esta forma lúdica da una señal de que no es un fracaso, es un paso más que los acerca al éxito. Estadísticamente es una verdad que los intentos acercan al éxito, ya que no todas las innovaciones son viables, de pronto una de cada 300, luego cada vez que fracasamos debemos celebrar, porque estadísticamente en realidad estamos más cerca de encontrar esa innovación exitosa que buscamos.

Pero si al final les cuesta trabajo abandonar recuerden que algunas veces "debemos abandonar esa idea de empresa que planeamos ser, simplemente porque ya no somos esa empresa que hizo esos planes".

## Bibliografía

Levitt, S & Dubner, S. "Piensa como un Freak". Ediciones B, S.A., 2015.



**Ponemos toda nuestra energía en brindar soluciones y servicios de infraestructura tecnológica en la nube.**

**Fibase**  
MICROSOFT PARTNER OF THE YEAR 2015 WINNER

www.fibase.com  
Tel.: 2487 7360

# La importancia de la Gestión de Activos en las empresas de Distribución de energía eléctrica- La norma ISO 55000

## Parte I

### Autor:



**Ing. Gabriel Ángel Gaudino**  
Coordinador Internacional  
del área Distribución de la  
CIER

Actualmente, el tema Gestión de Activos en las empresas de Distribución de energía eléctrica ha tomado fundamental relevancia, por lo cual la CIER ha organizado para el corriente año una serie de actividades relacionadas a esta temática, como son cursos presenciales y el Seminario Internacional sobre Gestión de Activos en Sistemas Eléctricos (SIGASE), desarrollado recientemente en Bogotá- Colombia entre los días 15 al 17 de Junio del corriente, así como se ha conformado recientemente el Sub Grupo de Trabajo de Gestión de Activos en el área Distribución de CIER.

Aquí, presento un breve artículo (compuesto por 2 -dos- partes) que resalta la importancia de este tema para las empresas distribuidoras de la Región.

La serie de normas ISO 55000 fue divulgada oficialmente el 15 de enero de 2014. Está compuesta por tres normas separadas:

1. ISO 55000, Gestión de Activos – Visión general, Principios y Terminología.
2. ISO 55001, Gestión de Activos – Sistemas de Gestión - Requerimientos.
3. ISO 55002, Gestión de Activos – Sistemas de Gestión - Directrices para la aplicación de la Norma ISO 55000.

Al interior de la norma ISO 55000 se encuentra:

- Una visión general de lo que es la Gestión de Activos.
- Una descripción de los beneficios de la Gestión de Activos.

- Definición de “activos” como tal.
- Fundamentos de manera que los usuarios de las normas entiendan por qué estas normas son útiles.
- Una descripción de la relación entre Gestión de Activos y el Sistema de Gestión de Activos.
- Una visión general del Sistema de Gestión de Activos y sus elementos.
- Un glosario de terminología.
- Una lista de otras actividades relacionadas que son abordadas en otras normas.
- Un diagrama que muestra las relaciones de los elementos principales del Sistema de Gestión de Activos.

La influencia de las normas británicas PAS 55-1 y 2 es evidente en cómo el documento y ambas normas ISO 55001 y 55002 son estructuradas.

Al interior de la norma ISO 55001 se encuentra la misma estructura descrita en la Norma ISO 55000 con explicaciones de lo que se necesita con respecto a:

- Contexto organizacional
- Liderazgo
- Planeación
- Soporte
- Operación
- Evolución del desempeño
- Optimización

ISO 55000 aclara que “Gestión de Activos” es una actividad (algo que usted hace) para implementar el Sistema de Gestión de Activos (algo que usted define).

El Sistema de Gestión de Activos no es solo un software tal como algunos tienden a creer. Puede utilizar herramientas computarizadas y probablemente las necesite, pero el Sistema de Gestión de Activos no es en sí mismo una herramienta o sistema computarizado ni necesita serlo.



La Gestión de Activos es intensiva en cuanto a datos e información. Cubre casi todos los aspectos de cualquier empresa, aunque probablemente muchos fuera de nuestro campo.

Bajo el título de Liderazgo la norma señala que se trata de un esfuerzo multidisciplinario y multinivel que involucra toda la organización.

Si analizamos cada parte de ISO 55001 separadamente veremos que en cada una de las áreas las normas establecen requerimientos de lo que se debe hacer para cumplir lo que se consideran Buenas Prácticas de la Gestión de Activos.

Contexto organizacional: una organización determina sus controladores externos e internos al igual que sus limitaciones.

El Plan Estratégico de Gestión de Activos (SAMP, por sus Siglas en Inglés) incluye objetivos de la Gestión de Activos (conectados a los propósitos y objetivos estratégicos empresariales). Una organización debe determinar y entender cuales aspectos son relevantes para el Sistema de Gestión de Activos, sus requerimientos y expectativas, criterios para la toma de decisiones en materia de Gestión de Activos, requerimientos de los interesados relacionados con la información financiera y no financiera y el reporte tanto interno como externo.

El alcance de la Gestión de Activos debe ser bien definido.

¿Cuáles son los límites de su alcance? (es decir ¿a qué aplica?)

Existen requerimientos para documentar todo esto y para optimizar continuamente el sistema de Gestión de Activos.

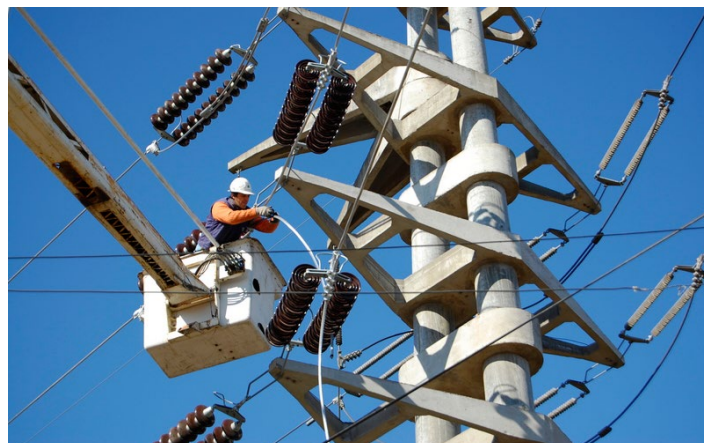
**Liderazgo:** la norma describe tres requerimientos principales: liderazgo y compromiso, política y funciones organizacionales, responsabilidades y autoridades.

Liderazgo y compromiso requieren que la alta gerencia garantice:

- Que la Política de Gestión de Activos, el sistema de gestión de activos y los objetivos sean establecidos y compatibles con los objetivos organizacionales.
- Que los requerimientos del Sistema de Gestión de Activos sean integrados en los procesos empresariales de la organización.
- Que haya disponibilidad de recursos.
- Comunicación de la importancia de una Gestión de Activos eficaz y confirmar los requisitos del Sistema de Gestión de Activos,
- Que el Sistema de Gestión de Activos logre los resultados propuestos.
- Que el personal contribuya a la efectividad del Sistema de Gestión de Activos.
- Colaboración multidisciplinaria.
- Mejoramiento continuo.
- Que el apoyo y otras funciones gerenciales demuestren liderazgo.
- Que la Gestión del Riesgo sea alineada con el enfoque de gestión de riesgos.

Mucho de esto son sólo buenas prácticas de gestión empresarial discutible en una compleja empresa que tenga

áreas funcionales separadas que finalmente deban trabajar hacia objetivos comunes en todas las áreas.



Una política de Gestión de Activos debe ser establecida de acuerdo con la organización, y debe proveer un marco para establecer objetivos y cumplirlos, al igual que un mejoramiento continuo. Debe ser consistente con el plan y políticas de la organización, debe ser apropiada para los activos y operaciones de la organización; debe estar disponible, y debe ser comunicada y periódicamente revisada y actualizada si es necesario.

La alta dirección también debe garantizar que las funciones, responsabilidades y autoridades sean asignadas, comunicadas y efectivamente ejecutadas para:

- Establecer y actualizar el Sistema de Gestión de Activos
- Garantizar el cumplimiento del Sistema de Gestión de Activos
- Garantizar que cumpla con la Norma ISO
- Garantizar que el Sistema de Gestión de Activos sea idóneo, adecuado y efectivo
- Establecer y actualizar los planes de Gestión de Activos (si es necesario)
- Garantizar el reporte sobre el desempeño del Sistema de Gestión de Activos a la alta dirección.

La Gestión de Activos no es algo de lo que se pueda abdicar para reducir los niveles de gestión. La delegación no absuelve la responsabilidad ni la participación de la alta dirección.

Planeación: es un elemento clave del Sistema de Gestión de Activos, en el cual se establecen los detalles de cómo la organización abordará riesgos, oportunidades y sus objetivos en materia de Gestión de Activos. Los planes describen lo que la organización hará para ejecutar la Gestión de Activos. La norma destaca un número de requerimientos que esos planes deben cumplir/considerar.

Como en cualquier esfuerzo, existen riesgos y oportunidades. Esos deben ser identificados y abordados para garantizar que el Sistema de Gestión de Activos pueda lograr sus resultados propuestos, para prevenir o reducir efectos no deseados y lograr el mejoramiento continuo. Los planes son necesarios para abordar los riesgos y las oportunidades, teniendo en cuenta cómo ellos pueden cambiar con el tiempo y con el contexto organizacional. De nuevo, esas actividades también deben integrarse con los procesos del Sistema de Gestión de Activos y, a su vez, con otros procesos organizacionales.

En la siguiente Parte II de este artículo, ampliaremos algunos detalles relacionados.

# Promoción y desarrollo de fuentes de energía renovables no convencionales en Costa Rica: desde lo estratégico a lo operativo

## Artículo ganador

### Autores:

**Dr. José Rodrigo Rojas M.**

**MSc. Rolando Portilla P.**

Planificación Ambiental, Planificación y Desarrollo Eléctrico, Negocio Electricidad, Instituto Costarricense de Electricidad. Coordinadores de la Formulación y Seguimiento del Plan de Promoción y Desarrollo de Fuentes Renovables No Convencionales.

### DATOS DE LA EMPRESA

**Negocio Electricidad**

**Instituto Costarricense de Electricidad**

**Dirección:** Paraguay 2431

**E-Mail:** rrojasm@ice.go.cr; rportilla@ice.go.cr

**Web:** www.grupoice.com

## Introducción

Las crecientes necesidades energéticas globales y la gravedad de los efectos ambientales, económicos y sociales derivados del fenómeno de mega-escala del calentamiento global, exigen promover e impulsar en forma significativa nuevas fuentes de energía renovable y sostenible que aseguren el suministro energético del planeta, de la mano con la conservación. En los albores del siglo XXI la sociedad reconoce el problema del uso de los combustibles fósiles, de su inminente agotamiento y de los impactos ambientales asociados. Por esta razón son cada vez más los esfuerzos que se suman para evitar, reducir, mitigar o compensar tales afectaciones.

Los países desarrollados han comenzado a inclinarse por una agenda energética que promueva y fomente la expansión de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), como uno de los pilares fundamentales, para disminuir la dependencia energética de los combustibles fósiles y, a su vez, cumplir con sus cuotas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero suscritas por la mayoría de naciones en el Protocolo de Kioto y ratificadas en la COP21. Bajo estos compromisos, las empresas generadoras de electricidad son responsables de incentivar nuevos emprendimientos que reduzcan paulatinamente la dependencia de combustibles (como el carbón y el petróleo) y al mismo tiempo adicione energía de fuentes renovables no convencionales como las mini centrales hidroeléctricas, eólica, eólica marina, energía marina, biomasa, geotermia de baja entalpía y solar, entre otras.

En ese sentido, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), una institución autónoma del Estado costarricense y por mandato legal es el encargado de los planes de expansión de la generación eléctrica. Es pionero en diversificar la matriz energética ya que desde su creación, en 1949, ha impulsado y desarrollado proyectos a base de energías renovables para la satisfacción de la demanda eléctrica nacional, primero con energía de fuentes hidroeléctricas y gradualmente incursionando y promocionando con otras energías renovables no convencionales, como la geotermia, eólica y biomasa.

## Una matriz electro-energética altamente renovable

### Un modelo de nivel internacional:

La matriz energética de Costa Rica se basa en un modelo de planificación de mediano y largo plazo, que considera una serie de criterios económicos, ambientales y políticas nacionales e institucionales en materia energética e incorpora fuentes de energía de respaldo, como es el caso de las hidroeléctricas con embalses de regulación y la geotermia como energía firme. Este arreglo de fuentes ha permitido alcanzar records de producción sin precedentes, reportando a diciembre de 2015 una generación del 98,95% con fuentes renovables (ICE, 2015a). Entre el 01 de enero y el 17 de diciembre de 2015 se acumularon 285 días con generación 100% sin uso de hidrocarburos (ICE, 2015a). La noticia alcanzó notoriedad mundial ya que fue ampliamente difundida en periódicos, revistas especializadas y en reportajes de cadenas de televisión internacionales. En la Tabla 1 se resume el aporte de fuentes intermitentes que aportan el viento, la biomasa y el sol.



Fuente	Generación (GWh)	Porcentaje
Hidroeléctrica	7 753,85	75,53
Geotermia	1 321,53	12,88
Viento	1 007,30	9,81
Biomasa	73,24	0,72
Sol	1,47	0,01
No Renovable		
Diésel y búnker	108,12	1,05

**Tabla 1.** Generación eléctrica para consumo nacional, 2015 (Tomado de ICE, 2015a).

Adicionalmente, Costa Rica cerró el primer semestre de 2016 con 96,36% de generación eléctrica renovable. En la base de la matriz, el agua y la geotermia lideran la energía firme (83%) indispensable para el desarrollo del país. El viento, aunque con alta variabilidad, fue la tercera fuente con una contribución máxima de 639,9 GWh, adicionando 12,2% de la generación del semestre. La biomasa y la energía solar contribuyeron con 1,42% (74,2 GWh) (ICE, 2016b). Contar con respaldo energético (embalses de regulación, sistemas de turbo-bombeo, sistemas de acumuladores e incluso en menor nivel con plantas térmicas) aumenta las posibilidades de que el sistema eléctrico nacional acepte, gradualmente, incrementos de energía de fuentes variables como la eólica, solar, bioenergías y otras. Con este marco de referencia, el objetivo de esta contribución es presentar el plan estratégico y el plan operativo para la promoción y desarrollo de fuentes de energía renovables no convencionales que desarrolla el ICE desde el año 2012.

## Promoción y desarrollo de energía renovable no convencional

### Concepto:

De acuerdo con Jara (2006a) el concepto de energías renovables no convencionales (ERNC) se refiere al conjunto de fuentes energéticas que por razones económicas, disponibilidad, limitaciones tecnológicas o por barreras de ingreso no forman parte de las opciones que tradicionalmente son incorporadas a escala significativa en los sistemas de generación.

### Antecedentes:

De acuerdo con Jiménez (2013), desde mayo de 2012 la Gerencia del Negocio Electricidad, del Grupo ICE, aprobó el plan de fuentes de energía renovables no convencionales (ERNC), un esfuerzo que resume, integra y orienta programas y proyectos de innovación tecnológica para contribuir a generar electricidad para el bienestar de los habitantes de Costa Rica, para aportar al compromiso global de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y para diversificar y consolidar el portafolio de opciones energéticas. El plan institucional se respalda el Plan Nacional de Energía 2015-2030 en cuanto a promover acciones para la incorporación de ERNC como sustento de la matriz eléctrica nacional (MINAE, 2015). Esta política reconoce la urgencia de disponer de fuentes emergentes que respalden la



seguridad del sistema, ya que una limitación importante de la hidroelectricidad y la geotermia es que un alto porcentaje del potencial está dentro de áreas silvestres protegidas legalmente vedadas al desarrollo energético y territorios indígenas. Por lo tanto resulta estratégico minimizar los riesgos de depender de pocas fuentes renovables, aumentar la eficiencia energética de procesos industriales, extraer más energía de residuos de procesos productivos (bioenergías) y aliviar la demanda sobre otros recursos que la sociedad desea conservar.

### Incentivos:

Son diversas las razones estratégicas para incentivar las ERNC, es importante considerar el progreso y madurez tecnológica, la reducción gradual de costos, las bajas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), el bajo nivel de impacto ambiental, la preocupación general de la sociedad por los problemas globales derivados por el uso de los hidrocarburos y una mayor y gradual independencia en el uso de combustibles fósiles. Además y en concordancia con lo señalado por Jara (2003 y 2006) las ERNC dinamizan encadenamientos productivos, aumentan los beneficios económicos, promueven nuevas oportunidades de empleo y reducen la cuota petrolera por importación de combustibles fósiles. En definitiva, las ERNC además de promover soluciones locales para sitios aislados de la red, atraen inversiones de agencias internacionales y financiamiento a soluciones energéticas que combinen la innovación y la tecnología. Además existe oposición de diferentes actores y partes interesadas de la sociedad, así como una creciente presión sobre el uso de los recursos hídricos para generación hidroeléctrica.

## Plan estratégico 2016-2035

### Vision de prospectiva energetica:

El plan estratégico 2016-2035 es una propuesta de planificación visionaria de mediano y largo plazo (ICE, 2016b). Su objetivo es promover el estudio, investigación, innovación y aprovechamiento de fuentes renovables no convencionales para generación eléctrica, procurando su incorporación escalonada al sistema eléctrico nacional, de modo que contribuyan a la consolidación de la matriz electro-energética nacional, a la sostenibilidad y a reforzar las políticas nacionales contra el cambio climático. En prospectiva energética el plan constituye una reflexión sobre escenarios energéticos para los próximos 20 años. En concordancia con Cordeiro (2016) aunque el futuro es



en principio impredecible, los planes y estrategias sobre la materia energética nos permitirán viabilizar escenarios, dirigir investigaciones, refinar acciones y ejercer una correcta dirección de recursos que puedan anteponerse a contextos indeseables y mayores incertidumbres relacionadas con toma de decisiones. En ese sentido, el plan operativo es un inventario de avanzada que reúne un clúster de fuentes energéticas que refuerzan la voluntad y visión de la institución y del país en cuanto a fortalecer el actual modelo de desarrollo eléctrico, en su carácter solidario y sostenible, mejorándolo y optimizándolo. El punto de partida son los potenciales que han sido identificados en las diversas fuentes no convencionales (Tabla 2). La energía solar, con 576 747 MW de potencial técnico, sin duda constituye por mucho el mayor recurso renovable disponible para Costa Rica. En segundo lugar la energía eólico-terrestre con 2 400 MW, incluso la energía marina (oleaje y corrientes) presenta un interesante potencial técnico de 2 032 MW (2015b).

Fuente	Potencial teórico bruto (MW)	Potencial teórico técnico (MW)
Solar fotovoltaico	8 403 094	576 747
Eólico terrestre	1 226 400	2 400
Marino	2 111	2 032
Biomasa	15 643	635

**Tabla 2.** Potenciales electro-energéticos de energías renovables no convencionales. Fuente: ICE (2015b).

## Alineamiento:

Cada programa del plan está articulado con hojas de ruta y líneas estratégicas alineadas con el Plan Nacional de Desarrollo, el VII Plan Nacional de Energía, las políticas del Grupo ICE y los objetivos estratégicos del Negocio Electricidad. El plan plantea una mejor coordinación entre las instancias involucradas, para continuar y cumplir el propósito de aumentar el aporte de renovables en el promedio de generación eléctrica con fuentes renovables. Se enfoca en tres ejes: investigación, divulgación y transferencia de conocimientos y propone las siguientes líneas estratégicas: independencia energética, disminución de efectos ambientales, estudio de potenciales energéticos, uso de incentivos para promover fuentes no convencionales, evaluaciones multi-criterio, enfoque de ciclo de vida y aplicación de marco legal vigente (ICE, 2015b).

La estrategia propone nueve hojas de ruta para energía eólica terrestre, eólica marina, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, biomasa seca, biomasa húmeda, energía marina, biocombustibles, geotermia de baja entalpía y dos programas especiales relacionados con generación distribuida y almacenamiento energético. Cada hoja de ruta cuenta con un diagnóstico y una breve referencia sobre potenciales energéticos, estado del conocimiento técnico, escenarios de desarrollo, barreras, necesidades de capacitación, cierre de brechas y una propuesta de acción con líneas estratégicas. En la figura 1 se presentan dos ejemplos de hojas de ruta para los programas solar fotovoltaica y energía eólica marina respectivamente (ICE, 2015b).



**Figura 1.** Ejemplos de hoja de ruta para solar fotovoltaica y energía eólica marina (Fuente: Tomado del Plan Estratégico 2016-2035).

## Plan operativo: 2016-2019

### Acciones de corto plazo:

El plan operativo es una selección priorizada de programas y proyectos que reúnen una serie de características para el desarrollo de este tipo de fuentes de energía en el corto plazo. Su avance tecnológico, precios, demanda y presencia en la actual matriz energética son condiciones que han sido valoradas para seleccionar proyectos y acciones para los próximos años. Cada proyecto tiene objetivos, alcances, métricas de avance, productos entregables, responsables, restricciones, riesgos, factores de éxito, cronograma y costos (ICE, 2016a).

Actualmente el portafolio cuenta con 32 proyectos priorizados para ser ejecutados entre el 2016 y el 2019. La calendarización considera el carácter estratégico, cierre de brechas, abundancia y costos de energía. Ordena cronológicamente la asignación de recursos financieros, los esfuerzos de investigación y el cumplimiento de metas, pero quizás lo más importante es el respaldo que brinda para la toma de decisiones. Importante destacar que

ningún proyecto del plan se descarta, solo que su ejecución está supeditada al cierre de brechas o vacíos que deben superarse. Los criterios de priorización podrán ser revisados y/o ajustados, con el fin de garantizar un nivel eficiente de ejecución y un mayor impacto de los programas y proyectos, con relación a los objetivos estratégicos del Negocio Electricidad. Sin duda tomar las decisiones correctas basadas en objetivos estratégicos y alineados constituye un factor crítico y de competencia para seleccionar las mejores opciones.

## Conclusiones

1. En prospectiva energética, el plan estratégico y el operativo resultan instrumentos adecuados para la planificación, de mediano y largo plazo, de fuentes de energía renovable no convencional de Costa Rica.
2. Estos planes constituyen mecanismos efectivos para ejecutar programas y proyectos hacia la diversificación y consolidación de la actual matriz energética.
3. En el mediano y largo plazo deben generarse condiciones técnicas, económicas o socio-políticas que permitan adicionar gradualmente energía no convencional a la matriz energética nacional.
4. El desafío del desarrollo de un portafolio de energías renovables no convencionales implica aprovechar las ventajas y oportunidades actuales, así como superar una serie de brechas tecnológicas, políticas, legales y de costos que imponen los nuevos paradigmas energéticos.
5. Estudios de penetración, respaldo energético y fortalecimiento de las líneas de transmisión, serán condiciones imprescindibles en la asignación de incrementar el aporte de energías renovables no convencionales.
6. El futuro electro-energético de Costa Rica debe continuar siendo renovable. Los recursos con que contamos y las características de nuestra matriz actual nos alejan de las pretensiones de explotar petróleo y gas natural. El futuro está en las fuentes renovables no convencionales y el ICE y el país deben continuar avanzando por las rutas del desarrollo energético sostenible.

## Recomendaciones

1. Divulgar, interna y externamente al ICE, el plan estratégico y plan operativo de fuentes renovables no convencionales.
2. Mantener vigilancia tecnológica, de marco legal y de costos respecto a la evolución mundial de las energías renovables no convencionales.
3. Incentivar capacidades técnicas para el desarrollo de energías renovables no convencionales, de acuerdo

con el nivel de avance, así como de los intereses y posibilidades del ICE.

4. Desarrollar herramientas tecnológicas de parametrización y modelaciones que permitan evaluar apropiadamente la inclusión de las fuentes renovables variables dentro de la expansión del sistema eléctrico nacional.
5. Innovar con modelos de negocios y proyectos comerciales ligados al desarrollo de fuentes renovables no convencionales (por ejemplo energía solar, eólica, vehículos eléctricos y redes inteligentes).

## Referencias

- Cordeiro, J. 2016.** La Prospectiva en Iberoamérica: Pasado, Presente y Futuro. Instituto de Prospectiva, Innovación y Conocimiento. Reporte para Project Red Milenium. Documento Técnico. 150 p.
- ICE. 2015a.** Instituto Costarricense de Electricidad. Costa Rica cierra 2015 con 99% de generación eléctrica renovable. Comunicado de Prensa. 18 de diciembre de 2015.
- ICE. 2015b.** Plan estratégico para la promoción y desarrollo de fuentes de energía renovables no convencionales. Planificación y Desarrollo Eléctrico, ICE. San José, Costa Rica.
- ICE. 2016a.** Plan operativo para la promoción y desarrollo de fuentes de energía renovables no convencionales. Planificación y Desarrollo Eléctrico, ICE. San José, Costa Rica.
- ICE. 2016b.** Instituto Costarricense de Electricidad. Costa Rica cerró primer semestre con 96,36% de generación eléctrica renovable. Comunicado de Prensa. 14 de julio de 2016.
- Jara T. 2003.** Estudio del desarrollo de las energías renovables no convencionales en países de interés para Endesa Chile. Documento interno Endesa Chile, octubre 2003.
- Jara, T. 2006.** Introducción a las energías renovables no convencionales. Empresa Nacional de Electricidad S. A., Chile. Primera edición.
- Jiménez, R. 2006.** Generación eléctrica con fuentes renovables: un reto para el desarrollo sostenible. Revista Vida, Sector Electricidad, Costa Rica. 17-19 p.
- Jiménez, R. 2013.** El plan de fuentes renovables no convencionales, retos y oportunidades. Revista Vida, Sector Electricidad, Costa Rica. 3-11 p.
- MINAE, 2015.** Ministerio de Ambiente y Energía. Plan Nacional de Energía 2015-2030. Documento técnico. 150 p.

### Biografías



**José Rodrigo Rojas M.** Es Doctor en Ciencias, Universidad Austral de Chile. Actualmente estudiante de Maestría en Gestión de Proyectos de Desarrollo. Cuenta con 16 años de experiencia en temas de energía renovables, cambio climático y biodiversidad. En los últimos 15 años se ha desempeñado en el área de gestión ambiental de estudios de factibilidad de proyectos hidroeléctricos y otras fuentes (energía marina, eólica). Tiene 20 años de experiencia en docencia universitaria. Cuenta con publicaciones sobre desarrollo sostenible, biodiversidad, cambio climático y energías renovables. Desde 2014 coordina la formulación y ejecución del Plan de Fuentes Renovables No Convencionales.



**Rolando Portilla P.** Es Ingeniero Civil, Universidad de Costa Rica, Máster en manejo de recursos naturales y cuencas hidrográficas del CATIE. Posee 26 años de experiencia en el campo del desarrollo eléctrico en áreas como: construcción de represas y obras subterráneas en proyectos hidroeléctricos ICE, formulación de estudios ambientales en la fase de pre-inversión de proyectos de generación eléctrica, estudios de potenciales de energías renovables no convencionales (solar, eólico, marino), gestión integrada de cuencas hidrográficas, formulación de planes estratégicos y operativos con fuentes renovables no convencionales. Actualmente se desempeña como Ingeniero Civil del proceso de Planificación Ambiental de Planificación y Desarrollo Eléctrico del ICE. Desde 2014 coordina la formulación y ejecución del Plan de Fuentes Renovables No Convencionales.



**Su empresa puede estar aquí**  
y ser vista en toda Latinoamérica

#### Contacto

Lic. Jessica Kaufman  
Asistente de Comunicación y Relaciones Institucionales  
jkaufman@cier.org



# PRÓXIMOS EVENTOS 2016



I Seminario Internacional de Recursos Humanos en el Sector Eléctrico SIRHUSE organizado por el CECACIER en República Dominicana.

**26,27 y 28 SETIEMBRE**



II Congreso Internacional de Operación de Sistemas y Mercados de Energía en Medellín, Colombia.

**19,20 y 21 SETIEMBRE**



Seminario Internacional Gestión Financiera Estratégica en Empresas de Energía en Antigua Guatemala, Guatemala.

**21,22 y 23 SETIEMBRE**



CLADE 2016 co-organizado por el CACIER y ADEERA en la Provincia de Córdoba, Argentina.

**3,4 y 5 OCTUBRE**



51° Reunión de Altos Ejecutivos (RAE) organizada por BOCIER en Santa Cruz de la Sierra, Bolivia.

**3 y 4 NOVIEMBRE**



IV Seminario Iberoamericano de Energías Renovables (SIBER) en Santiago de Chile, Chile.

**17 y 18 NOVIEMBRE**

Por más información [www.cier.org.uy](http://www.cier.org.uy)



## ¡Queremos que seas nuestro corresponsal preferido!

Para ello participa enviando noticias de empresas miembro de la CIER a [secier@cier.org](mailto:secier@cier.org). Quien envíe la mayor cantidad de noticias de interés durante el año 2016 ganará la asistencia gratuita a un curso a elección. Más información en [secier@cier.org](mailto:secier@cier.org)

\* Podrás elegir uno de los cursos señalados a continuación.

<b>CURSOS DEL ÁREA CORPORATIVA</b> Economía de la Regulación de la Actividad de Distribución Desafíos para la Gestión del Talento Tarifas en distribución para clientes regulados en el sector de la energía eléctrica Licitaciones Públicas para la expansión de la capacidad de generación Economía de la Regulación de la Actividad de Generación Calidad de vida laboral y factores psicosociales	<b>CURSOS DEL ÁREA DISTRIBUCION</b> Introducción a la Generación Distribuida Smart Grids Planificación de las redes eléctricas de distribución
<b>CURSOS DEL ÁREA COMERCIAL</b> Bases para un comportamiento empresarial responsable y sostenible	<b>CURSOS DEL ÁREA GENERACION</b> Fundamentos de auscultación y seguridad de presas Medición y evaluación del recurso eólico Energía solar fotovoltaica Fundamentos de la energía eólica Mantenimiento de turbinas de gas

## ¡Nos mueve la energía... y el conocimiento!

Queremos premiar a quienes comparten el conocimiento y por ello te invitamos a escribir un artículo acerca de las fuentes de energías renovables en tu área, ciudad o país de residencia. El mejor trabajo será publicado en la próxima revista de la Cier (mes diciembre – edición n°71) aparte de tener un pase a un evento a elección de forma gratuita. Más información en [secier@cier.org](mailto:secier@cier.org)







SIEMENS



EM  
Argentina  
y Uruguay



# Energy Management

Liderazgo en la transmisión y distribución eficiente,  
confiable e inteligente de la energía

Contacto EM: [em.ar@siemens.com](mailto:em.ar@siemens.com)

[www.siemens.com.uy](http://www.siemens.com.uy)