

66  
EDICION

# REVISTA CIER

SIN FRONTERAS PARA LA ENERGIA



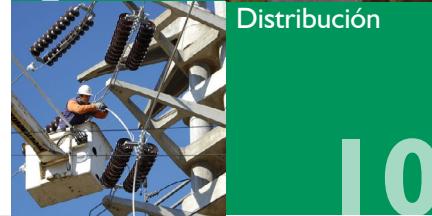
# CONTENIDO

## DISTRIBUCIÓN

- 4** PINTADO DE ESTRUCTURAS CON LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN SERVICIO EN REP- DT NORTE  
Ing. Joel Rodolfo Elizalbe Córdova – REP – Perú

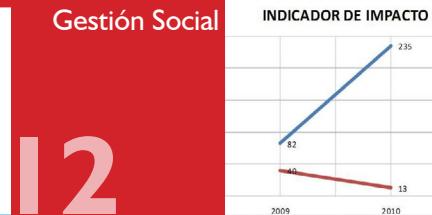


- 10** MEJORA DE LA CALIDAD DEL SERVICIO EN TRABAJOS CON TENSIÓN. ASPECTOS ECONÓMICOS  
Robinson Alexander Mejía Aroyo – EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. – Ecuador



## GESTIÓN SOCIAL

- 12** PROGRAMA PILOTO DE MANEJO MINERO SOSTENIBLE  
Jhon Jairo Herrera, Albeiro Ríos, Américo Darío Quintero – GENSA – Colombia



## GENERACIÓN

- 20** LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA FUTURA MATRIZ ENERGÉTICA BOLIVIANA  
Ing. Miguel A. Delgado – EMPRESA ELECTRICA CORANI S.A. – Bolivia

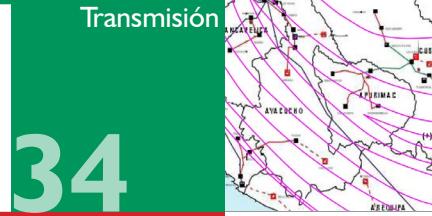


- 25** PROYECTOS EOLICOS EN REPUBLICA DOMINICANA Y SU INTEGRACION AL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI): ASPECTOS TECNICOS Y REGULATORIOS  
Yeulis Vidal Rivas Peña – EDESUR S.A – República Dominicana



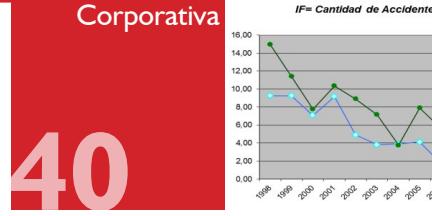
## TRANSMISIÓN

- 34** OPTIMIZACIÓN DEL COSTO DEL MANTENIMIENTO BASADO EN LA PRIORIZACIÓN DE LA IMPEDANCIA DE PUESTA A TIERRA PARA MEJORA DE LA CONFIABILIDAD  
Ricardo Manuel Arias Velásquez – REP – Perú



## CORPORATIVA

- 40** GESTIÓN DE LA SALUD Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO SOSTENIBLE BASADO EN LA PARTICIPACIÓN DE LOS TRABAJADORES  
Dario Consolani – TRANSENER S.A. – Argentina



Octubre 2015

Presidente de la CIER:

Ing. Jorge Arturo Iporre Salguero (Bolivia)

Vicepresidente:

Ing. Osvaldo Ernesto Arrúa (Argentina)

Ing. Víctor Romero Solís (Paraguay)

Director Ejecutivo:

Ing. Juan José Carrasco (Uruguay)

Redacción y Administración en Secretaría Ejecutiva de la CIER:

Bvr Artigas 1040 Montevideo, Uruguay

Tel: (+598) 27090611\*

Fax: (+598) 27083193

Correo Electrónico: secier@cier.org

Lic. M<sup>a</sup> Fernanda Falcone

Asistente de Comunicación y Relaciones Institucionales

ffalcone@cier.org

Foto de Portada: Planta Hidroeléctrica de Tucurí - Acervo Eletrobras.

Gentileza Electronorte Brasil - BRACIER

Web: www.cier.org.uy

\*Queda autorizada la reproducción total o parcial haciéndose mención de la fuente.





09,10 y 11  
Noviembre 2015

**Sea de los primeros 50 inscritos  
y reciba un TOUR GRATUITO de  
un día a Isla Tortuga, Costa Rica  
(08 noviembre de 2015)**



**Mayor información e inscripciones:**  
**[rae.cecacier.org](http://rae.cecacier.org)**

Organiza:



Con el apoyo de:



# PINTADO DE ESTRUCTURAS CON LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN SERVICIO EN REP-DT NORTE

*VI CITTES - Concordia, Entre Ríos, Argentina.*  
*Mayo 2013*

**Autor:**

**Ing. Joel Rodolfo Elizarbe Córdova** – RED DE ENERGIA DEL PERU S. A., REP - Perú  
jelizarbe@rep.com.pe

## DATOS DE LA EMPRESA U.T.E

**Dirección:** Av. Anselmo Vallejos N° 500

**Ciudad:** Urb. Las Brisas, Chiclayo, Perú

**Telefax:** (51) (74) 201368

**E-Mail:** jelizarbe@rep.com.pe

## **RESUMEN DEL TRABAJO:**

**Objetivo:**

Diagnosticar el estado de las estructuras metálicas, para prevenirlas de la corrosión y de tener corrosión, efectuar la limpieza de los perfiles y aplicar pintura que los proteja de la corrosión.

**Metodología empleada:**

1. Elaboración del programa de trabajo, indicando las medidas de seguridad a adoptarse y el cuidado del medio ambiente.
2. Preparación o limpieza de la superficie, mediante los métodos SSPC - SP3 o SSPC - SP2, para retirar las escamas de corrosión y suciedad.
3. Lavado de la superficie metálica con Chlor\*Ride, para remover cloruros, sulfatos y sales solubles.
4. Prueba de campo de sales solubles con el Parche Bresle, para extraer las sales del substrato a una solución donde puedan ser medidos los iones de la solución.

5. Toma de medidas de condiciones ambientales, para garantizar una correcta adherencia de la pintura a la estructura.

6. Pintado de las estructuras con pintura base alquídica.

7. Pintado de las estructuras con pintura alquídica de acabado.

**Resultados relevantes:**

Retiro de restos de óxido de las estructuras y prolongación de la vida útil de los perfiles metálicos. Postergación de los períodos de reemplazo de perfiles por corrosión.

**Conclusiones:**

Con la aplicación de pintura alquídica a las estructuras metálicas de las Líneas de Transmisión del Departamento de Transmisión Norte de Red de Energía del Perú, se garantiza la operatividad de dichas líneas y se inhibe la corrosión, debida a los cambios de temperatura que se tiene a lo largo de la costa peruana y a los vientos que arrastran partículas de sales en suspensión.

## INTRODUCCIÓN

El pintado de estructuras metálicas es un mecanismo de protección contra la corrosión, que se viene aplicando en estructuras metálicas de alta tensión del sistema eléctrico del Perú, desde mucho antes de la creación de Red de Energía del Perú.

Es así que desde la década de los 90's, ELECTROPERU S.A., predecesora de ETECEN S.A. y a su vez predecesora de REP, efectuó el pintado de torres de la Línea Chiclayo – Piura, zona norte del Perú, aplicando diferentes tipos de pinturas, sin buenos resultados, por desconocimiento de las técnicas apropiadas para la preparación de superficies.

La Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte, ETECEN encargó a la ONU, a través de su oficina de Servicios para Proyectos, la organización y conducción de la Licitación Pública Internacional para la "Adquisición de Pintura para Protección de Torres de Líneas de Transmisión y Servicio de Pintado", licitación que fue ganada por la firma Compañía Importadora Ferretera S.A. (CIFSA) para efectuar el servicio de pintado de 229 estructuras metálicas de la L-238 por un monto de US \$ 2 191 507,52 incluidos impuestos, con un plazo de ejecución de doscientos diez días calendario.

Este servicio incluyó capacitación de personal técnico durante 80 horas para cinco Ingenieros y diez Técnicos de ETECEN.

Este servicio tuvo una garantía de duración de la pintura aplicada de diez (10) años.

Con esta experiencia, el Departamento de Transmisión Norte de Red de Energía del Perú, REP, concursó el "Servicio de Pintado de Torres de la L-2236 Guadalupe – Chiclayo", adjudicándose el servicio a la empresa Consorcio Pinto. El servicio contempló el pintado de 10 estructuras por un monto de S/. 160 745,20 incluidos impuestos (US \$ 45 927,20 aproximadamente), con un plazo de ejecución de treinta días calendario y un periodo de garantía del servicio de tres años.

## DESARROLLO DEL TRABAJO: PINTADO DE ESTRUCTURAS PARA PREVENIR SU DETERIORO

### PROGRAMA DE INSPECCIONES Y CRITERIOS DE SELECCIÓN

A mediados de los 90's, ETECEN contrató los servicios de la empresa canadiense DessauSoprin para llevar a cabo el "Estudio Definitivo para la Rehabilitación de Líneas de Transmisión Costeras en 220 Kv".

Del estudio efectuado se encontró que la Línea de Transmisión L-238, siguiendo el ritmo de corrosión que presentaba, a los 6 años de operación, fines de 1997, tendría perfiles que perderían 7 mils de espesor de galvanizado, clasificando a estos perfiles como de corrosión muy severa. También se estimó que podrían haber perfiles que perderían 7 mils de espesor de galvanizado en 7 años, calificándolos como de corrosión generalizada; los perfiles que perderían 7 mils de espesor de galvanizado en 9 años fueron calificados como de corrosión mediana; mientras que los perfiles que perderían 7 mils de espesor de galvanizado en 14 años fueron calificados como de corrosión ligera y perfiles que probablemente perderían 7 mils de espesor de galvanizado en 19 años fueron calificados como perfiles sin corrosión.

DessauSoprin al inspeccionar las líneas de la zona norte del Perú, concluyó que era necesario cambiar las estructuras metálicas por postes de madera tratada desde la torre T-60 a la T-239 en la

Línea de Transmisión L-238 por presentar corrosión muy severa y recomendó proteger las torres T-01 a la T-57, la T-59 y de la T-240 a la T-463 por encontrarse con corrosión severa a corrosión mediana.

La Línea de Transmisión L-238 fue construida entre los años 1990 y 1991.

Los criterios de selección de las torres a pintarse obedecieron a la posibilidad de recuperar operativamente aquellas estructuras que no presentaran fatiga mecánica; para ello ETECEN contrató los servicios de la Universidad de Piura, Facultad de Ingeniería para que realizara la "Evaluación del Estado de 08 Perfiles de Acero de las Torres de Transmisión de Energía". Esta evaluación se hizo a perfiles extraídos de las T-108, 109 y 111 de los cuerpos superiores por estar más expuestos a la contaminación.

Los perfiles o testigos, originalmente eran de 4 mm de espesor; sin embargo cuando se retiró la capa de óxido se obtuvieron espesores remanentes que variaban entre 1.72 y 2.79 mm, reduciendo así la capacidad portante de los perfiles.

## DETERMINACIÓN DE LOS GRADOS DE CORROSIÓN

Para la determinación del grado de corrosión, se utilizó la siguiente clasificación, en base a los grados de corrosión establecidos por ISO:

Nivel de corrosión	Pérdida aprox. del galvanizado	Descripción	Corrosión
I	0 a 1 micra	Buena condición	Sin corrosión
2	1 a 2 micras	Ligeramente amarillenta, manchas en la superficie	Corrosión Ligera
3	2 a 3 micras	Areas amarillentas y marrones Permanece el galvanizado	Corrosión mediana
4	3 a 5 micras	Pérdida casi completa del galvanizado	Corrosión generalizada
5	Mas de 5 micras	Pérdida completa del galvanizado Laminado y pérdida del metal base	Corrosión muy severa

## PREPARACIÓN DE SUPERFICIE

El proceso de preparación de las superficies, se efectuó de la siguiente manera:

Todas las superficies de las torres estuvieron limpias y secas: Se retiró todo rastro de óxido, polvo, suciedad, residuos de lijado, aceite, grasa y pintura vieja descascarada.

En un primer momento las superficies con grados de corrosión 2 y 3 fueron limpiadas cumpliendo con los requerimientos de las especificaciones técnicas de SSPC-SP2, "Limpieza con herramientas manuales" y durante la ejecución de los trabajos

se privilegió aplicar el método SSPC-SP 3, "Limpieza con herramientas electro-neumáticas" a todas las estructuras.

### Preparación de superficie tipo SSPC-SPS 2

Se utilizaron martillos tipo comba, para descascarar las ampollas de oxidación que se encontraban en la superficie de la torre y que se desprendían con facilidad al golpe del martillo.

Posteriormente se emplearon rasquetas curvas manuales de 2 ½" de ancho para eliminar el óxido, polvo, suciedad e impurezas que se encontraban en la superficie de la torre.

A continuación se usaron escobillas de acero con mango de madera para retirar el óxido y polvo. Durante todo el proceso de limpieza de la superficie se tuvo especial cuidado de no dañar el galvanizado que aún presentaban algunos sectores de los perfiles, a fin de no restarle protección.

Se tuvo un gran cuidado en la limpieza de juntas, uniones y especialmente en los pernos, puesto que estas zonas son las más difíciles en la preparación de superficie.

Posteriormente se empleó lija de esmeril N° 40, para terminar de retirar algunos restos de óxido u otro material extraño de la superficie metálica.

### Preparación de superficie tipo SSPC-SPS 3

Antes de la limpieza con herramientas eléctricas, se retiraron todo rastro visible de aceite, grasa y sales.

Se usaron amoladoras para quitar todos los rastros de óxido.

Se usaron cepillos de acero con mangos de madera, lijas y rasquetas para quitar todo el óxido en escamas o laminado, toda la herrumbre floja o no adherida y el galvanizado suelto.

Se emplearon las herramientas eléctricas de manera tal que se evitó la formación de hendiduras, cantos y cortes agudos.

Después de la limpieza con amoladoras se limpiaron nuevamente la superficie con trapos limpios quitando la suciedad, el polvo o contaminantes similares de la superficie.

### Inspección

Inmediatamente después del proceso de limpieza de los perfiles, se realizaron inspecciones a la superficie, verificando que estén libres de impurezas, contaminantes y residuos propios de los sistemas de limpieza empleados.

### Retiro de sales solubles

Posteriormente al proceso de limpieza e inspección, se removió todo rastro de sales mediante el producto químico biodegradable removedor de sales solubles Chlor\*rid. Esta solución actúa sobre cloruros, sulfatos y sales solubles que hubieran quedado luego del proceso de limpieza de las torres.

El retiro de estas sales reduce la formación de capas prematuras de corrosión.

Este producto se utiliza como parte de la preparación superficial antes de aplicar la pintura y para el lavado de superficies en general previo a su mantenimiento. Limpia como un jabón, pero tiene la característica agregada de quitar las sales mientras limpia.

Al concentrado se agrega agua en la proporción de 50 volúmenes de agua por 01 del producto y puede aplicarse manualmente o a presión o alta presión.

Su aplicación se efectuó mediante lavado manual con trapo embebido en esta solución.

El proceso de lavado y remoción de sales solubles se realizó desde la parte superior de las torres hacia la base, teniendo cuidado en las zonas de las ménulas y en las chapas que sostienen las cadenas de aisladores. Para este fin se protegieron las cadenas de

aisladores con dispositivos removibles autos ajustables de madera, colocados con mucho cuidado, para evitar que los restos de óxido y posteriormente de pintado caigan sobre el conductor y produzcan cortocircuitos.

Terminado todo el proceso de limpieza y preparación de la superficie, se procedió a efectuar los siguientes controles con equipos apropiados de acuerdo a estándares establecidos.

Tipo de control	Equipo	Descripción
Humedad relativa	Equipo digital de medición de humedad	La humedad relativa no debe exceder de 85 %
% de sales solubles	Equipo Bresle	No debe exceder de 25 ppm
Temperatura de la superficie	Termómetro magnético	Deberá estar entre 10°C y 40°C. Normalmente se trabajará 3°C por encima del punto de rocío
Velocidad del viento	Aerómetro digital	El proceso de pintado se podrá ejecutar hasta 30 km/hr

Luego del lavado se determina la cantidad de sales que quedan en los perfiles mediante el Parche Bresle y un set colorimétrico, el cual es un kit exacto para detectar medidas o concentraciones de cloruros, sulfatos y nitratos en superficies con un solo muestreo superficial.

### Verificación de presencia de sales en los perfiles

Para el análisis de cloruros en los perfiles se emplean los Parches BresleSampler®, para ello se sigue la siguiente secuencia:

1. Se busca una superficie apropiada, la cual puede ser horizontal, vertical, sesgada o sobresaliente. Lo principal es que la superficie esté relativamente seca, es decir sin humedad notoria. En la mayoría de los casos se emplearon más de un parche para captar la variación del nivel de concentración de cloruros.
2. Adherir firmemente el parche a la superficie elegida para la prueba.
3. Rellenar una jeringa con 10 ml de agua destilada.
4. Se introduce la aguja de la jeringa a través del cuerpo del parche hacia el compartimiento de muestreo y se inyecta el contenido de la jeringa. Previamente debe retirar de la jeringa todo el aire atrapado.
5. Para asegurar una extracción eficiente de los cloruros, se puede extraer un poco del líquido del compartimiento y volver a inyectarlo, manteniendo insertada la aguja, a fin de crear turbulencia. Se debe repetir esta operación varias veces o también restregar firme pero cuidadosamente el compartimiento con la yema de los dedos.
6. Sucionar todo el líquido posible del parche y trasvasarlo a una probeta plástica transparente limpia.
7. Se agregan a la probeta dos gotas del líquido indicador rojo, marcado como Frasco N° 1 del Titration o set colorimétrico, moviendo con cuidado en forma rotatoria hasta obtener un color homogéneo.
8. A esta mezcla, se agregan dos gotas del Frasco N° 2, haciéndola

rotar y debe cambiar a un color ligeramente amarillo. Si la mezcla no es amarilla, se debe agregar mas gotas del mismo frasco, hasta que la muestra sea amarilla.

9. Del Frasco N° 3 se agregan cuidadosamente gotas, una por una, a la probeta haciéndola rotar brevemente cada vez que se agrega una gota. Contar el número de gotas hasta que el color del líquido cambie de amarillo a azul.

10. El contenido de cloruros corresponde al número de gotas, de acuerdo al siguiente cuadro:

Nº gotas del Frasco N° 3	Cantidad de cloruro presentes en la muestra
1	0 – 100 mg/m <sup>2</sup>
2	100 – 200 mg/m <sup>2</sup>
3	200 – 300 mg/m <sup>2</sup>
4	300 – 400 mg/m <sup>2</sup>
5	400 – 500 mg/m <sup>2</sup>

11. Si ocurriera el cambio de color de amarillo a azul a la primera gota y se necesitara un resultado mas exacto, se repiten los pasos 1 al 9, pero empleando el Frasco N° 4 en lugar del Frasco N° 3 en el paso 9. La cantidad de cloruros se determinada de acuerdo a la siguiente tabla:

Nº gotas del Frasco N° 4	Cantidad de cloruro presentes en la muestra
1	0 – 20 mg/m <sup>2</sup>
2	20 – 40 mg/m <sup>2</sup>
3	40 – 60 mg/m <sup>2</sup>
4	60 – 80 mg/m <sup>2</sup>
5	80 – 100 mg/m <sup>2</sup>

12. La prueba culmina vaciando el contenido de la probeta a una botella para desechos, la cual no debe ser echada a cualquier parte, pues los frascos 2, 3 y 4 contienen pequeñas cantidades de nitrato de mercurio, una sustancia tóxica y el frasco de desechos contiene un fragmento de zinc para absorber el mercurio, por lo que el contenido de la botella de desechos debe ser manejado de acuerdo a las leyes sanitarias.

## PINTADO DE ESTRUCTURAS

La pintura empleada fue una alquídica, de marca Vyguard I7G120 RustInhibitiveCoating a base de aceite secante, fabricadas por Ameron / Valspar. Este recubrimiento fue escogido por ser el más idóneo para el pintado de torres metálicas expuestas a climas severos.

Este tipo de recubrimiento es usado en muchas obras de mantenimiento en los EE. UU., Europa y Asia debido a su alto poder de penetración en las zonas más difíciles y alto contenido de sólidos metálicos en su composición.

El inconveniente de estas pinturas es su largo periodo de secado a espesores mayores. El secado de la pintura está en función al

espesor aplicado.

El recubrimiento con esta pintura es de alta penetración en superficies rugosas y especialmente en zonas de difícil acceso. Cumple la función de “galvanizado en frío” debido a sus componentes metálicos.

Para la aplicación de este tipo de recubrimientos alquídicos se emplearon mitones (guantes forrados de tela especial), dando como resultado alta protección y larga duración del recubrimiento. Para el nivel de corrosión 2 se estableció 8 mils de espesor de pintura seca con una sola capa de pintura; mientras que para perfiles con corrosión de grado 3 se establecieron 10 mils de espesor de pintura seca como mínimo en una sola capa. Para las estructuras con un nivel de corrosión 4 se estableció 15 mils de espesor de pintura seca mediante dos capas de pintura.

### Preparación de la pintura

Para la preparación de la pintura se destapaba un envase y se homogenizaba el contenido, teniendo cuidado que no queden sedimentos en el fondo del envase.

### Aplicación de pintura en torres con Nivel de Corrosión 2

El pintado de las torres se efectúa desde las partes más altas hacia la base, teniendo los mismos cuidados y seguridad que las indicadas en la preparación de superficies en lo que se refiere a las ménsulas y conductores.

En las zonas de la torre donde se tenían accesos difíciles al igual que en los pernos, se usó brocha o mitón, a fin de asegurar el correcto recubrimiento y protección, tratando de darle mayor espesor que el recomendado.

Conforme se iba pintando, se fue midiendo los espesores en húmedo tratando de que estos sean de 10 mils, para lo cual cada pintor linero usaba un calibrador de espesores en húmedo. Al término del secado el espesor seco promedio de la pintura fue de 8 mils.

### Aplicación de pintura en torres con Nivel de Corrosión 3

El pintado de las torres se efectúa desde las partes más altas hacia la base, teniendo los mismos cuidados y seguridad que las indicadas en la preparación de superficies en lo que se refiere a las ménsulas y conductores.

En las zonas de la torre donde se tenían accesos difíciles al igual que en los pernos, se usó brocha o mitón, a fin de asegurar el correcto recubrimiento y protección, tratando de darle mayor espesor que el recomendado.

Conforme se iba pintando, se fue midiendo los espesores en húmedo tratando de que estos sean de 12 mils, para lo cual cada pintor linero usaba un calibrador de espesores en húmedo. Al término del secado el espesor seco promedio de la pintura fue de 10 mils.

### Aplicación de pintura en torres con Nivel de Corrosión 4

#### Aplicación de la primera capa.

El pintado de las torres se efectúa desde las partes más altas hacia la base, teniendo los mismos cuidados y seguridad que las indicadas en la preparación de superficies en lo que se refiere a las ménsulas y conductores.

En las zonas de la torre donde se tenían accesos difíciles al igual que en los pernos, se usó brocha o mitón, a fin de asegurar el correcto recubrimiento y protección, tratando de darle mayor espesor que el recomendado.

Conforme se iba pintando, se fue midiendo los espesores en húmedo tratando de que estos sean de 6 a 9 mils, para lo cual cada pintor liniero usaba un calibrador de espesores en húmedo. Al término del secado el espesor seco promedio de la pintura fue de 5 a 8 mils.

### Aplicación de la segunda capa.

Posteriormente a la aplicación de la primera capa de pintura, se dejó secar un promedio de 30 días, dependiendo del clima y de los espesores pintados, a fin de proceder a pintar la segunda capa, para lo cual se limpió la superficie con trapo, para retirar el polvo o suciedad adherida.

El pintado de las torres se efectúa desde las partes más altas hacia la base, teniendo los mismos cuidados y seguridad que las indicadas en la preparación de superficies en lo que se refiere a las ménsulas y conductores.

Conforme se iba pintando, se fue midiendo los espesores en húmedo tratando de que estos sean de 10 a 12 mils, para lo cual cada pintor liniero usaba un calibrador de espesores en húmedo. Al término del secado el espesor seco promedio de la pintura fue de 9 mils.

EL tiempo de secado para el manejito fue de 90 días en promedio de concluido el pintado de la segunda capa.

## NIVELES DE CORROSIÓN



Figura 1: NIVEL DE CORROSION 1

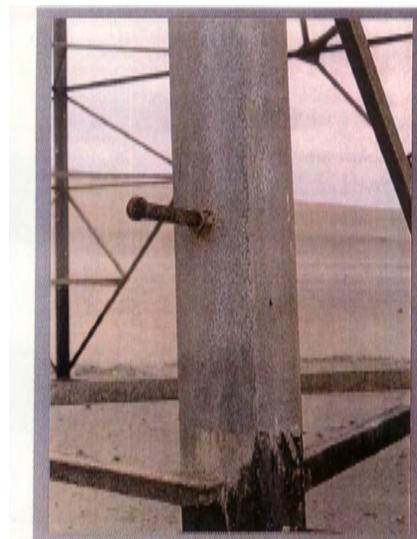


Figura 2: NIVEL DE CORROSION 2



Figura 3: NIVEL DE CORROSION 3

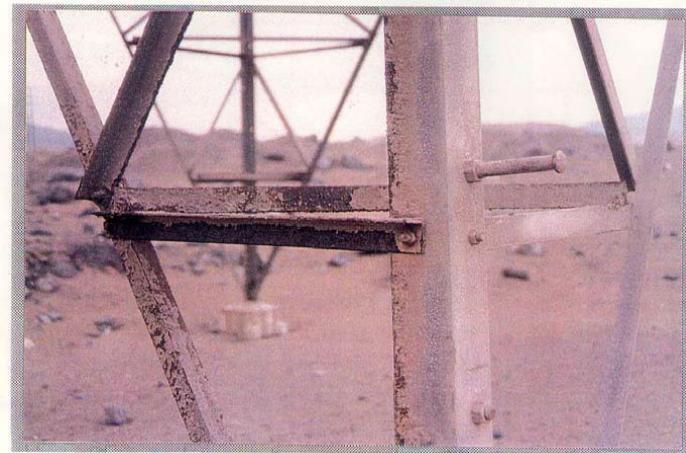


Figura 4: NIVEL DE CORROSIÓN 4

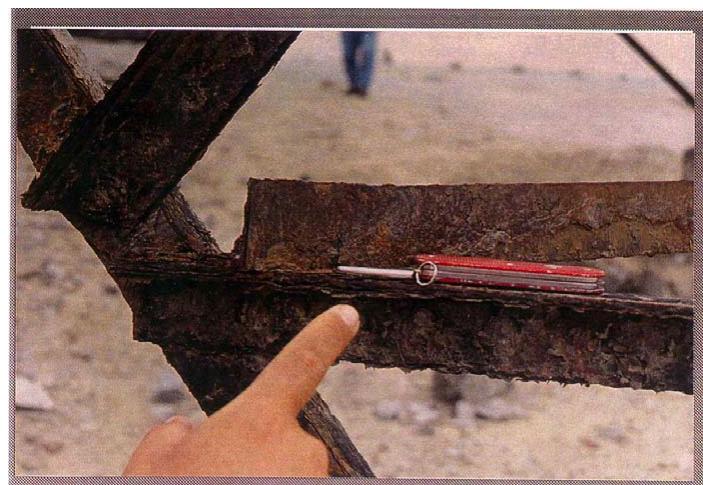


Figura 5: NIVEL DE CORROSIÓN 5



Figura 6: PARCHE BRESLE

# MEJORA DE LA CALIDAD DEL SERVICIO EN TRABAJOS CON TENSIÓN. ASPECTOS ECONÓMICOS

*VI CITTES - Concordia, Entre Ríos, Argentina.*  
Mayo 2013

## Autor:

**Robinson Alexander Mejía Aroyo**, Ing. Electricista, Jefe De Especialistas En Líneas Energizadas – EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. – Ecuador

## DATOS DE LA EMPRESA

**Dirección:** Ca. Chica Narváez 873 v Borrero

**Localidad:** Ibarra

**País:** Ecuador

**Código Postal:** 10-01-085

**Teléfono:** 00593-6-2641288

**Fax:** 00593-6-2957590

**E-Mail:** rmeiia@emelnorte.com

## OBJETIVO:

Realizar trabajos de mantenimiento correctivo y preventivo, en instalaciones de medio voltaje en línea energizada, apoyados con termografía (IR), para mejorar los índices de calidad de servicio, establecidos según la Regulación 004/01 del (CONELE), que son: tiempo promedio de duración de desconexiones (TTIK) y frecuencia media de desconexiones (FMIK); garantizando al cliente continuidad, calidad y confiabilidad en la entrega de energía eléctrica.

## MÉTODO:

El mantenimiento correctivo y preventivo se realizará contemplando metodologías y normativas internacionales en esta área de servicio; la propuesta promueve aplicar estrategias y mejoras, a las condiciones de los sistemas de distribución, mismos que no se construyeron en forma homogénea; en la actualidad, el Ecuador dispone de normas de homologación de propiedad, marcando una diferencia, a la adopción de normas técnicas de construcción anterior.

EMELNORTE S.A., y el crecimiento de la demanda, ha puesto al límite de operación a las subestaciones del área de concesión, y cumpliendo con su proyecto del plan de expansión, ha tenido la necesidad de incrementar nuevas subestaciones o se ha repotenciado algunas de las existentes, que conlleva a optimizar procesos, para garantizar la continuidad de servicio tanto en

distribución de energía, así como en las subestaciones.

Este crecimiento global de usuarios, significara que EMELNORTE, incrementará al mantenimiento del sistema eléctrico de distribución en medio voltaje (MV), dos grupos para realizar trabajos en línea viva, los mismos que se encargarán de minimizar las desconexiones por mantenimiento del sistema en MV, la implementación de un grupo especial que dedique su trabajo a realizarlo con línea energizada, y que utilice esta técnica, apoyados en tecnologías de punta que brindan seguridad, eficiencia y diseñados para esta actividad, estas técnicas se deberá aplicarlas a todas las empresas distribuidoras, dedicadas a la venta de energía eléctrica.

## RESULTADOS:

Esta investigación se realizará con personal calificado de la EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A.; se utilizará equipos de protección y herramienta

apropiada para este tipo de trabajo, apoyados de una cámara termográfica infra roja (IR), la cual permitirá detectar de calentamiento inusual de elementos, reflejados en una imagen, facilitará la planificación del mantenimiento preventivo y correctivo en líneas vivas en MV y al momento que se ejecute la termografía se realizarán las correcciones.

La relación de estas actividades y aplicaciones de la empresa en el sector es muy importante, ya que esta técnica permite garantizar la continuidad de servicio eléctrico, y mejorar los índices de calidad de servicio, establecidos según la Regulación 004/01 del CONELEC.

## CONCLUSIONES:

El operar en línea energizada, mejora los índices de calidad de servicio para las distribuidoras de energía, tendrá una afectación directa a la economía y producción de los usuarios, que son los principales afectados cuando existe un corte de servicio eléctrico programado o por falla.

Se realizará comparaciones estadísticas de datos históricos de desconexiones, con datos actuales y reportes reales de trabajos efectuados en líneas energizadas, estos reportes se verán reflejados en el trabajo a desarrollar, el cual permitirá realizar conclusiones y recomendaciones, para este tipo de mantenimiento eléctrico.



# NOS RENOVAMOS PENSANDO EN USTED



## ACTUALIZACIÓN

Desarrollo de propuestas académicas en temas de actualidad, con alta calidad técnica y ajustadas a las necesidades de las empresas.



## SATISFACCIÓN

Más de un 97% de satisfacción como promedio en nuestras capacitaciones, hacen de CIER una marca reconocida en la Formación de la Región.



## EXPERIENCIA

Más de 10 años trabajando en capacitación, y cientos de cursos desarrollados, avalan nuestra experiencia.



## DOCENTES CAPACITADOS

Profesores altamente capacitados y con amplia experiencia reconocida dentro del sector eléctrico.



## INNOVACIÓN Y FACILIDADES

Capacitación sobre temas innovadores al alcance de la mano mediante la modalidad de cursos online.

**CLIC AQUI  
PARA ACCEDER**

# PROGRAMA PILOTO DE MANEJO MINERO SOSTENIBLE

*II CISLIE CIER - Congreso Internacional Sostenibilidad en la Industria Eléctrica - Medellín, Colombia.*  
*Abril 2011*

## Autores:

**Jhon Jairo Herrera**, Ing. Electricista, Director Operativo  
 Interventoría Externa de Carbones – GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. ESP GENSA.

**Albeiro Ríos**, Gerente de Generación – GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. ESP GENSA.

**Américo Dario Quintero**, Director Ambiental – GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. ESP GENSA.

## DATOS DE LA EMPRESA

**Dirección:** Carrera 23 N° 64B-33. Edificio Centro de Negocios Siglo XXI. Manizales (Caldas)

**Código postal:** A.A. 2325

**Teléfono:** (6) 875 6262 Ext.226

**Fax:** (6) 875 6151

**E-Mail:** ambiental@gensa.com.co

## RESUMEN

El 12,2% del total de la superficie del Municipio de Paipa está bajo uso minero, siendo la minería de carbón la más activa, realizada esta mediante explotación artesanal, con bajos niveles de tecnificación y altos niveles de informalidad -que en conjunto han generado un cuantioso pasivo ambiental-. Desde la incursión de GENSA S.A. ESP en el Municipio con la operación de la Central Térmica de Paipa TERMOPAIPA, los mineros de la región se han convertido en sus principales proveedores de carbón. Por esta razón, y respondiendo a su programa de Responsabilidad Social Empresarial, GENSA ha desarrollado un programa piloto de manejo ambiental y socialmente responsable de la extracción de carbón dirigido al Municipio de Paipa como sitio de asiento de sus actividades, cuya finalidad es generar un impacto positivo en la región e impulsar un desarrollo armónico entre el sector productivo y la comunidad.

Este proyecto se basa fundamentalmente en tres pilares: el primero es el seguimiento a la aplicación de la normatividad ambiental y minera por parte de nuestros proveedores, pues el proceso inicia con la elaboración por parte de ellos de un Estudio de Impacto Ambiental y/o un Plan de Manejo Ambiental que conllevaron al otorgamiento de su Licencia Ambiental y su Título Minero, verificando de esta manera que el mineral que consume

GENSA para la generación de energía eléctrica cumpla con todos los requisitos de ley, y que no es el producto de explotaciones ilegales que conllevan al desmedro del recurso minero de la Nación y a la generación de condiciones laborales poco dignas e inseguras.

Concatenado con esta actividad de control, el segundo pilar es el Programa de Acompañamiento Técnico Continuo que GENSA ha puesto a disposición de sus proveedores a través de la Interventoría Externa a los Contratos de Carbón, efectuado por profesionales de distintas disciplinas afines con la práctica minera integral: Geólogos, Ingenieros de Minas, Ingenieros Ambientales y Sociólogos, con lo cual se busca la implementación de una técnica minera adecuada, que a través de buenas prácticas garantice viabilidad técnica, ambiental y económica, y a su vez sea socialmente aceptable y minimice las presiones negativas sobre los componentes ecosistémicos. Este programa busca adicionalmente vigilar el cumplimiento de las normas atinentes a la seguridad social integral de los trabajadores de las minas, incluyendo políticas de no explotación laboral para niños y mujeres, lo cual se logra con visitas continuas de personal de la empresa a los sitios extractivos. Y tercero, la elaboración de un Diagnóstico Minero Ambiental del Municipio de Paipa, con el objeto de describir el estado del arte en minería, definir los impactos ambientales acumulados y poder establecer los lineamientos para iniciar un proceso de mejoramiento integral de las zonas involucradas en la actividad extractiva. Como producto inmediato del Diagnóstico, se inició con un sub-programa de señalización minera, y un sub-programa de capacitación minera y educación ambiental, con los que se busca generar pertenencia y sensibilización hacia el respeto al medio ambiente. Finalmente, el programa de Evaluación de la Gestión Ambiental, evaluará la efectividad del programa a largo plazo.

## INTRODUCCIÓN

Sin lugar a dudas, como generadores de energía eléctrica a base de carbón, los impactos que nuestra actividad puede causar sobre los componentes medio ambientales son importantes, no sólo como efectos directos de la operación normal de una planta a carbón, sino también por la sinergia con actividades necesariamente complementarias a su objeto social, como son la minería y el transporte del carbón, si bien estas no sean ejecutadas por la empresa de forma directa. Dentro del crecimiento que en los

últimos 30 años ha tenido la explotación carbonífera del país, el establecimiento de la industria del acero (1.948), del cemento y por supuesto de las unidades de generación carbo-eléctrica (1.961), contribuyeron en su momento y siguen sobresaliendo como pilares del desarrollo de esta minería en el Departamento de Boyacá, productor natural de nuestro combustible.

Esta demanda continua del recurso ha hecho atractivo el negocio minero; hoy se cuenta en el departamento con alrededor de 500 títulos en firme para carbones térmicos y metalúrgicos (473 títulos. Ingeominas, 2008<sup>1</sup>), GENSA S.A. ESP se ha abastecido de mineral de unos 180 de ellos, sólo en los últimos dos años, por lo que se puede asegurar que Termopaipa en toda su historia como generadora de energía eléctrica, ha tenido relaciones comerciales con la totalidad de los títulos de carbones térmicos. Las visitas a los sitios productivos efectuadas en el proceso de verificación de ofertas de suministro y seguimientos que GENSA S.A. ESP realiza a sus potenciales proveedores y contratistas respectivamente a través de su Interventoría Externa, ha permitido adquirir un conocimiento amplio del diario quehacer de la minería boyacense y percibir el estado del arte de la misma al igual que su dinámica comercial.

La primera observación que salta a la vista es que, al igual que como sucede en explotaciones de carbón y de otro tipo de valores en el resto del país (metales preciosos, por ejemplo), la minería en Colombia es básicamente de pequeña escala y artesanal. Se confirma que nuestro país es de vocación agrícola y no minera, como si lo son Chile y Brasil, por citar dos ejemplos suramericanos.

En materia ambiental, se ha logrado concluir que las normas establecidas con la implantación de la Ley 99 de 1993 no han sido adecuadamente interiorizadas por el minero y se perciben aún como una obligación y no como una dupla obligación/deber. La entrega de los Estudios de Impacto Ambiental y/o los Planes de Manejo Ambiental son entendidos como la culminación de un proceso de contratación minera y no como parte de la explotación propiamente dicha, por lo que la ejecución de la mayoría de obras y medidas de manejo ambiental por parte del concesionario minero están sujetas a requerimientos previos de la Autoridad, bajo apremio de multa o caducidad; de ahí la necesidad de un programa de educación ambiental.

La problemática técnica y ambiental cuenta con otro componente aparte del educativo, y este es el económico. A través de la interacción directa que se ha logrado con los productores se ha podido establecer que la práctica de la intermediación en la compra de carbón (comercialización), tiene una influencia muy negativa pues en muchos casos, se ha podido constatar métodos engañosos y en otros, fraudulentos, para lograr apropiarse del uso de los títulos mineros del productor. Estos comercializadores pagan precios muy inferiores a los establecidos para compras directas y en algunas instancias incumplen con el pago, vulnerando la estabilidad económica del productor. La Minería es una empresa de importantes inversiones en lo técnico y ambiental. GENSA S.A. ESP con la creación de su Interventoría Externa, ha logrado detectar y neutralizar comercializadores no idóneos, abriendo mayor espacio para el productor primario, actividad que se destaca como un fin dentro de nuestro programa de RSE.

Por estar el Municipio de Paipa ubicado en el sector próximo a la Zona de Influencia Directa de nuestra actividad, el Programa Piloto de Manejo Minero Sostenible incorpora, finalmente, el proyecto de elaboración del Diagnóstico Minero Ambiental del Municipio de Paipa, en adelante DMAP, como tercer pilar del programa. En este Diagnóstico se identifican las principales debilidades que en materia minera y ambiental tiene el Municipio y se trazan los cursos de acción tendientes a minimizarlas por etapas, con la filosofía del hacer sobre la marcha, de tal suerte que el DMAP no quede como un documento más.

## **PRIMER PILAR SOCIALMENTE RESPONSABLE: AJUSTE A LA NORMATIVIDAD MINERA Y AMBIENTAL DE LOS PRODUCTORES. CERTIFICACIÓN DE ORIGEN DEL MINERAL QUE SE CONSUME EN TERMOPAIPA**

Para ajustarse a la normatividad legal como consumidor de un mineral, GENSA S.A. ESP debe exigir a sus potenciales proveedores el respaldo minero necesario del carbón a suministrar, representado en los Registro Mineros y Licencias Ambientales, verificando que éstos estén vigentes. Sólo este procedimiento es suficiente para cumplir legalmente, pero es pasivo socialmente. Por tal motivo, GENSA S.A. ESP, desde el 2008, estableció un mecanismo sin precedentes en la región, con el cual verifica directamente en las dependencias de las Autoridades Minera y Ambiental el real estado legal del título, y en las minas, la real capacidad de producción del oferente.

Con esta estrategia, se han conseguido los siguientes resultados con beneficios para nuestros grupos de interés:

- 1) **Proveedores.** Se garantiza la justa asignación según su capacidad de producción, optimizando los cupos para ser otorgados a otros productores, permitiendo a la vez una mejor distribución del ingreso; se neutraliza la influencia negativa de comercializadores inescrupulosos, permitiendo ingresos de mejor calidad para el verdadero productor; el mejor indicador de impacto es el aumento en la contratación con productores primarios con incrementos del 168% entre 2008 y 2009, y del 119% entre el 2009 y 2010. Igualmente se registra una disminución importante en la contratación con comercializadores (idóneos), **Ver Figura I.**
- 2) **Empresa.** Se minimiza el riesgo por incumplimientos o pérdida de anticipos como recursos estatales.
- 3) **Comunidad.** Se controla de forma indirecta el real flujo de regalías hacia los Municipios, minimizando distorsiones en las cifras oficiales y pérdidas por este concepto para los Municipios productores.
- 4) **Autoridades.** Se provee necesariamente un apoyo a las Autoridades minera y ambiental, enmarcado dentro de un concepto de fortalecimiento institucional.

<sup>1</sup> Cons. Comunal de Gobierno. Garagoa, Boyacá. Agosto 2008

## **SEGUNDO PILAR SOCIALMENTE RESPONSABLE: ACOMPAÑAMIENTO TÉCNICO A LOS PROVEEDORES**

Desde la implementación de la Interventoría Externa en el 2008, GENSA S.A. ESP ha efectuado 900 visitas de seguimiento y acompañamiento a los diferentes sitios productivos de sus proveedores en el departamento de Boyacá; en este sentido, se equipara, o inclusive supera en número a las visitas oficiales de las Autoridades Minera y Ambiental, equivalentes a un promedio de 2,2 visitas/día, durante los últimos dos años. Por medio de estas visitas se ha logrado no solamente adquirir un conocimiento de primera mano sobre el devenir diario del productor, insumo importante para la toma de decisiones confiables, sino también atender necesidades del proveedor sobre asesoría técnica que se presta de forma inmediata o posterior según su llamado. Se hacen recomendaciones en materia minera y ambiental dentro de charlas informales pero personalizadas, recalando sobre las falencias, enfatizando en las debilidades y reconociendo las fortalezas, directamente en el sitio de mina, **Ver Figura 2 (a-d)**

En curso de estos procedimientos la empresa se ha apropiado del sentir del productor, ha establecido una relación de igual a igual en su entorno, de minero (Empresa/Interventoría Externa) a minero (productor), estableciendo una interrelación directa y logrando un ambiente de confianza, **Ver Figura 2 (e)**. Se han roto paradigmas establecidos por el intermediario oportunista que había sembrado en la mente del pequeño y mediano productor, la idea de que una contratación directa era casi imposible con la empresa sin su intermediación. El mejor indicador de este logro es el registro de ofertas presentadas por los productores en los años 2009 y 2010 contra las presentadas por los comercializadores en el mismo periodo, **Ver Figura 3**, en la cual se aprecia un incremento sustancial en el interés del sector productor con un aumento del 287% entre el 2009 y el 2010 y una disminución del 67,5% en las ofertas por parte de comercializadores en el mismo periodo. Indudablemente, la labor de GENSA S.A. ESP con la Interventoría Externa, ha servido de disuasivo para la intermediación oportunista y ha evolucionado hacia prácticas comerciales más justas y socialmente responsables con fuerte incidencia ambiental.

GENSA S.A. ESP pretende en el mediano plazo con esta estrategia, propiciar un pool de proveedores técnica y ambientalmente responsables, estableciendo esto como un criterio de selección de proveedores. Este proyecto se ha dado a conocer, y el productor en aras de tener mayor probabilidad de formar parte de este registro de proveedores, ha empezado a atender las recomendaciones que el equipo técnico de GENSA S.A. ESP le brinda en campo. Se espera que en un futuro cercano se logre la adquisición de una conciencia ambiental sentida, que no requiera de estímulos externos para lograr el cuidado del entorno en donde se realizan las actividades humanas.

## **TERCER PILAR SOCIALMENTE RESPONSABLE: DIAGNÓSTICO MINERO AMBIENTAL DEL MUNICIPIO DE PAIPA**

Con el fin de concretar una mayor incidencia de las actividades de la empresa, en particular de la generadora TERMOPAIPA, en su

Zona de Influencia Directa, acorde con su Sistema Integrado de Gestión y su Programa de Responsabilidad Social Empresarial, en el año 2009 se elaboró, publicó y socializó el DMAP. El documento pone sobre la mesa las inquietantes condiciones de trabajo minero existentes en los dos sectores principales de producción del Municipio: veredas Salitre y Volcanes. Más como un fin en sí mismo, el DMAP se plantea como una línea base para proponer y poner en práctica soluciones a la problemática encontrada. Igualmente ofrece un material de consulta confiable, en el cual se actualiza la información existente en la Agenda Ambiental del Municipio de Paipa 2008-2011, en la que, en materia minero-ambiental, no se cuenta con información útil.

El DMAP muestra que concretamente en el Municipio de Paipa, la minería del carbón es la más activa. Se han contabilizado 133 unidades productivas (boca-minas activas) y 100 bocaminas inactivas o abandonadas. La explotación de este mineral se realiza de forma artesanal sustentada más en la tradición oral familiar que en la capacitación técnica; los niveles de tecnificación son muy bajos y, en la mayoría de los casos, no se sigue un planeamiento minero acorde con lo planteado en los Programas de Trabajos y Obras (PTO). Esto conlleva a que las explotaciones no sean económica ni técnicamente viables en el tiempo, haciéndolas como temporales, motivo por el cual se cierran y se abren otras en cercanía a la primera, en cortos periodos de tiempo (1 o 2 años). En materia de seguridad industrial y aspectos relacionados con lo laboral, priman la informalidad y la improvisación tanto en el uno como en el otro; se ha detectado el empleo puntual de menores en su actividad minera, deficiente cobertura en seguridad social y desapego al empleo de elementos de protección personal (EPP). La gestión ambiental de las explotaciones es aun más precaria. La disposición inadecuada de material estéril, el vertimiento de aguas ácidas de mina sin tratamiento previo, la remoción de cobertura vegetal para la adecuación de infraestructura auxiliar y la subsidencia, constituyen según el análisis realizado, las mayores afectaciones sobre el ecosistema físico-biótico local<sup>2</sup>.

El nivel de impacto encontrado mediante el DMAP se explica en una combinación de variables que incluyen: 1) Carencia generalizada de formación minera técnica; 2) Arribo tardío de una legislación ambiental fuerte (17 años, Ley 99/93), en comparación con una actividad minera carbonífera que inició su "boom" hace más de cuatro décadas cuando, lo que hoy se percibe como agresiones flagrantes sobre el medio ambiente, no era entonces enteramente punible, y que permitió el afianzamiento de malas prácticas ambientales que aun hoy no se han logrado erradicar. 3) Inefectividad en los controles por parte de la autoridad ambiental y minera. Las innumerables explotaciones desbordan su capacidad de control y seguimiento. 4) En el Municipio de Paipa existe la mayor densidad de boca-minas por hectárea en el departamento debido, como se mencionó, a la falta de apego a lo planteado en el PTO y al conflicto entre terrateniente y concesionario minero, en donde el primero aún cree que prevalece el sistema de accesión (el dueño del suelo es el dueño del subsuelo) y basado en ello, abre explotaciones dentro de los títulos indiscriminadamente con la connivencia del titular minero, quien no aplica la herramienta de amparo administrativo que establece la ley, por evitar conflictos.

El documento arrojó en síntesis, un diagnóstico con una problemática muy compleja, y una inquietud concreta: ¿Cómo abordar esta problemática desde un punto de vista de RSE,

<sup>2</sup> Gensa S.A. ESP DMAP 2009, Páginas 57 a 75

con participación activa de la empresa como actor en la región, sobre la base de este diagnóstico y en especial sobre una base de objetivos realizables?

La primera estrategia consistió en proponer inmediatamente y en el mismo documento, un Plan de Manejo Ambiental, planteando una serie de tecnologías sencillas pero efectivas de fácil aplicación<sup>3</sup>, seguida de su socialización, la cual se llevó a cabo en el Ier Foro Minero Ambiental del Municipio de Paipa en septiembre de 2009, **Ver Figura 4.** En febrero de 2010, el documento fue distribuido en físico y en medio magnético a los actores locales: comunidad (Biblioteca Pública Municipal); Alcaldía; Personería; Ingeominas; Corpoboyacá y a los titulares mineros del Municipio.

La carencia de educación ambiental y de sensibilidad y compromiso se abordó inicialmente con la convocatoria de los empresarios y capataces mineros del Municipio a charlas presenciales en la sede de la Interventoría Externa; sin embargo, la afluencia fue escasa y se decidió abortar esta estrategia por una más dinámica y efectiva. Se implantó un sub-programa de señalética (señalización minera), con el que se pretende irradiar 100 bocaminas (de 133), de los sectores de El Salitre y Volcanes carentes de las más mínimas normas de Seguridad industrial. El programa está en ejecución y al presente se ha avanzado en un 25% con resultados muy alentadores. Este programa consta de tres etapas:

- 1) Instalación** de 18 señales (informativas y preventivas), al interior y exterior de cada mina, paralelamente con charlas de orientación y recomendación tendientes a mejorar la gestión en seguridad y aplicación de medidas ambientales, **Ver Figura 5.**
- 2) Verificación.** Es la etapa en la que se califica la mina con la señal “Buen Estado” o “Mal Estado”, dependiendo de los correctivos que el titular haya cumplido en el tiempo que fue concertado para ejecutarlos.
- 3) Seguimiento.** Esta etapa se realizará por tiempo indefinido y consiste en visitas periódicas para confirmar que una mina calificada con la señal “Buen Estado”, efectivamente continúa con buenas prácticas operacionales. Esta etapa será alterna con las anteriores e inicia en el mes de octubre de 2010, **Ver Figuras 6 a 13.**

Los resultados inmediatos de esta estrategia se resumen a continuación:

- Ha generado expectativa positiva entre algunos titulares y mineros del Municipio y alrededores.
- Han solicitado (algunos titulares), ser visitados para recibir orientación, dispuestos a mejorar las condiciones de trabajo.
- Ha propiciado prácticas operacionales seguras; referentes a la utilización de elementos de protección personal.
- Mayor conciencia ambiental; reflejada en el manejo que le están dando actualmente a los estériles y a las aguas subterráneas. Durante el seguimiento, el minero está recuperando sistemas de tratamiento de aguas, abandonadas por largo tiempo.

De acuerdo a la Oficina de Asistencia Técnica Minera, Ambiental y Social del Municipio de Paipa, el programa ha arrojado resultados muy positivos desde su inicio en el mes de abril.

Finalmente, el transporte del carbón es otro punto neurálgico sobre el cual GENSA S.A. ESP ha iniciado un programa de sensibilización y orientación tendiente a erradicar las malas prácticas a este respecto. Se abordó con la socialización de la Guía Minero Ambiental para el Transporte de Carbón<sup>4</sup>, en lugar de la ley de Tránsito y Transporte correspondiente, ya que la primera presenta una mayor conexión con el tema minero-ambiental. La primera fase del programa estuvo dirigida a los proveedores exclusivamente, muchos de los cuales son también transportadores o dueños de los vehículos, con quienes se han efectuado dos reuniones en las que se establecieron compromisos tendientes a la corrección de inconformidades en los requisitos de transporte de este tipo de carga: Carpados adecuados; sobrecarga y velocidad; uso por parte de los conductores de los Elementos de Protección Personal (EPP) para el ingreso a los patios de Termopaipa y certificación de afiliación a ARP. La segunda fase consistirá en sesiones de sensibilización y compromiso directamente con los conductores.

Los logros obtenidos al presente son:

- 1)** Cobertura del 100% de los conductores al sistema de ARP;
- 2)** Empleo generalizado de EPP;
- 3)** Carpado de vehículos de acuerdo a lo establecido en la norma.
- 4)** Disminución del riesgo por afectación a terceros en los principales corredores viales que comunican con Termopaipa.

La inversión efectuada por GENSA S.A ESP hasta el momento en el fortalecimiento y mantenimiento de los tres pilares descritos anteriormente asciende a \$1.200.000.000.

La meta trazada a mediano plazo es lograr el cambio radical de la forma de hacer minería en el Municipio de Paipa.

## CONCLUSIONES

La aplicación de las estrategias trazadas dentro del Programa Piloto de Manejo Minero Sostenible, permite concluir:

- La dinámica comercial del carbón en el Departamento de Boyacá es de gran complejidad
- El conocimiento de la intimidad del quehacer productivo del departamento, adquirido durante los últimos tres años mediante la presencia de la empresa en los sitios extractivos, ha aportado una base firme y una condición sine qua non para el planeamiento de las estrategias del programa
- Los dos primeros pilares socialmente responsables han arrojado resultados muy representativos en el corto plazo y permiten vislumbrar efectos aun más notorios en el mediano plazo
- Se requiere del esfuerzo permanente y conjugado no solo de GENSA S.A. ESP, sino también de las demás empresas consumidoras de carbón, al igual que de las Autoridades, para concretar un modelo minero acorde con la legislación vigente
- El DMAP de Paipa ha puesto de manifiesto, no solamente el cuantioso pasivo ambiental existente, sino también la necesidad de acciones tendientes a la erradicación de las malas prácticas mineras y ambientales

<sup>4</sup> MAVT. Resolución 1023/2005, artículo 3, numeral 5.

- Las estrategias planteadas con subprogramas sencillos como el de señalización minera han probado ser una herramienta eficaz en el corto tiempo, para incentivar las buenas prácticas por parte del minero.
- La continuidad y replica por parte de otros actores del mercado es importante para crear sinergia de los logros alcanzados por GENSA S.A. ESP en su Programa Piloto de Manejo Minero Sostenible.

## ANEXOS Y APÉNDICES



**FIGURA 1:** Incidencia del programa RSE de Manejo Minero Sostenible, sobre la contratación



**FIGURA 2 - (a):** Charlas técnicas



**FIGURA 2 - (d):** Asesoría técnica



**FIGURA 2 - (c):** Acompañamiento al minero



**FIGURA 2 - (d):** Asesoría técnica



**FIGURA 2 - (e):** Acercamiento y entendimiento



**FIGURA 3:** Incidencia del programa RSE de Manejo Minero Sostenible, sobre la oferta.



**FIGURA 4 – (a):** Socialización del Diagnóstico Minero Ambiental Paipa 2009



**FIGURA 4 – (b):** Socialización del Diagnóstico Minero Ambiental Paipa 2009



**FIGURA 5:** Algunas señales diseñadas para el programa de señalética minera



**FIGURA 6:** Instalación de señales en bocamina



**FIGURA 7:** Instalación de señales para manejo de residuos sólidos



**FIGURA 8:** Instalación señales uso del extintor



**FIGURA 9:** Instalación señales riesgo eléctrico



**FIGURA 10:** Instalación señales ruta de evacuación subterránea



**FIGURA 11:** Recuperación del sistema de manejo de agua



**FIGURA 12:** Adquisición de camillas. Sinergia del programa



**FIGURA 13:** Calificación de la mina

## BIBLIOGRAFÍA

CONESA FERNÁNDEZ, V. Et al. Guía metodológica para la Evaluación de Impacto Ambiental. Madrid: Editorial Munidpress, 1993. 412pp.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. El Carbón colombiano. Recursos, Reservas y Calidad, Bogotá: Ingeominas, 2004. 470 pp.

Plan de Ordenamiento Territorial del Municipio de Paipa, Acuerdo 030 de 2000

Plan de Desarrollo del Municipio de paipa, "Primero la Gente" 2008-2011.

ROBERTO C. Villas-Boas. Tecnologías Limpias para las Industrias Mineras, Río de Janeiro: Mario Sanchez Editores, 2006. 258 pp.

CAPACITACIÓN A DISTANCIA **19 DE OCTUBRE AL 13 DE DICIEMBRE 2015**



## **INICIACIÓN AL MANTENIMIENTO DE PARQUES EÓLICOS**

**CUPOS LIMITADOS**

### **DIRIGIDO A**

Dirigido principalmente a técnicos de formación profesional, técnicos de mantenimiento de otros sectores e ingenieros que deseen orientar su carrera hacia el mercado eólico, el cual está ofreciendo nuevas oportunidades de trabajo en el mercado global, por su fuerte crecimiento en los últimos años, y las previsiones en el futuro.

Gran parte de la formación, sobre todo la parte eléctrica puede ser también utilizada en otras instalaciones de energías renovables, fundamentalmente fotovoltaica y biomasa.

### **INVERSIÓN**

U\$S 800 Miembro CIER  
U\$S 1000 No miembro CIER

Empresas de Costa Rica, Miembro de CIER U\$S1067 (imp.incluido)  
Empresas de Costa Rica, No Miembro de CIER U\$S 1333 (imp.incluido)

Nota: impuestos, retenciones de impuestos, tasa o cualquier gravamen nacional serán a cargo del cliente.



**INSCRIBIRME  
AHORA**

# LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA FUTURA MATRIZ ENERGÉTICA BOLIVIANA

*SIBER III - Seminario Internacional de Energías Renovables*  
Setiembre 2013

## Autores:

Ing. Miguel A. Delgado, Departamento de Planificación, Unidad de Proyectos Eólicos – EMPRESA ELECTRICA CORANI S.A.

## DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Av. Oquendo N-654, Torres Sofer I

País: Bolivia

Código postal: 5165

Teléfono: 591-4-4235353, 4235686

Fax: 591-4-4115192

E-Mail: miguel.delgado@corani.bo

## I. INTRODUCCIÓN

Para atender la demanda de electricidad y sentar las bases para el desarrollo de las Energías Renovables, en Bolivia se han efectuado estudios y emitido disposiciones de políticas, así como se ha elaborado el Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012-2022 (POES), que permiten prever el fortalecimiento a largo plazo de las Energías Renovables. El POES determina el incremento de las centrales hidroeléctricas, el inicio de la geotermia y un crecimiento modesto de la biomasa, además de centrales termoeléctricas.

En un sistema eléctrico en que predomina marcadamente la termoeléctricidad en base al Gas Natural -que ya se constituye en un energético de mejor calidad que otros combustibles fósiles, en términos ambientales-, el incremento del aprovechamiento de Energías Renovables contribuirá a atender la demanda energética reduciendo la emisión de gases de efecto invernadero. La construcción de centrales hidroeléctricas en zonas de montaña, también reduce los impactos negativos sobre la biodiversidad.

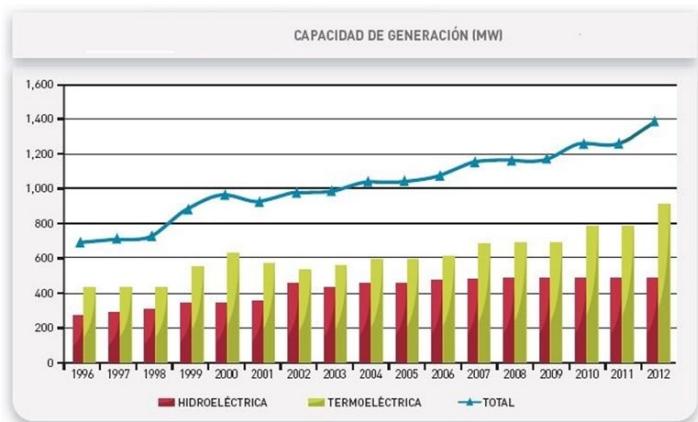
El objetivo de este trabajo es realizar un análisis de los beneficios ambientales de la nueva matriz energética, en términos de emisión de gases de efecto invernadero ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2\text{O}$ ) y consideraciones sobre el impacto de las hidroeléctricas.

Este análisis se realiza para el componente generación, del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

## 2. CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE GENERADOR BOLIVIANO

El parque generador del SIN se caracteriza por el predominio de la termoeléctricidad a Gas Natural, correspondiendo al 62,1% de la Potencia Instalada y al 66,5% de la Generación, a 2012;

Históricamente, esa es la tendencia de al menos la última década, según puede observarse en el **Gráfico N°1**.



Nota.- A partir de la gestión 2011 se considera la capacidad de generación a temperatura máxima probable.

Gráfico N° 1: Capacidad de Generación 1996-2012

Fuente: CNDC, 2012

La potencia instalada a 2012 es de 1.384,8 MW.

## CAPACIDAD DE GENERACIÓN A FINES DE 2012

HIDROELÉCTRICAS	CAPACIDAD (MW)	TERMOELÉCTRICAS (*)	CAPACIDAD (MW)
Sistema Corani	148.7	Guaracachi (36°C)	321.6
Sistema Zongo	188.0	Santa Cruz (36°C)	38.4
Sistema Miguillas	21.1	Aranjuez (25°C)	35.4
Sistema Taquesi	89.3	Karachipampa (18°C)	13.5
Kanata	7.5	Kenko (18°C)	17.8
Sistema Yura	19.0	Valle Hermoso (28°C)	107.7
Sistema Quehata	2.3	Carrasco (36°C)	124.0
		Bulo Bulo (36°C)	87.3
		Entre Ríos (36°C)	98.7
		Guabirá (36°)	21.0
		El Alto (18°C)	16.2
		Moxos	(**) 24.3
		Trinidad	2.9
<b>Subtotal</b>	<b>476.1</b>	<b>Subtotal</b>	<b>908.7</b>
<b>Capacidad Total (Hidro + Termo) : 1,384.77 MW</b>			

(\*) A la temperatura máxima probable

(\*\*) No se consideran las 6 unidades siniestradas en julio de 2012 (M0509 - M0514).

NOTA: los totales pueden no coincidir por redondeo de cifras.

Gráfico N° 2. Capacidad de Generación 2012

Fuente: CNDC, 2012

El desarrollo de las termoeléctricas se ha visto favorecido por las altas reservas de Gas Natural (de hecho, Bolivia es exportadora de este combustible), el precio subsidiado y congelado para la generación eléctrica (aproximadamente el 20% del precio

de exportación) y los cortos plazos que se requieren para su implementación. Estos elementos han desincentivado el desarrollo de las hidroeléctricas (Aliaga et al. 2012). El monto de la subvención supera los 400 millones de dólares anuales (YPFB, 2012).

La demanda de electricidad de los últimos años ha sido atendida a través de un plan de emergencia, que ha recurrido a turbinas a Gas Natural y a motores a Diesel Oil.

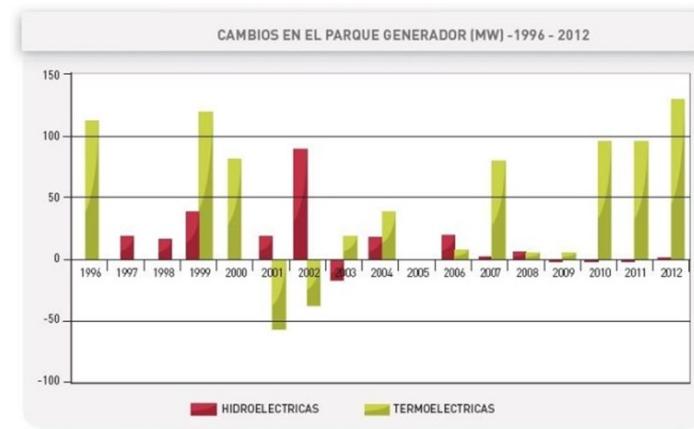


Gráfico N° 3. Cambios del parque Generador

Fuente: CNDC, 2012

En el diagnóstico del sector realizado por la autoridad sectorial (Ministerio de Hidrocarburos y Energía – Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, MHE-VMEEA, 2012), para elaborar una estrategia de desarrollo de las Energías Alternativas, se indica que las emisiones de CO<sub>2</sub> y del ruido son las externalidades ambientales más importantes, aunque no fueron cuantificados.

### 3. PLANES Y POLÍTICAS ENERGÉTICAS

El marco político institucional está establecido por:

- La Constitución Política del Estado Plurinacional
- El Plan Nacional de Desarrollo (D.S. 29272)
- D.S. 29635, Programa Electricidad para Vivir con Dignidad.
- Plan de Universalización Bolivia con Energía (2010-2025)

En base a lo anterior, el MHE-VMEEA ha elaborado la “Política de Energías Alternativas para el Sector Eléctrico en el Estado Plurinacional de Bolivia” (2012), que a través de cuatro Programas define los lineamientos para desarrollar las fuentes de energías alternativas, incrementar la generación, incrementar la cobertura del servicio, exportar la energía eléctrica y fundamentalmente modificar la matriz energética:

- a) Programa 1: “Generación Eléctrica mediante Energías Alternativas”<sup>1</sup>, que establece una participación de al menos 10% de la matriz energética. Adicionalmente, plantea que debe considerarse posibilidades de exportación
- b) Programa 2: “Electricidad para Vivir con Dignidad”
- c) Programa 3: “Desarrollo Normativo y Fortalecimiento Institucional”

<sup>1</sup> Define Energías Alternativas, aquellas como opción a las fuentes tradicionales de uso convencional (fósil o hídrica mayores a 2 MW)

- d) Programa 4: “Desarrollo de la Investigación, Transferencia Tecnológica, Promoción y Difusión”

El Plan de Desarrollo Energético - Análisis de Escenarios 2008 – 2027 (2009), reconoce el alto potencial de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en Bolivia:

- a) Hidroenergía, con un potencial hidroenergético aprovechable de aproximadamente 40.000 MW, según el inventario, del cual solo se habría desarrollado el 1,2%.
- b) Biomasa, muy utilizado domésticamente pero con potencial para aprovechar a nivel industrial.
- c) Geotermia, en el Occidente, con potencial probado pero que requiere contabilizarlo.
- d) Eólico, que avanza a partir de la preparación del Atlas Eólico de Bolivia (2009), por 3TIER, con el impulso de TDE.

El Diagnóstico para la elaboración de estrategias de desarrollo de las Energías Alternativas, concluye que para el 2020 (MHE-VMEEA, 2012): i) los costos de generación de hidroeléctricas, eólicas y biomasa (bagazo del azúcar) podrían estar por debajo de las termoeléctricas a Gas Natural, ii) es realista una participación del orden de 400 MW para eólicas, biomasa y solar, iii) unos 200 MW de eólicas, iv) hidroeléctricas. Finalmente, concluye que el orden de costos de generación indica que las hidroeléctricas son las más económicas, seguidas de eólica y solar, aunque reconocen que las primeras acarrean implicaciones y costos ambientales cuando están localizadas en las regiones amazónicas de tierras bajas.

Los anteriores instrumentos de política y orientación, evidencian un importante grado de madurez nacional para dirigirse al cambio de la matriz energética, hacia la hidroelectricidad y los otros recursos naturales.

En esta línea, está en marcha ya la construcción del proyecto hidroeléctrico Misicuni (120 MW, a cargo de la Empresa Misicuni), la futura licitación para la construcción del proyecto hidroeléctrico San José (120 MW, a cargo de la Empresa Corani S.A.), la construcción del Parque Eólico Qollpana, el primer parque nacional (piloto, 3 MW, a cargo de la Empresa Corani S.A.) y una campaña de medición eólica a nivel nacional (9 torres, a cargo de la Empresa Nacional de Electricidad).

### 4. EL PLAN OPTIMO DE EXPANSIÓN DEL SIN 2012 – 2022

Aprobado en fecha 5/01/2012, el POES del SIN elaborado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) identifica el cronograma de ingreso de proyectos de generación y transmisión para abastecer la demanda prevista, de forma segura, confiable y a costo mínimo, para un periodo de 10 años: 2012 – 2022.

En el POES se prevé el incremento de la potencia instalada de más del 100% en el periodo mencionado, con una disminución del parque termoeléctrico al 37% y una participación en la producción del 40%.

Este Plan fue elaborado en función a los proyectos que se conocían (sea cual fuera el nivel de avance). Los proyectos presentados en forma esquemática, son los siguientes.

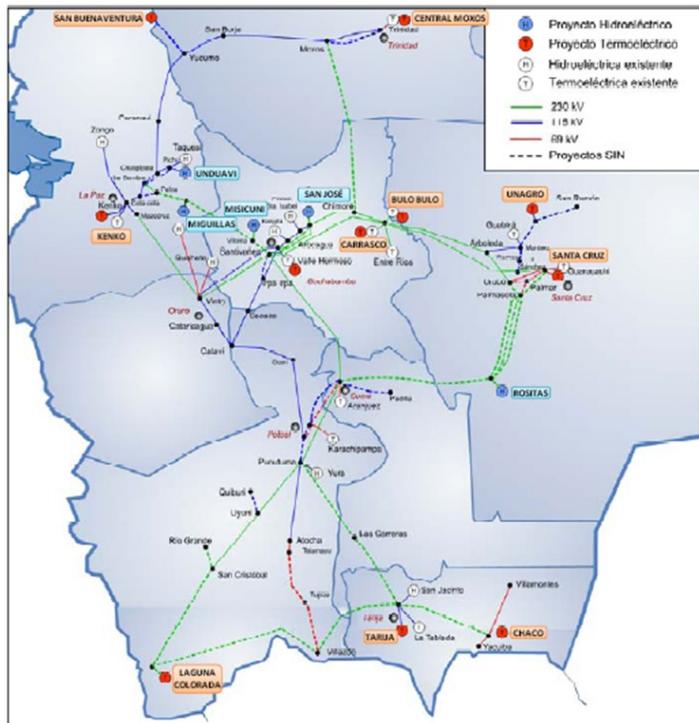


Gráfico N° 4. Esquema proyectos POES 2012-2022

Fuente: CNDC, 2012

Destacan 5 proyectos hidroeléctricos, 1 geotérmico, 3 biomasa y 7 térmicos.

No se observa estrecha relación del POES con las políticas indicadas en el Punto 3 precedente, aunque efectivamente la incorporación de las energías renovables modificarán sustancialmente la matriz energética.

Por el carácter concreto del POES, no se hacen otras consideraciones de los proyectos, como el potencial de los recursos naturales en los sitios en que se emplazan, geografía, aspectos ambientales, emisión de CO<sub>2</sub>, eficiencia de las tecnologías en los sitios, etc.

## 5. IMPLICACIONES AMBIENTALES DE LA FUTURA MATRIZ ENERGÉTICA

Para el análisis se revisaron las estadísticas históricas de operación oficiales emitidas por el Centro Nacional de Despacho de Carga. La estimación de la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI), CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O, se realizó aplicando los Factores de Emisión del Nivel I propuestos por el IPCC 2006, para el Gas Natural; el total de GEI es la suma de la emisión estimada de los 3 gases citados. Otros indicadores, la Huella de Carbono y el Índice de Impacto Ecológico, son cocientes de gramos emisión CO<sub>2</sub>/kWh y Hectáreas inundadas/Potencia Instalada, respectivamente.

La emisión estimada de gases se indica en el cuadro siguiente. Los valores indicados para el período 2012 – 2022, son los reales para cada año, no los estimados en el POES (los valores reales son ligeramente mayores a los calculados en el POES).

NUEVA MATRIZ ENERGÉTICA - 2022

Año (*)	Potencia Instalada Total (MW)	Generación Bruta Total SIN (GWh)	Generación Térmica (%)	CO2 (MM Tons)	CH4 (kg )	N2O (kg )	Total GEI (MM Tons)	Huella Carbono (grCO2/kWh)
2008	1.162,3	5.360,0	57,5	2,02	36.062	3.606	2,02	377,4
2009	1.164,9	5.633,0	59,8	2,24	39.947	3.995	2,24	397,9
2010	1.258,1	6.086,0	64,6	2,68	47.820	4.782	2,68	440,8
2011	1.309,8	6.611,0	64,8	2,98	53.046	5.305	2,98	450,1
2012	1.384,8	6.940,0	66,5	2,93	52.182	5.218	2,93	421,8
2022	2.297	13.786	66,5	5,82	103.658	10.366	5,82	421,8
2022 (**)	2.297	13.786	40,0	3,12	55.699	5.570	3,12	226,7

(\*) Periodo 2008 - 2012: Datos estadísticos históricos

(\*\*) 2022: Datos de emisión de gases estimada, manteniendo las actuales condiciones de participación de la termoeléctricidad a Gas Natural

(\*\*\*) 2022: Datos de emisión de gases estimada, según lo previsto en el Plan Óptimo de Expansión del SIN 2012-2022

Tabla N° 1. Generación y emisión de GEI

Fuente: Elaboración propia

Los valores del 2022 corresponden a dos escenarios: i) el hipotético caso de mantener los actuales porcentajes de termoeléctricidad (66,5% del 2012), ii) el esperado por el POES en la nueva matriz energética (40%).

Para el 2022 se espera un incremento del 66% de la Potencia Instalada (a 2.297 MW) y del 100% en la Generación (a 13.786 GWh/año). Si se mantuviese el porcentaje actual, la emisión de Gases de Efecto Invernadero se incrementaría el 100% (de 2,93 a 5,82 MM Tons GEI). En cambio, con la nueva matriz energética, el incremento será de apenas el 7% (a 3,12 MM Tons GEI). En el gráfico siguiente se expresan los valores de emisión de GEI, históricos y estimados para el 2022, mostrando en líneas punteadas el escenario de la nueva matriz energética, el bajo incremento.

Emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

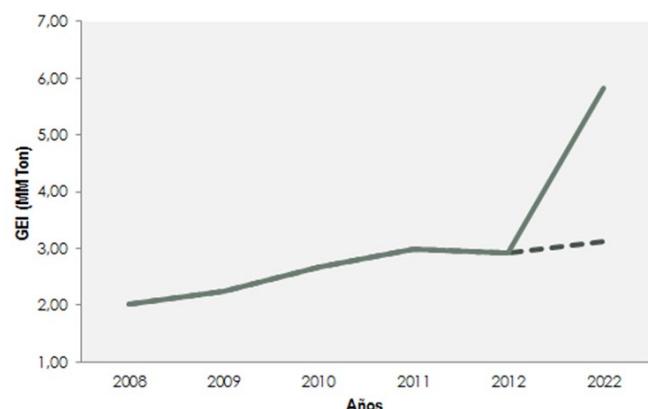
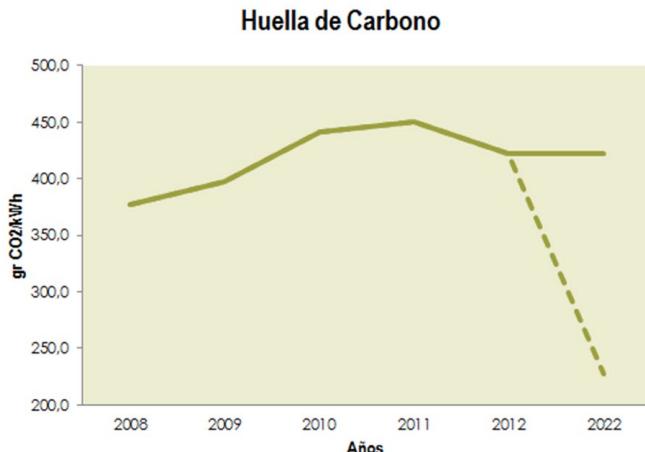


Gráfico N° 5. Emisión de GEI, históricos y estimados

Fuente: Elaboración propia

Siendo que el CO<sub>2</sub> es el gas que se emite en cantidades mucho mayores a los otros dos, predomina en los valores totales de GEI.

En cuanto a la Huella de Carbono, mantener el escenario actual en el futuro (66,5% de termoeléctricidad), tan solo mantendrá la actual situación; en cambio, la nueva matriz energética conducirá al significativo descenso de este indicador, reflejando un sector eléctrico ambientalmente más “limpio”, a pesar de haberse incrementado significativamente la Capacidad y la Generación.

**Gráfico N° 6.** Huella de Carbono, históricos y estimados

Fuente: Elaboración propia

Los proyectos hidroeléctricos previstos en el POES se refieren a proyectos que se localizan en el Occidente, la parte montañosa del país. Ello tiene la ventaja de ocupar valles de poca extensión, de menor biodiversidad y permite aprovechar el gradiente altitudinal para instalar centrales de alta caída. Por lo anterior, el Índice de Impacto Ecológico es bajo, en comparación con otros proyectos, en especial tierras bajas.

PROYECTOS	Río principal	Capacidad Instalada (MW)	Superficie Inundada (Has)	Índice (Has/MW)	Observaciones
Umapalca y Paillida	Migullas (La Paz)	167,1	N/A	N/A	Prácticamente centrales de pasada. Pequeños embalses de regulación horaria, poca superficie ocupada
San Cristóbal, Anazani, Santa Rosa	Unduavi (La Paz)	45	N/A	N/A	Prácticamente centrales de pasada. Pequeños embalses de regulación horaria, poca superficie ocupada
Misicuni	Misicuni (Cochabamba)	120	600	5	Embalse que se desarrolla en un vaso de la cadena montañosa
San José	Paracti (Cochabamba)	120	N/A	N/A	Aprovecha aguas turbinadas de otra central hidroeléctrica localizada aguas arriba, en un esquema de cascada
Rositas	Grande (Santa Cruz)	400	24300	61	Estrabilaciones de la cadena montañosa

N/A: No Aplicable

**Tabla N° 2.** Índice de Impacto Ecológico de proyectos hidroeléctricos del POES. Fuente: Elaboración propia

Un hecho que se observa es que los proyectos identificados no aprovechan necesariamente los recursos naturales en que se localizan:



Por ejemplo, el sector Oriental del país, presenta alto potencial eólico y no se tienen proyectos concretos a la fecha de elaboración del POES.

En un análisis más detallado, es posible encontrar sitios de alto potencial eólico y solar en la región montañosa, que también pueden ser aprovechados. En una zona de estas características está construyéndose el primer parque eólico de Bolivia (Qollpana, Fase I), que con sus unidades 2x1,5 MW a 2800 m.s.n.m. y en geografía compleja, representa la incorporación de una tecnología no convencional al SIN y el inicio real del aprovechamiento de Energías Alternativas.

## 6. CONCLUSIONES

Existe una definición y conveniencia del sector eléctrico para cambiar la matriz energética actual (basada en la termoeléctricidad) y dar mayor protagonismo a los recursos naturales, principalmente la hidroelectricidad. Los estudios realizados por la autoridad sectorial prevén la incorporación adicional de geotermia, eólica y biomasa.

La conversión de la matriz energética conducirá a un sector eléctrico, “limpio” ambientalmente (menor emisión de GEI, menor Huella de Carbono y baja ocupación de superficies), le permitirá disminuir la subvención del Gas Natural y darle un mejor destino a ella, en términos de exportación.

A nivel de marco político se cuentan con las condiciones favorables para la incursión y desarrollo de las ERNC, que presentan un alto grado de madurez tecnológica y algunas de ellas precios aceptables.

Las políticas establecidas por la autoridad sectorial aún no se han traducido en proyectos concretos, menos han sido considerados por la administradora del SIN; a pesar de ello, ya se han iniciado algunas acciones iniciales y es plausible pensar en una consolidación hacia el futuro, unos 400 MW al 2022, en eólica, biomasa y solar.

El crecimiento de la Demanda verificado los últimos años, es mayor a lo previsto en el POES 2012-2022, por lo que el requerimiento de energía será mayor al previsto en dicho estudio. En esta línea, el aporte de las Energías Renovables, convencionales y no, pueden constituir un aporte válido.

El parque piloto eólico Qollpana constituye el ingreso del país a la tecnología eólica y al aprovechamiento de ERNC.

La cartera de proyectos identificados para el periodo 2012-2022, no ha tomado en cuenta el recurso natural con mayor potencial en el sitio en el cual se desarrollan.

## 7. LECCIONES APRENDIDAS

La elaboración convencional de planes de expansión, que consideran principalmente criterios técnicos y económicos, debe ser complementados con criterios ambientales, para evaluarlos desde otras ópticas y así otorgar sustentabilidad a los mismos. En este sentido, el uso de indicadores como la emisión de Gases de Efecto Invernadero y Huella de Carbono constituyen una opción simple.

Un plan que considere hidroeléctricas emplazadas en zonas montañosas, complementadas con eólicas, constituyen una combinación oportuna. Es de bajos impactos comparativos y permite garantizar Potencia firme.

## 8. RECOMENDACIONES

Basados en el alto potencial de la hidroenergía, solar, eólica y biomasa, es necesario acelerar la gestación de este tipo de proyectos en el país.

El planteamiento del POES está basado en proyectos que existían en el portafolio de instituciones, pero sin tomar en cuenta el potencial de las fuentes energéticas naturales. Debe estudiarse para el futuro.

Es necesario aproximar las visiones y propósitos de la autoridad elaboradora de políticas y planes, con los ejecutores de proyectos, administradores y reguladores del mercado eléctrico.

## 9. BIBLIOGRAFÍA

Aliaga L., J., F. Buch, A. Bueno L. 2012. El sector eléctrico en Bolivia. IISEC, Universidad Católica Boliviana. Documento Trabajo N° 4/12.

Centro Nacional de Despacho de Carga. Memoria 2012. 48 p.

Centro Nacional de Despacho de Carga. Resultados de operación del Sistema Interconectado Nacional 2012. 46 p.

<http://www.hidrocarburosbolivia.com/bolivia-mainmenu-117/energia/58119-subvencion-a-generacion-de-electricidad-llega-a-us-433-millones.html>. Subvención a generación de electricidad llega a \$us 433 millones. Acceso 19/07/2013

IPPC. 2006. Directrices para inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Capítulo 2, Combustión Estacionaria. 47 p.

MHE – VMEEA. 2009. Plan de desarrollo energético – Análisis de escenarios 2008-2027. 69 p.

MHE - VMEEA. 2012. Política de energías alternativas para el sector eléctrico en el Estado Plurinacional de Bolivia. 25 p.

MHE – VMEEA. 2012. Diagnóstico general para la elaboración del plan estratégico de desarrollo de las energías alternativas en Bolivia (2012 – 2020). 74 p.

# PROYECTOS EOLICOS EN REPUBLICA DOMINICANA Y SU INTEGRACION AL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI): ASPECTOS TECNICOS Y REGULATORIOS

*SIBER III - Seminario Internacional de Energías Renovables*  
Setiembre 2013

## Autores:

**Yeulis Vidal Rivas Peña**, Ingeniero Eléctrico, MsC en Energias Renovables, Sub-Gerente Mercado Spot. – EMPRESA DISTRIBUIDORA EDESUR S.A

## DATOS DE LA EMPRESA

**Dirección:** Carlos Sanchez y Sanchez esq. Ave. Tiradentes, Ensanche Naco , Distrito Nacional.

**Pais:** República Dominicana

**Código postal:** 10121

**Teléfono:** (809) 683- 9292

**Fax:** (809) 563-3806

**E-Mail:** Compras\_Energia@edesur.com.do

## I. RESUMEN

En momentos en que los países del mundo enfocan la seguridad del abastecimiento energético como el eje central del desarrollo de sus economías, y considerando que la sostenibilidad del crecimiento económico, requiere la consecución de los niveles óptimos de cierta independencia que garantice una reducción sustancial de los riesgos que imponen los conflictos propios del accionar de la geopolítica, caracterizada por incrementos bruscos en los precios internacionales de los combustibles, lo que ha ocasionado graves dificultades en el suministro de los insumos que impactan sensiblemente en el crecimiento de nuestras economías, República Dominicana se levanta como referencia entre los países que han decidido explotar sus recursos renovables de una forma intensiva y eficiente, mediante la promulgación de la Ley de Incentivos a las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07). El impacto que sobre la matriz energética de todos los países está teniendo las energías renovables es verdaderamente sorprendente, destacándose la energía eólica como la de mayor crecimiento a nivel mundial, gracias a los avances tecnológicos logrados para su integración en la operación de los sistemas eléctricos de potencia. Para aprovechar plenamente este recurso renovable, es importante minimizar los efectos adversos del impacto que provoca su intermitencia en la calidad y seguridad del servicio. El aumento de la energía eólica demandará cambios en la operación, y en los esquemas de protecciones y control del Sistema Eléctrico Nacional.

Uno de los elementos que en la operación del sistema puede resultar mayormente afectado por la generación eólica, en el marco de la prestación de los servicios de regulación de frecuencia y tensión, es la calidad del servicio. Para permitir la máxima integración posible de energía eólica será necesario identificar las soluciones más efectivas, que permitan garantizar un control adecuado de la frecuencia y de la tensión. El balance generación-demanda deberá asegurarse en todo instante para evitar desvíos significativos de la frecuencia, así como también un control efectivo de las variaciones de tensión, originadas por fluctuaciones de potencia eólica.

## 2. SITUACIÓN ACTUAL

En la República Dominicana existe un incipiente mercado eólico, a gran escala, dos parques eólicos adyacentes en la zona suroeste, Los Cocos (25 MW) y Quilvio Cabrera (8.5 MW), iniciaron sus operaciones en el último trimestre de 2011 y operando a principios del 2013 Los Cocos II con una potencia instalada de 52 MW. Todos estos proyectos inyectan su potencia a través de la misma subestación llamada Juancho 138kV, aportando en conjunto 85.5 MW al SENI y cuya operación está bajo la responsabilidad de una sola empresa llamada Empresa de Generación Haina y con factor de capacidad registrado es del 30%.



Figura 1: Ilustración aerogeneradores que conforman el parque eólico los Cocos. Cortesía EGEHAINA

Estos proyectos empezaron a desarrollarse en el 2002 y culminaron en el 2011 debido a las barreras técnicas, territoriales (titularidad) y Burocrática que imperan actualmente en la República Dominicana.

Dos proyectos adicionales, Matafongo (30 MW) en la zona sur y el Guanillo (50 MW) en la zona norte, están en proceso de consecución de financiamiento.

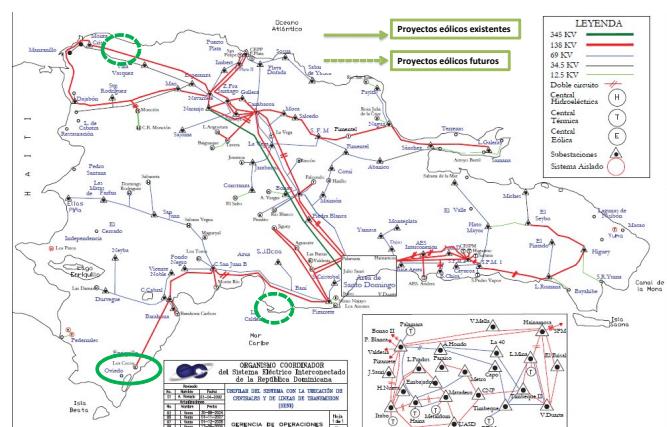


Figura 2: Sistema Nacional Interconectado (SENI) Fuente OC-SENI y ubicación de proyectos eólicos.

Así mismo, la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha otorgado más de 700 MW en Concesiones Provisionales para energía eólica, sin embargo pocos solicitantes están cerca de la construcción.

### 2.1. Aspectos Regulatorios

En el año 2007, fue promulgada la Ley de Incentivo a las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07) y en el 2008 su reglamento para la aplicación de dicha ley (Decreto 202-08). Con la entrada en vigencia de este marco legal, ha iniciado la aplicación de una serie de estímulos económicos para la inversión en generación

eléctrica a partir de fuentes alternas no convencionales. Entre estos incentivos se encuentran:

- Exenciones al impuesto sobre la renta.
- Reducción al impuesto al financiamiento externo.
- Primas en el precio de la energía producida por fuentes alternas no convencionales.
- Prioridad en el despacho para la energía generada en régimen especial.

El mercado eléctrico Dominicano, está basado en la libre competencia el cual permite el libre acceso de nuevas plantas de generación sin importar su límite no obstante, para acceder a los incentivos que ofrece la Ley 57-07 solo pueden acogerse a estos incentivos aquellos proyectos eólicos, cuya capacidad no sea mayor de 50 MW previa demostración de su viabilidad física, técnica, medioambiental y financiera.

### 2.2. Régimen tarifario

En cuanto a los precios de venta actualmente es 14.40 centavos de US\$/kWh. El mismo es determinado acogiéndonos lo establecido en el artículo 110 del Reglamento para la Aplicación de la ley 57-07 el cual indica una retribución anual de referencia (R), para cada tipo de energía renovable interconectada al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) y que la misma se verá incrementada durante los años 2009 y 2010, a una tasa fija de crecimiento anual de 4% y a partir del 1 de enero de 2011, se aplicará anualmente el índice de precios al consumo IPC de los Estados Unidos de América "all cities, all items". Dicho artículo establece que la retribución anual de referencia R, contenida en los contratos, será en US dólares, pero la electricidad vendida será pagada en RD\$ a la tasa de cambio US\$/RD\$, promedio ponderado para la venta de divisas de los agentes de cambio, publicada por el Banco Central de la República Dominicana o la que en el futuro la reemplace, y a falta de pacto expreso en la moneda nacional.

A continuación una ilustración del modelo aplicado:

### LEY 57-07:INCENTIVOS A LAS RENOVABLES

Hasta 2008	<b>• 12.52 cUS\$/kWh</b>
2009-2010	<b>• Incremento de un 4% al precio de 2008:</b> 2009: 13.02 c\$/kWh 2010: 13.54 c\$/kWh
2011-2017	<b>PE<sub>t</sub> = PE<sub>t-1</sub> * IPC dic t-1 / IPC dic t-2</b>
2018-2027	<b>PE<sub>t</sub> = PE<sub>t-1</sub> * [(IPC dic t-1 / IPC dic t-2) - 0.01]</b>
=2028	<b>• Fijado anualmente por resolución de la CNE</b>

Figura 3: Modelo aplicado Elaboración propia.

### 2.3. Aspectos Técnicos: Despacho de la Generación Renovable no Gestionable

Las disposiciones legales consideradas para la programación de la generación con base en energías renovables, son las contenidas en los Artículos 114 y 118 del Reglamento de la Ley 57-07 donde se señala que están exentas de la obligación de realizar programaciones temporales, las energías renovables no gestionables. Sin embargo el Artículo 118 señala en su Párrafo III, que por causas de demanda

o riesgo del sistema, la energía eléctrica producida con base en energía eólica debe ser programada. Adicionalmente y en forma específica, la Comisión Nacional de Energía (CNE) dictó mediante la Resolución CNE-AD-0012-2011 el “Procedimiento Complementario Para la Integración y Operación de Centrales de Generación de Régimen Especial en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (SENI) “ el cual tiene como objetivo complementar la normativa vigente en los aspectos relacionados con la integración y operación de las energías renovables en el Sistema Eléctrico

Esta iniciativa ha tenido la intención de suplir soluciones a vacíos normativos en lo relacionado con la Programación del Despacho de las Energías Renovables al SENI, así como el establecimiento de normas de interconexión complementarias al Código de Conexión. En su Capítulo 4— Sección I— Programación de la Operación, Artículo 31, textualmente señala:

**ARTÍCULO 31: PROGRAMACIÓN DE LAS INGERENCIAS NO GESTIONABLES.** Las Instalaciones Renovables no gestionables conectadas tanto al sistema de Transmisión como al sistema de Distribución, entregarán al OC, en la oportunidad que este lo requiera, la siguiente información, según el tipo de Instalación que corresponda, para ser consideradas en la Programación de la Operación Diaria ( PDO), en las reprogramaciones y durante la Operación en Tiempo Real realizada por el CCE.

- a) *Instalaciones Eólicas: Curva característica de la potencia neta horaria a despachar por el parque, en función de la velocidad y dirección del viento pronosticado con técnicas empleadas de predicción.*
- b) *Instalaciones Solares:....”*

Adicionalmente el Artículo 32 del mismo cuerpo legal señala:

**ARTÍCULO 32:** Con la finalidad de que el OC-SENI pueda programar la reserva requerida en el PDO, el Agente de la Instalación Renovable no-gestionable, diariamente actualizará sus previsiones y las remitirá al OC, en el plazo establecido en el Art. 208 del RLGE. En función de estas previsiones, estas instalaciones serán incluidas en el PDO que realiza el OC-SENI.”

### 3. IMPACTO EN LA OPERACIÓN EN EL SENI: EXPERIENCIA CON LA OPERACIÓN DEL PARQUE EÓLICO LOS COCOS.

#### 3.1. Desviaciones en la Programación del SENI

El Art. 114 del Reglamento de Aplicación de la Ley 57-07 establece que las Energías Renovables no gestionables, como es el caso de aquellas producidas por los parques eólicos, están extensas de la obligación de realizar programaciones temporales al Organismo Coordinador (OC-SENI) la cual es la entidad autónoma encargada planificar la operación del sistema eléctrico y calcular las transacciones comerciales.

Amparándose en este artículo, el Operador de los Parque Los Cocos, Los Cocos II y Quilvio Cabrera se había abstenido de informar la producción estimada de los Parques.

La no declaración de las informaciones pertinentes a la programación de corto plazo de las centrales eólicas, ha provocado desviaciones significativas llegando en algunos períodos horarios a alcanzar los 80 MWh en total, es decir que la inyección al SENI en conjunto de estos parques ha representado en promedio una energía horaria de 32 MWh-mes, causando desviaciones significativas de los programas diarios de operación respecto de la realidad.

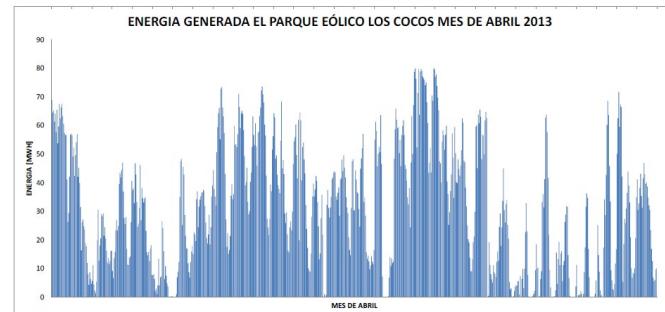


Figura 4: Inyecciones de Energía Horaria de los Parques durante el mes de abril. Fuente OC-SENI

Estas desviaciones han tenido que ser resueltas por el Centro Control de Energía (CCE) entidad encargada de operar en tiempo real el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de acuerdo a pautas pre establecidas por el OC-SENI, que van desde el racionamiento por congestionamiento de la red y salida total de plantas térmicas poniendo en riesgo la seguridad del SENI, ocasionando constantemente que el sistema de potencia excursione de un estado normal a un estado de emergencia.

#### 3.2. Desviación en la Reserva de Regulación de Frecuencia Programada

Así mismo, en lo que respecta a la Regulación de Frecuencia Programada las inyecciones imprevistas del parque de generación eólico Los Cocos (Los Cocos + Los Cocos 2 + Quilvio Cabrera) ha provocado modificaciones significativas a la reserva rotante contenida en el Programa de Operación en tiempo real, estas modificaciones ocurren principalmente en la central Monte Río de combustión interna (motores reciprocatantes), la central hidroeléctrica Aguacate y la central de vapor Barahona Carbón. Estas modificaciones son necesarias para conservar la seguridad del SENI en la zona sur sin embargo se incurren en sobrecostos asociados a las desviaciones mencionadas.

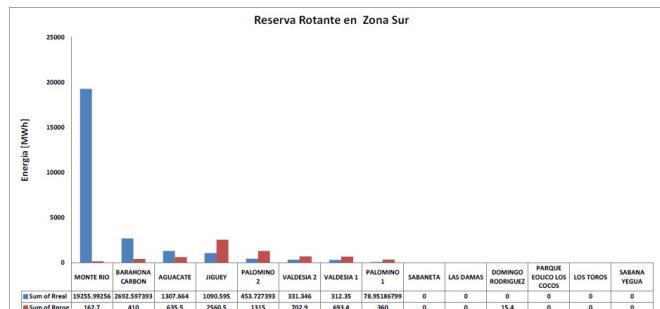


Figura 5: Reserva rotante por planta programada versus reserva rotante real en la zona Sur durante el mes de abril. Fuente OC-SENI.

#### 3.3. Desviaciones en las transferencias de Potencia.

Otro aspecto en la operación es respecto a las desviaciones evidenciadas en la transferencia de potencia programadas desde la Zona Sur al Resto del SENI. Las condiciones de seguridad operacionales en la zona Sur donde están interconectadas estas

plantas hacen que se mantenga una vigilancia permanente de los enlaces a 138 kV Pizarrete – Palamara y Valdesia – Palamara para controlar la exportación de energía al resto del SENI y evitar colapsos ante la falla (N-1) de alguno de estos circuitos. El valor máximo de transferencia entre estos circuitos es de 135 MW, las desviaciones en la inyección de las plantas eólicas representan variaciones en las transferencias programadas en el rango de 20% al 60 % del valor esperado. Para mantener el criterio de seguridad N-1, fue necesario limitar en tiempo real la transferencia de potencia en los enlaces a 138 kV Pizarrete – Palamara y Valdesia – Palamara por un total de 167 horas durante el mes. Por razones de simplicidad mostraremos solo los subsistemas reportados en tiempo real en periodo del 18 al 29 de abril por la limitación a la transferencia de potencia.

DIA	EQUIPO EN SOBRECARGA O FUERA DE SERVICIO	ZONA	CAPACIDAD DEL EQUIPO O COPAS FLOW GATES (MW, AMP)	FLUJO EN TIEMPO REAL (MW)	HORA DE INICIO	HORA DE TERMINO
18-04-13	CONTROL DE FLOWGATE EN LOS ENLACES 138 KV PALAMARA - VALDEZIA-PIZARRETE	ZONA SUR	135	154.7	9:09	12:56
18-04-13	CONTROL DE FLOWGATE EN LOS ENLACES 138 KV PALAMARA - VALDEZIA-PIZARRETE	ZONA SUR	135	156.4	19:23	22:15
19-04-13	CONTROL DE FLOWGATE EN LOS ENLACES 138 KV PALAMARA - VALDEZIA-PIZARRETE	ZONA SUR	135	143.1	7:02	15:11
19-04-13	CONTROL DE FLOWGATE EN LOS ENLACES 138 KV PALAMARA - VALDEZIA-PIZARRETE	ZONA SUR	135	140.9	18:21	23:05
21-04-13	CONTROL DE FLOWGATE EN LOS ENLACES 138 KV PALAMARA - VALDEZIA-PIZARRETE	ZONA SUR	135	155.6	9:13	10:55
22-04-13	CONTROL DE FLOWGATE EN LOS ENLACES 138 KV PALAMARA - VALDEZIA-PIZARRETE	ZONA SUR	135	143.9	8:05	13:45
22-04-13	CONTROL DE FLOWGATE EN LOS ENLACES 138 KV PALAMARA - VALDEZIA-PIZARRETE	ZONA SUR	135	160.4	19:06	19:41
22-04-13	CONTROL DE FLOWGATE EN LOS ENLACES 138 KV PALAMARA - VALDEZIA-PIZARRETE	ZONA SUR	135	132	20:59	22:49
23-04-13	CONTROL DE FLOWGATE EN LOS ENLACES 138 KV PALAMARA - VALDEZIA-PIZARRETE	ZONA SUR	135	163.7	8:59	13:11
24-04-13	CONTROL DE FLOWGATE EN LOS ENLACES 138 KV PALAMARA - VALDEZIA-PIZARRETE	ZONA SUR	135	158	10:21	11:54
24-04-13	CONTROL DE FLOWGATE EN LOS ENLACES 138 KV PALAMARA - VALDEZIA-PIZARRETE	ZONA SUR	135	137.7	18:02	22:39
25-04-13	CONTROL DE FLOWGATE EN LOS ENLACES 138 KV PALAMARA - VALDEZIA-PIZARRETE	ZONA SUR	135	140	8:02	8:48
25-04-13	CONTROL DE FLOWGATE EN LOS ENLACES 138 KV PALAMARA - VALDEZIA-PIZARRETE	ZONA SUR	135	171	9:23	12:29
25-04-13	CONTROL DE FLOWGATE EN LOS ENLACES 138 KV PALAMARA - VALDEZIA-PIZARRETE	ZONA SUR	135	148.2	19:49	22:46
27-04-13	CONTROL DE FLOWGATE EN LOS ENLACES 138 KV PALAMARA - VALDEZIA-PIZARRETE	ZONA SUR	135	107.4	19:15	22:51
29-04-13	CONTROL DE FLOWGATE EN LOS ENLACES 138 KV PALAMARA - VALDEZIA-PIZARRETE	ZONA SUR	135	141	10:28	12:06
29-04-13	CONTROL DE FLOWGATE EN LOS ENLACES 138 KV PALAMARA - VALDEZIA-PIZARRETE	ZONA SUR	135	128	20:32	22:04

Tabla 1: Subsistemas registrados en la zona sur. Fuente OC-SENI

## 4. BARRERAS PARA SU DESARROLLO

Dentro de las barreras para el desarrollo, podemos clasificarlas de la siguiente manera:

### 4.1. Barreras de Infraestructura

En República Dominicana la participación de una gran inserción eólica se verá limitada ya que la Empresa de Transmisión Dominicana (ETED), la cual es de capital estatal y además la única propietaria del sistema de transmisión, en la actualidad no cuenta con los recursos financieros necesarios para llevar a cabo el plan de expansión de la red de transmisión y la legislación vigente no ha permitido otros mecanismos para movilizar recursos del sector privado para la transmisión. La normativa vigente (Ley General de Electricidad 125-01) establece que es función de la Comisión Nacional de Energía elaborar el plan de expansión para el sistema de transmisión, sin embargo el mismo tiene un carácter

meramente indicativo. En la práctica la Empresa de Transmisión Dominicana (ETED) es quien diseña el plan de expansión cada cuatro años, sin embargo pocos proyectos contemplados en dicho plan son llevados a cabo.

### 4.2. Barreras de Operación

Otro aspecto es relacionado con el problema “ inherente con la calidad de la frecuencia” que hoy en día enfrentamos en el Sistema Eléctrico Dominicano (75% del tiempo permanece fuera del rango normativo). Considerando que actualmente ya tenemos conectado a la red 85 MW eólicos y se espera la inserción de unos 80 MW en el 2014, dada las adversidades que presenta nuestro Sistema Eléctrico Interconectado (Sistema pequeño y sin interconexiones con otros sistemas, poco aporte hidroeléctrico, Regulación Primaria de Frecuencia no es “obligatoria” como en otros países, escasos oferentes para la Regulación secundaria y concentrada en las centrales más baratas) nos deberíamos de hacer la pregunta si tenemos los recursos técnicos y económicos para enfrenta lo que se avecina tomando en consideración de que un elevado porcentaje de energía eólica (**índice de penetración**) podría impactar directamente a la frecuencia del sistema, por ende un impacto desfavorable en el costo del servicio de regulación de frecuencia (primaria y secundaria) que ofrecen los generadores convencionales así como un incremento en los costos operativos.

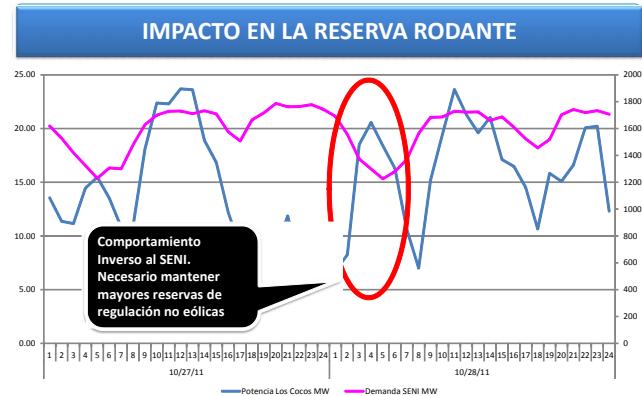


Figura 6: Impacto Generación Parque Eólico Los Cocos en la frecuencia del SENI. Fuente OC-SENI y elaboración propia.

### 4.3. Barreras Marco Regulatorio

Ley 57-07 establece en su Art.18 que los titulares de instalaciones renovables no tendrán la obligación de formular ofertas al mercado mayorista para dichas instalaciones, pero tendrán el derecho de vender la producción de la energía eléctrica a las empresas distribuidoras al **costo marginal del mercado de producción de energía eléctrica, complementado o promediado su caso por una prima móvil (positiva o negativa) o incentivo de compensación por las externalidades positivas y que el mercado no cubre o de garantía financiera a largo plazo**, “muy similar a como se hace en España”. Sin embargo, las entidades de financiamientos (BID, Banco Mundial, BEI, etc.) exigen a los nuevos promotores optar por la opción de “Tarifa Regulada” o “Contrato PPA con el ESTADO DOMINICANO”, como una “garantía” para poder acceder al financiamiento del proyecto, debido a que estas entidades conocen la situación que atraviesa el sector eléctrico, en el sentido de que las empresas distribuidoras actualmente están atravesando por una crisis por razones de flujo de caja causado en parte porque sólo el 38% de los consumidores de energía del país pagan el servicio eléctrico, el 62% restante están fuertemente subsidiado por el gobierno o

utilizan la electricidad sin pagar por ella (hurto de la electricidad), por lo que la demanda debe ser “restringida” para poder cuadrar el flujo de caja.

En otro orden, existe poca seguridad jurídica para los Inversionistas ya que los nuevos proyectos de energía renovables no tienen las “garantía necesarias” (garantizar la firma de un PPA por ejemplo) para el desembolso de los préstamos internacionales ya la regulación del sector es muy dependiente de las decisiones políticas.

## 5. CONCLUSIONES

En la República Dominicana los planes a largo plazo del gobierno incluyen agregar una importante capacidad de energías Renovables. Conforme a lo establecido en la ley de incentivos al desarrollo de energías renovables (Ley 57-07) para el año 2015 se contempla que por lo menos un 10% de la energía comprada por las empresas distribuidoras provendrán de fuentes de energías renovables. Sin embargo esta meta está muy lejos de alcanzarse pues hoy en día la energía eólica solo representa el 1% de la energía generada.

En la República Dominicana existe un incipiente mercado en la operación de parques eólicos. Sin embargo se espera una inserción de 165 MW para principios del 2014. Esta nueva configuración en la matriz de generación implica nuevos retos y oportunidades, tanto para desarrolladores de proyectos como para las autoridades regulatorias, operador del mercado y el operador del sistema.

Sin embargo, hemos podido apreciar que al no enviar la información pertinente respecto a la disponibilidad prevista de las plantas eólicas del SENI se estaría incurriendo en riesgos operativos por las desviaciones significativas de los programas diarios de operación respecto de la realidad (del 20% al 60% respecto a lo programado).

Para promover la sana integración de las plantas de régimen especial entre las cuales se encuentran los parques eólicos, se recomienda a las autoridades competentes considerar los siguientes aspectos:

### i. Corto y Mediano Plazo

- Definir los criterios técnicos con miras a posibilitar la integración de la generación de régimen especial (eólica, solar, etc.) en la operación en función de las necesidades del sistema eléctrico (de forma compatible con la seguridad del sistema eléctrico).
- Minimizar los desvíos con la implementación de un sistema de Predicción del recurso adecuado.
- Posibilitar que los nuevos proyectos de energía renovable, obtengan las garantías necesarias, para el desembolso de los préstamos.

### ii. Largo Plazo:

- Realizar una evaluación preliminar para la identificación de las principales zonas para la implementación de las tecnologías eólicas (y solar), así como las barreras para la instalación y aprovechamiento de estas tecnologías.
- Minimizar los desvíos con la implementación de un sistema de Predicción del recurso adecuado.
- Realizar estimaciones de costos de la expansión de la red

para promover la energía eólica. Esto requerirá estudiar en profundidad por subsistema de transmisión para evaluar las condiciones de acceso a la red de estos proyectos y estimar en detalle el costo de desarrollar el proyecto de manera independiente.

- Validar los planes de instalación eólica definidos en el Plan de Expansión de la Generación y los requisitos técnicos que tienen que cumplir estas instalaciones para ser integradas de forma segura en el sistema eléctrico.

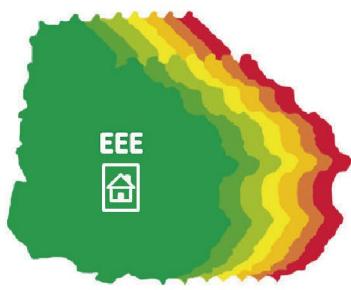
## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ley de Incentivos a las Energías Renovables y Regímenes Especiales (Ley 57-07), de fecha 7 de mayo de 2007.
- Reglamento para la Aplicación de la Ley No. 57-07, de fecha 30 de mayo de 2008.
- Comisión Nacional Energía (CNE): Procedimiento Complementario para la Integración y Operación de las Centrales de Generación de Régimen Especial en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Primera Edición. Julio 2012
- Organismo Coordinador (OC-SENI): Informe Impacto en la operación de la no declaración de Disponibilidad para el Programa de Corto Plazo de la Generación Eólica del SENI (informe no.. OC-GO-14-IONDDP-130729-V2) julio 2013
- Rivas, Yeulis: Potencial de Proyectos eólicos y Solares en República Dominicana y su Integración al SENI. Disertación Embajada Coreana. Hotel Melia Rep.Dom.
- Martínez, Alexis: Determinación de Índices de Penetración Eólica en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de República Dominicana. Trabajo de Tesis Universidad Pontificia de Comillas
- Periódico Virtual Diario Libre (Abril 2013): Fase 2 del parque Eolico Los Cocos, retrieved from: <http://nyelbiran.com/2013/04/17/la-fase-2-del-parque-eolico-los-cocos/>

# XIII SICESD 2015

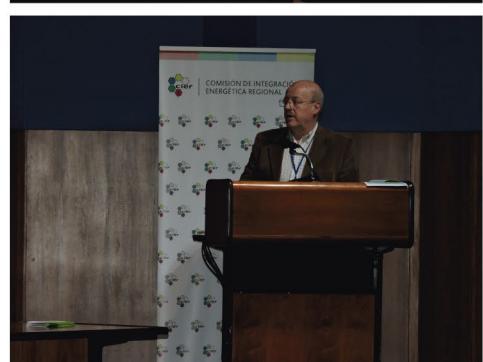


PRIMER CONGRESO SOBRE



# EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA EDIFICACIÓN

15 y 16 de Setiembre del 2015  
PARQUE DE EXPOSICIÓN DEL LATU







# OPTIMIZACIÓN DEL COSTO DEL MANTENIMIENTO BASADO EN LA PRIORIZACIÓN DE LA IMPEDANCIA DE PUESTA A TIERRA PARA MEJORA DE LA CONFIABILIDAD

*IntegraCIER - Congreso Iberoamericano De Energía - 2014*

## RESUMEN

### Autor:

**Ricardo Manuel Arias Velásquez**, M. Sc. mención en Ingeniería de Proyectos, Ingeniero Electricista e Ingeniero en Proyectos – Coordinador de Evaluación del Sistema de Transmisión – RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. –

### DATOS DE LA EMPRESA

**Dirección:** Av. Juan de Arona 760, of. 601. San Isidro

**Localidad:** Lima

**Pais:** Perú

**Teléfono:** +51 – 95.975.1665

**E-Mail:** rarias@rep.com.pe

*El uso de técnicas para optimizar y priorizar el mantenimiento de las torres en líneas de transmisión, se ha venido perfeccionando con la utilización de diversas metodologías que permiten capturar información de múltiples variables en gran cantidad de sitios donde se hallan las torres en el mantenimiento, generando una situación crítica a lo largo de las líneas de transmisión; en especial en aquellas que son vulnerables a las descargas atmosféricas en sitios remotos.*

*El determinar la oportunidad del mantenimiento en actividades con alto impacto y baja incertidumbre de éxito como el mejoramiento*

*del sistema de puesta a tierra en zonas rocosas, volcánicas ó de alta resistividad variable, nos obliga a emplear técnicas de optimización que nos permita atender las torres más vulnerables e impactar positivamente y con alta probabilidad de éxito para contra restar los efectos de las descargas atmosféricas en locaciones de magnitud isoceraúnico alto.*

*Las co-variaciones espaciales de las propiedades del suelo (una de las variables más determinantes en lo que respecta a la resistividad de la superficie) y el índice de fallas, pueden evaluarse a través del análisis de componentes principales clásico (PCA). No obstante, el análisis factorial, también es utilizado para comparar resultados entre los mismos con cálculos medibles y favorables en sistemas.*

*El procedimiento empleado encuentra los pesos o ponderaciones para cada variable con el fin de construir combinaciones lineales de variables capaces de maximizar la varianza entre los sitios de muestreo. Las combinaciones lineales obtenidas (CPs) son ortogonales (independientes)*

y en conjunto explican toda la variabilidad de los datos originales.

Se dividen los resultados de acuerdo a los componentes existentes en los sistemas de transmisión, para nuestro caso para optimizar e

impactar en la efectividad de la resistencia del sistema de puesta a tierra ante descargas atmosféricas, la técnica factorial nos divide los datos en 2 componentes: La primera componente (CP1) explica la variación total en el conjunto de datos y la segunda (CP2), la variabilidad remanente o no explicada por la CP1. La variabilidad construida para nuestro caso de análisis en la línea de transmisión 220kV SE Mantaro – Socabaya, a partir de la primera componente de ambas técnicas, PCA y factorial, fue similar; y nos identificó una segunda componente que determina el éxito de la implementación para mejorar la confiabilidad del sistema, constituyendo una herramienta importante para el mapeo de la variabilidad y la identificación de zonas que pueden ser: homogéneas, críticas o con características que influyen de forma directa sobre las diferentes regiones, ubicadas a lo largo de las líneas de transmisión.

Por tanto con el presente procedimiento se brinda un mayor agregado a la priorización del mantenimiento, logrando establecer los lineamientos y pautas para propiciar el cumplimiento del mantenimiento en el mínimo costo y con alta probabilidad de éxito

mejorando la confiabilidad del diseño, optimizando plazos y realizando un mantenimiento más efectivo, detallando directamente la necesidad del mantenimiento, con esto se permite una mejor planificación y prevé la atención ante una probable falla en el sistema en un corto plazo.

Así mismo planificar óptimamente las inversiones altas que las empresas de transmisión de energía requieren para la mejora de la impedancia del sistema de puesta a tierra, se logra con el presente proyecto, innovando con eficiencia los recursos generando oportunidad con alta probabilidad de éxito empleando las 2 técnicas de optimización estadística para la intervención del mantenimiento.

Los resultados del proyecto en una análisis de 1243 torres en 220kV en la Línea de Transmisión SE Mantaro – Cotaruse – Socabaya, ha demostrado determinar el Plan de Mantenimiento Priorizado para las torres críticas, mostrando resultados favorables al obtener los re cierres exitosos en los tramos intervenidos, mejorando el sistema de protección y permitiendo planificar óptimamente el presupuesto con un Costo/Efectividad de 99.4 % permitiendo optimizar el presupuesto y destinarlo a actividades complementarias o emplearlo como utilidad al finalizar el periodo anual.

## INTRODUCCIÓN

La determinación del mantenimiento para priorizar las torres a intervenir requiere del empleo de nuevas técnicas de análisis, entre las que se encuentran combinaciones de análisis geo estadísticos y multivariados para capturar la naturaleza de la observación espacial multivariada (análisis factorial).

En este trabajo se aplicaron un método, mencionado líneas arriba, para analizar datos espaciales multivariados en una base de datos derivada del uso de telurómetros (medición del sistema de puesta a tierra, resistividad del terreno) de precisión, y registros de falla para determinar tasas de falla por sector. Estas variables como tipo de terreno y fallas en el sistema impactan altamente en la priorización de atención para evitar una posible falla funcional; por tanto al detectarse y evaluarse cada componente del problema principal se logra verificar las torres a atender para un mejoramiento y las otras que podrán realizarse con mayor holgura al no ser un factor de falla en el sistema.

Iniciemos con la definición de Gestión, la cual nos sirve para dirigir las acciones que constituyan la puesta en marcha concreta de la política general de la empresa, tomar decisiones orientadas a alcanzar los objetivos marcados, por otra parte la Gestión del servicio es un conjunto de responsabilidades y de tareas que deben ser satisfechas para que el servicio sea realizado respetando las condiciones de calidad, de plazo y de coste que se desprenden de los objetivos y de las estrategias de la empresa.

En términos generales, se puede decir que la planificación empleando técnicas de optimización en el control debe servir de guía para alcanzar eficazmente los objetivos planteados con el mejor uso de los recursos disponibles (técnicos, humanos, financieros, etc.). Por ello podemos definir el control de gestión como un proceso de retroalimentación de información de uso eficiente de los recursos disponibles de una empresa para lograr los objetivos planteados.

Los condicionantes de la planificación basada en la optimización para el control de gestión en el mantenimiento:

- El primer condicionante es el entorno. Puede ser un entorno estable o dinámico, variable cíclicamente o completamente atípico. La adaptación al entorno cambiante puede ser la clave del desarrollo de la empresa. Los objetivos de la empresa también condicionan el sistema de control de gestión, según sean de rentabilidad, de crecimiento, sociales y medioambientales, etc.
- La estructura de la organización, según sea funcional o divisional, implica establecer variables distintas, y por ende objetivos y sistemas de control también distintos.
- El tamaño de la empresa está directamente relacionado con la centralización. En la medida que el volumen aumenta es necesaria la descentralización, pues hay más cantidad de información y complejidad creciente en la toma de decisiones.
- Por último, la cultura de la empresa, en el sentido de las relaciones humanas en la organización, es un factor determinante del control de gestión, sin olvidar el sistema de incentivos y motivación del personal.

Para la aplicación emplearemos la Técnica estadística multivariante cuyo principal propósito de sintetizar relaciones reservadas entre un conjunto de variables como una ayuda a la construcción de

nuevos conceptos y teorías para ello utiliza un conjunto de variables aleatorias inobservables que llamaremos factores comunes de forma que toda la covarianza y correlaciones son explicadas por dichos factores y cualquier porción de la varianza no explicada por los factores comunes se asigna a términos de error residuales que llamaremos factores únicos o específicos, el análisis factorial puede ser exploratorio o confirmatorio: El exploratorio caracteriza porque no se conoce a priori el número de factores y es en la aplicación empírica donde se determina este número, por el contrario el confirmatorio los factores están fijados a priori utilizando los contrastes de hipótesis para su comprobación.

Finalmente la verificación la realizamos con el método de Análisis de componentes principales, la cual encuentra los pesos o ponderaciones para cada variable con el fin de construir combinaciones lineales de variables capaces de maximizar la varianza entre los sitios de muestreo.

torres en 220kV en la Línea de Transmisión SE Mantaro – Cotaruse – Socabaya, ha demostrado determinar el Plan de Mantenimiento Priorizado para las torres críticas, mostrando resultados favorables al obtener los re cierres exitosos en los tramos intervenidos, mejorando el sistema de protección y permitiendo planificar óptimamente el presupuesto con un Costo/Efectividad de 99.4 % permitiendo optimizar el presupuesto y destinarlo a actividades complementarias o emplearlo como utilidad al finalizar el periodo anual.

## I. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Determinar el Plan de Mantenimiento Priorizado para las torres críticas de las Líneas de Transmisión en 220 KV SE Mantaro – SE Cotaruse, mediante la aplicación del Análisis de Componentes Principales PCA y Análisis Factorial (Factor) con puntos de medida asociados al elemento a evaluar (uso de Telurómetros, GPS, base de datos del registro de fallas ocasionado por descargas atmosféricas). De este modo, se prioriza la atención de torres y líneas en falla para los puntos críticos de las redes de energía y se disminuye el impacto de las mismas no solo para el caso en mención, sino también a nivel del Sistema Interconectado Nacional.

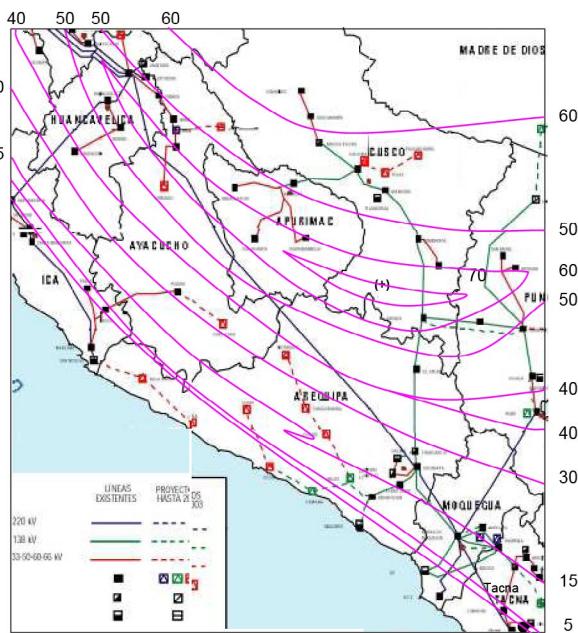


Figura N° 01: Anteproyecto Ampliación I CTM

Gráfico N° 01: Nivel Isoceraúnico

## 1.2. METODOLOGÍA:

### 1.2.1. DATOS

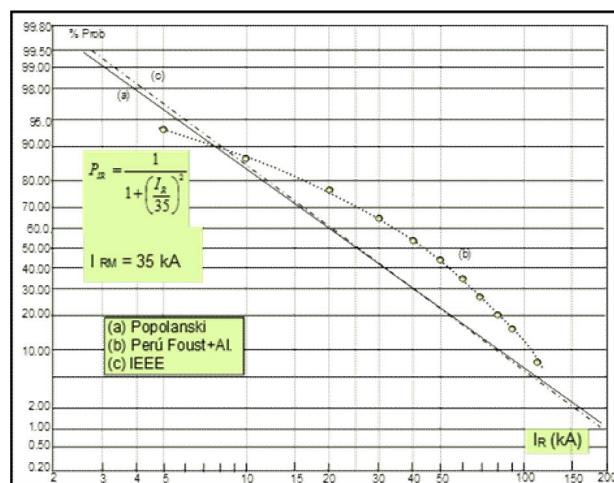
Se trabajó con los resultados obtenidos de las mediciones del sistema de puesta a tierra de la interconexión eléctrica Mantaro – Cotaruse – Socabaya. Se tomaron un total de 1243 torres, siendo 32 observadas por superar el límite máximo permisible de resistencia de puesta a tierra para programar su intervención en mantenimiento.

Las mediciones fueron realizadas por telurometro de alta precisión +/- 0.001 del valor de resistencia y resistividad del terreno; así mismo las torres fueron ubicadas mediante coordenadas WGS 84, y se considera para el estudio las alturas sobre el nivel del mar de cada una de ellas.



Gráfico N° 02: Telurómetro empleados. Fuente: Medición del sistema de PAT 2012, LT. Mantaro – Socabaya.

El historial de desconexión de la línea de transmisión desde el 2004 al 2013 fue considerando dentro del análisis para determinar las fallas en el sistema interconectado; dentro del historial se determinan registro de desconexión por descargas atmosféricas y otras fallas resultado del viento y/u otra condición atmosférica; siendo de mayor implicancia las primeras fallas.



Gráfica N° 03: Característica de las amplitudes de la corriente de rayo a 4300msnm a lo largo de la Línea Consorcio Transmantaro. Fuente: Elaboración propia (Popolanski, Perú Foust y IEEE)

### 1.3. ANÁLISIS DE METODOLOGÍA

El registro historial por torre de la morfología del terreno nos permite la clasificación de 7 tipos de suelo durante toda la línea de transmisión.

Los datos fueron sometidos a procedimientos de depuración para eliminar valores con alto error de medición. En esta instancia se incluyeron los datos que se encontraban entre la media  $\pm 4$  desvíos estándares. Debido a las diferentes resoluciones espaciales de las variables medidas, se promediaron los datos de la resistividad del terreno; que se encontraban dentro de un radio de 8 m desde cada torre de transmisión donde se había registrado la variable de Resistencia del sistema de puesta a tierra. Se asignaron las medias de estas variables a cada uno de los sitios de medición de Resistencia del sistema de puesta a tierra. Este procedimiento se realizó utilizando los software SPSS (21) e STATISTICs (7). La base de datos resultante estuvo conformada por  $n = 32$  sitios (filas) y  $p = 6$  variables (columnas).

### 1.4. PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS

#### Análisis de componentes principales:

Encuentra los pesos o ponderaciones para cada variable con el fin de construir combinaciones lineales de variables capaces de maximizar la varianza entre los sitios de muestreo. Las combinaciones lineales obtenidas (CPs) son ortogonales (independientes) y en conjunto explican toda la variabilidad de los datos originales. La primera componente (CP1) explica la mayor parte de la variación total en el conjunto de datos y la segunda (CP2), la mayor parte de la variabilidad remanente o no explicada por la CP1.

Torre	Resistencia 2013	Resistencia 2002	Resistividad terreno 2013	Altura sobre nivel del mar	Dureza del terreno	Fallas en el sistema
T-379	42,16	15,40	767,00	2537,93	5,00	,50
T-384	25,74	18,60	1320,00	3102,64	5,00	,00
T-388	28,18	7,61	652,00	3424,65	6,00	,00
T-394	25,76	20,58	1150,00	3869,50	3,00	,00
T-420	25,10	34,00	1310,00	3887,75	6,00	,00
T-453	44,44	53,00	3570,00	3915,20	5,00	,00
T-454	68,40	22,40	5790,00	3958,62	5,00	,00
T-455	31,54	15,30	7710,00	3987,60	5,00	,50
T-456	85,42	19,60	11000,00	4019,67	5,00	1,00
T-457	96,90	12,40	16210,00	3965,94	5,00	,50
T-473	25,08	26,00	934,00	4092,07	5,00	,00
T-488	27,36	25,00	1160,00	3955,53	5,00	,00
T-492	26,02	15,75	5302,00	3962,64	5,00	,00
T-495	28,01	6,70	19100,00	3983,35	5,00	,00
T-498	46,12	5,50	2780,00	4081,48	5,00	,00
T-499	42,82	10,30	3550,00	4053,95	5,00	,00
T-500	41,50	14,73	13100,00	3932,41	5,00	,00
T-508	25,02	100,00	6020,00	3825,36	5,00	,00
T-509	33,66	16,58	4500,00	3824,70	5,00	,00
T-518	38,80	100,00	32500,00	3775,66	7,00	,50
T-519	40,74	37,20	4210,00	3778,14	7,00	,50
T-521	30,04	6,50	7760,00	3761,01	7,00	,50
T-530	26,46	13,06	2750,00	3884,57	5,00	,50
T-532	27,20	31,00	700,00	3955,41	5,00	,50
T-535	26,52	14,80	5690,00	3978,22	5,00	,50
T-536	25,02	12,50	2990,00	3931,92	5,00	,50
T-566	38,23	15,60	7120,00	4451,81	5,00	,00
T-569	65,42	7,80	31000,00	4335,93	5,00	,00
T-571	61,20	40,50	117000,00	4420,34	5,00	,00
T-572	239,80	114,25	31100,00	4485,24	5,00	,00
T-573	89,84	250,00	47200,00	4469,60	5,00	,00
T-574	68,48	67,00	175000,00	4259,06	5,00	,00

**Gráfica N° 04:** Base de Datos correspondiente a las Torres Críticas para la Atención de Mantenimiento, a lo largo de la LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 220kV L2052/L2051. Fuente: Elaboración propia

### 1.5. ANÁLISIS FACTORIAL:

Técnica estadística multivariante cuyo principal propósito de sintetizar relaciones reservadas entre un conjunto de variables como una ayuda a la construcción de nuevos conceptos y teorías para ello utiliza un conjunto de variables aleatorias inobservables que llamaremos factores comunes de forma que toda la covarianza y correlaciones son explicadas por dichos factores y cualquier porción de la varianza no explicada por los factores comunes se asigna a términos de error residuales que llamaremos factores únicos o específicos, el análisis factorial puede ser exploratorio ó confirmatorio: El exploratorio caracteriza porque no se conoce a priori el número de factores y es en la aplicación empírica donde se determina este número, por el contrario el confirmatorio los factores están fijados a priori utilizando los contrastes de hipótesis para su comprobación.

### 2. RESULTADOS:

En la Matriz de Correlaciones obtenida, puede observarse que hay una mayor correlación entre la resistencia (2002 y 2013) y la resistividad, además la altitud, también es un parámetro a considerar. Por otro lado el número de fallas y la dureza, no son parámetros que presenten alta correlación para lo que queremos (optimización del mantenimiento para las líneas de transmisión respecto a la prioridad, para mejora de la confiabilidad ante descargas atmosféricas) por lo que el modelo de simulación se verá mejor explicado por los parámetros realmente representativos.

Matriz de correlaciones <sup>a</sup>						
	Resistencia puesta a tierra 2013	Resistencia puesta a tierra 2002	Resistividad terreno 2013	Altura	Fallas en el sistema eléctrico	
Correlación	Resistencia puesta a tierra 2013					
		1,000				
			,432			
				,322		
				,321		
				,390		
				,100		
				,247		
				,000		
Sig. (Unilateral)	Resistencia puesta a tierra 2013					
			,007			
				,059		
				,012		
				,426		
					,087	

a. Determinante = ,484

**Gráfica N° 05:** Matriz de Correlaciones Obtenida en el SPSS a partir de la base de datos del Reporte Mensual del Índice de fallas – REP.

Fuente: Simulación en el SPSS

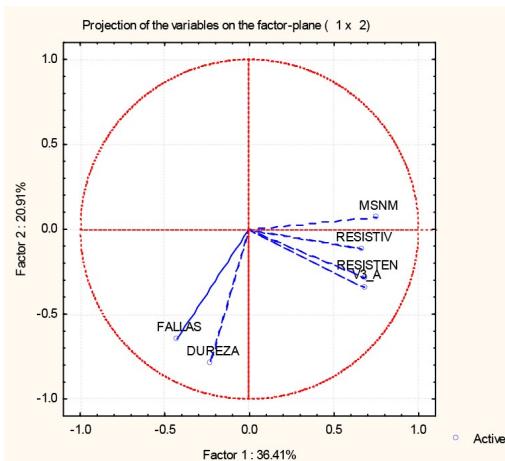
Varianza total explicada						
Componente	Autovalores iniciales			Sumas de las saturaciones al cuadrado de la extracción		
	Total	% de la varianza	% acumulado	Total	% de la varianza	% acumulado
1	2,158	43,157	43,157	2,158	43,157	43,157
2	,990	19,791	62,948	,990	19,791	62,948
3	,719	14,382	77,330	,719	14,382	77,330
4	,645	12,899	90,229	,645	12,899	90,229
5	,489	9,771	100,000			

Método de extracción: Análisis de Componentes principales.

**Gráfica N°06:** Matriz de Varianza Total Explicada Obtenida en el SPSS a partir de la base de datos del Reporte Mensual del Índice de fallas – REP.

Fuente: Simulación en el SPSS

Obtenidos en la gráfica N° 06 nos indican que los valores tienen correlación y son válidos, se puede comprobar por el valor que presenta la determinante, adicionalmente se puede verificar los componentes del análisis factorial de acuerdo a la gráfica N° 2 que se presenta a continuación:



**Gráfica N°7:** Gráfico de Correlaciones. Fuente: Simulación en STATISTICA 7

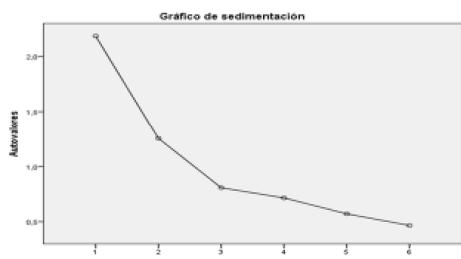
Basándonos en el ángulo que forman los vectores de la gráfica anterior vemos la alta correlación entre los elementos de cada componente del análisis factorial, siendo el componente 1 resistencia 2002, resistencia 2013, resistividad del terreno y altura sobre el nivel del mar, en relación directa; la componente 2 está determinado por las fallas y la dureza del terreno también en proporción directa.

Matriz de componentes

	Componente	
	1	2
Resistencia puesta a tierra 2013	,688	,284
Resistencia puesta a tierra 2002	,682	,340
Resistividad terreno 2013	,666	,119
Altura	,755	-,069
Tipo del terreno	-,228	,789
Fallas en el sistema electrico	-,427	,646

**Gráfico N°8:** Gráfico de Extracción de Componentes Principales.

Fuente: Simulación en el SPSS

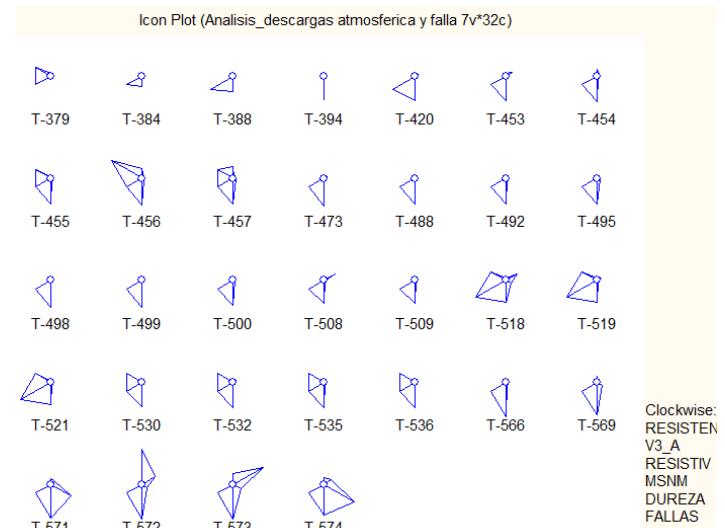


**Gráfico N°9:** Gráfico de sedimentación

Fuente: Simulación en el SPSS

En la gráfica N°9 (cuadro de sedimentación) se aprecia que la selección de 2 componentes es adecuada, pues a partir de la tercera componente no se tiene pendiente mayor a 45°. Así mismo estos valores se pueden observar en la matriz de componentes de la izquierda basándonos en sus porcentajes. Cabe resaltar que para determinar el número de componentes nos basamos en la metodología de la media de las varianzas mayores a uno.

Finalmente comprobando que el problema de las descargas atmosféricas en la línea de transmisión tiene como componentes la falla dureza y la resistividad



**Gráfica N°10:** Gráfico de Estrellas de priorización del mantenimiento.

Fuente: Simulación en STATISTICA 7

Con el grafico anterior se puede determinar las torres a intervenir con alta probabilidad de falla en el sistema eléctrico, las cuales deben estar priorizadas para una intervención en un corto plazo, lo cual evitará una falla funcional del sistema.

## 2.1. DISCUSIÓN.

La determinación del mantenimiento para priorizar las torres a intervenir requiere del empleo de nuevas técnicas de análisis, entre las que se encuentran combinaciones de análisis geo estadísticos y multivariados para capturar la naturaleza de la observación espacial multivariada (análisis factorial).

En este trabajo se aplicaron un método, mencionado líneas arriba, para analizar datos espaciales multivariados en una base de datos derivada del uso de telurometros , y como monitores de la tasa de falla por sector se tuvo registros. Estas variables del tipo de terreno y fallas en el sistema impactan altamente en la priorización de atención para evitar una posible falla funcional; por tanto al detectarse y evaluarse cada componente del problema principal se logra verificar las torres a atender para un mejoramiento y las otras que podrán realizarse con mayor holgura al no ser un factor de falla en el sistema.

Con estos ajustes espaciales se detectó la covariancia entre Resistencia del sistema de puesta a tierra 2002 y 2013; así mismo la resistividad del terreno, altura. Desde un punto de vista eléctrico se supone que es más probable que ambas variables (resistencia del terreno y dureza) estén correlacionadas a que no lo estén. Se trata de una clasificación geológica que presenta características asociadas de una misma variable pero en un mismo sitio. Otros autores han mostrado que estas variables pueden estar correlacionadas. Los resultados observados en la presente aplicación sostienen que la altura influye en la resistencia del terreno y resistividad, pero las fallas dependen de condiciones en la vecindad del terreno, no necesariamente en el sitio de la torre, lo cual provocaría una mayor incidencia de descargas atmosféricas.

El método de análisis factorial constituye una herramienta estadística promisoria para la delimitación de zonas homogéneas en sentido multivariado que podría ser utilizado en el mapeo de la variabilidad conjunta de variables de suelo y descargas atmosféricas y sistemas que eviten una posible falla.

### 3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Con el presente procedimiento se brinda un mayor agregado a la priorización del mantenimiento, logrando establecer los lineamientos y pautas para generar el cumplimiento con el fin de cumplir con la confiabilidad de diseño optimizando plazos y realizando un mantenimiento más efectivo, detallando directamente la necesidad del mantenimiento, con esto se permite una mejor planificación y prevé la atención ante una probable falla en el sistema en un corto periodo.
- Se ha logrado determinar el Plan de Mantenimiento Priorizado para las torres críticas de las Líneas de Transmisión en 220 KV SE Mantaro – SE Cotaruse, mediante la aplicación del Análisis Mediante el análisis de resultados obtenidos de las técnicas en Mención.
- Al priorizar la atención de torres y líneas en falla para los puntos críticos de las redes de energía, se ha disminuido el impacto de las mismas no solo para el caso en mención, sino también a nivel del Sistema Interconectado Nacional.
- Se ha verificado la interrelación de las fallas con el tipo de terreno y las relaciones de resistividad del terreno, sistema de puesta a tierra, con lo cual se mejorará el desempeño de la aplicación para una mejor protección ante descargas atmosféricas.
- Como recomendación debe tenerse en cuenta que las conforme a los resultados obtenidos, las fallas deben atenderse inmediatamente para que se vea reflejada la efectividad del diagnóstico.

### REFERENCIAS

- [1] Lic. Nel Quezada L. Técnicas de optimización [Compendio], Arequipa - Perú 2013.
- [2] Lic. Nel Quezada L. Estadística con SPSS 20 [Editorial Macro] Lima – Perú, Enero 2012.
- [3] Informe registro medición puesta a tierra, CTM L2051/L2052, mayo 2013.
- [4] Registro de fallas sistema CTM L2051/L2052, 2004-2013. 2013.
- [5] ANSI/IEEE 81-1983, Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground system. 1984.
- [6] ANSI/IEEE std. 81.2-1991, Guide for measurement of impedance and safety characteristics of large, extended or interconnected grounding system. 1991
- [7] UNE 21 185, Protección de las estructuras contra el rayo y principios generales, julio 1995.

### HOJA DE VIDA DEL AUTOR

#### Ricardo Manuel Arias Velásquez

- Ph. D (c) con mención en Ingeniería de Proyectos. Universidad Nacional de San Agustín. 2014.
- M.Sc. con mención en Ingeniería y Gerencia de proyectos. Universidad Nacional de San Agustín. 2013.
- M.Sc. con mención en Sistemas Eléctricos de Potencia. Universidad Nacional de Ingeniería. 2011
- Experto certificado en Gestión de proyectos. Instituto San Ignacio de Loyola. 2010.
- Experto certificado en Gestión de proyectos. Universidad Nacional de Ingeniería. 2008
- Segunda Especialidad en Ingeniería de Proyectos. Universidad Nacional de San Agustín. 2008.
- Experto certificado en proyectos de inversión pública. Universidad Nacional de San Agustín. 2008
- Experto certificado en proyectos de inversión privada. Universidad Nacional de San Agustín 2007.
- Ingeniero Electricista especialista en energética. Universidad Nacional de San Agustín. 2005.

#### Cargo Actual: Coordinador de Evaluación

Departamento de Gestión del Mantenimiento, Gerencia de Operación y Mantenimiento. Red de Energía del Perú.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN  
ENERGÉTICA REGIONAL

# OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

**CIER**, Comisión de Integración Energética Regional, expresa su adhesión a los nuevos objetivos de Desarrollo Sostenible declarados por las Naciones Unidas – ONU

**La Asamblea General de la ONU adoptó el 25 de setiembre la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible**, un plan de acción a favor de las personas, el planeta y la prosperidad, que también tiene la intención de fortalecer la paz universal y el acceso a la justicia. En este sentido, la **CIER** adhiere a estos objetivos y renueva su compromiso de apoyo a la cooperación y actividades para una región más igualitaria en armonía con el medio ambiente.



Los **17 objetivos** de desarrollo sostenible plantean importantes retos para gobiernos y sectores productivos. En los 50 años de existencia de la CIER, se ha dedicado a imaginar caminos para el desarrollo regional. Hemos venido trabajando en la integración del sector energético con el impulso de proyectos de energías limpias y asequibles, producción limpia, esfuerzos de lucha contra el cambio climático, impulsando y apoyando políticas de acceso universal a los servicios públicos de energía eléctrica, protección de bienes colectivos como la biodiversidad, agua y uso de la tierra. Los grupos de trabajo de la CIER y actividades como estudios de integración, informes y reuniones internacionales, son parte de las acciones que realiza nuestra organización para contribuir a los objetivos de sostenibilidad. Tal como lo resalta la Agenda 2030, nuestro compromiso será redoblar esfuerzos para que la energía eléctrica en la región no deje a nadie atrás.

# Encuesta regional de **Calidad RRHH 2015**



Con la participación de **35 empresas asociadas** de **10 países** que emplean **80.600 empleados** dedicados a los negocios de **generación, transmisión, distribución**, la CIER finalizó la Encuesta Regional de Calidad de Gestión de los RRHH en empresas eléctricas - 2015.

Sus objetivos son evaluar el diseño y modelo de gestión de los RRHH, identificar y compartir prácticas, medir el estado actual con base en indicadores específicos.

El alcance incluye el análisis de estructura demográfica, diseño organizativo, estrategia de recursos humanos e impactos.

Sus resultados plantean retos tales como atracción, retención y desarrollo del talento; convivencia intergeneracional y el ajuste de los intereses adecuados a las edades; identificación y preparación de sucesores.

Se prevé realizar una cuarta edición en 2016 con el deseo de que nuevas empresas se sumen al proyecto.



---

Secretaría Ejecutiva: Blvr. Gral Artigas 1040  
CP. 11300 - Montevideo - Uruguay  
Tel.: (+598) 2709 0611 \* - Fax: (+598) 2708 3193  
E-Mail: [secier@cier.org](mailto:secier@cier.org)

# GESTIÓN DE LA SALUD Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO SOSTENIBLE BASADO EN LA PARTICIPACIÓN DE LOS TRABAJADORES

*IntegraCIER - Congreso Iberoamericano De Energía - 2014*

## SÍNTESIS DEL TRABAJO :

### Autores:

Dario Consolani, Lic Seguridad E Higiene En El Trabajo – Gerente Gestión Integrada de Riesgos – TRANSENER S.A. –

### DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Paseo Colón 728 6º Piso

País: Argentina

Código Postal: 1063

Teléfono: : (54-11) 5167-9430

E-Mail: dario.consolani@transener.com.ar

**E**l presente trabajo intenta compartir la experiencia desarrollada por las empresas Transener y Transba (Grupo Transener) en el proceso y posterior consolidación de su Sistema de Gestión en Salud y Seguridad en el Trabajo, cuya fortaleza esta constituida por su sostenibilidad, desarrollada como consecuencia de una gestión altamente participativa por parte de los trabajadores apuntando a una mejor calidad de vida laboral.

Este Sistema de gestión que nace en un momento de alta conflictividad sindical por temas de salud y seguridad, se desarrolla con alta participación llegando al punto de maduración y ser elegido como Gestión Modelo de Salud y Seguridad para Empresas Eléctricas, bajo el contesto de ser un grupo cuya actividad económica principal es el Transporte de Energía Eléctrica, que tienen la responsabilidad de realizar la operación y mantenimiento del sistema de transporte público de energía eléctrica, tanto a nivel nacional como en la provincia de Buenos Aires respectivamente. Para ello el grupo cuenta con 1190 trabajadores bajo relación directa (personal propio) y 424 Trabajadores bajo la modalidad de contratistas.

La experiencia vivida ha arrojado una serie de logros entre los que se destacan:

- » Premio IDELAS 2002 “Al Desarrollo de los Recursos Humanos por la Gestión de Salud y Seguridad en el Trabajo”  
Otorgado por Universidad de Ciencias Empresariales y Sociales de la Republica Argentina

Lo más importante es que el logro se basa en el resultado, como cimiento de la sostenibilidad y mejora continua. La participación activa de los trabajadores en la gestión de salud y seguridad en el trabajo ha dado resultados positivos haciendo foco en el clima laboral libre de conflictos por temas de Salud y Seguridad en el trabajo, Estos resultados cuantificados se traducen en Índices realmente muy aceptables, considerando tanto al personal Propio como a Contratistas, como se puede apreciar en el grafico A.



GRAFICO A

En tanto que el Gráfico B, muestra los resultados del Benchmarking de Salud y Seguridad en el Trabajo, Empresas CIER (Comisión de Integración Energética Regional), correspondiente al año 2014, donde se puede apreciar el desarrollo histórico en Salud y Seguridad de ambas compañías encontrándose en excelencia en la materia en los últimos 3 años, siendo las dos empresas parte de las 5 empresas que se consideran de esta manera (pág. 64 Informe benchmarking 2014 SST –Cier).



GRAFICO B

## SÍNTESIS DEL TRABAJO :

El Grupo Transener, inicia los pasos al desarrollo de un sistema de gestión propio allá en los años 1998. Lo hace luego de analizar su situación, donde convivían alta siniestralidad, conflictos sindicales por razones de salud y seguridad, como así también denuncias sindicales a la autoridad de aplicación, superintendencia de Riesgos del Trabajo (SRT).

Este panorama complejo requería de una solución compleja, sistemática que abordara todos los aspectos, alineando las soluciones para poder ser sostenible en el tiempo.

Luego de un período de evaluación, donde se analizaron distintos sistemas de gestión, la compañía decidió desarrollar un sistema propio de gestión de salud y seguridad en el trabajo que fuera humanamente aplicable a una compañía eléctrica, fundamentalmente de operación y mantenimiento (O&M).

El sistema propio desarrollado gesto sus bases en los sistemas de gestión vigentes a la fecha como ser la BS8800, sistemas de calidad total, control total de pérdidas, de ellos se tomaron las herramientas más virtuosas.

Surge así su sistema de gestión propio que como se indicó contiene elementos que reúnen las virtudes de los distintos sistemas existentes y que además fue evolucionando a través de los años como respuesta natural a las necesidades de los trabajadores.

Transcurridos 5 años se realizó un nuevo análisis, observando que habiendo mejorado las condiciones inseguras, la siniestralidad entraba en una meseta, para lo cual era recomendable la aplicación de técnicas de Comportamiento Seguro, bajo el criterio de ampliar la participación de los trabajadores hacerla mas transparente de fácil acceso e involucramiento , haciendo foco en que los comportamiento son el resultado de los antecedentes y la consecuencias y que solo cambiando los mismos podríamos incursionar en una mejora continua y verdadera

Esta es una metodología proactiva de mejoramiento continuo de la seguridad cuyo objetivo es la reducción de accidentes como resultado de la transformación de los comportamientos riesgosos en hábitos seguros con gran participación del nivel operativo de manera tal, que aquellos que están expuestos participen activamente en la eliminación de los comportamientos riesgosos.

Transitando el año 2005, nuevamente realizamos una revisión de la gestión, pudimos observar sus avances y entendimos que nos encontrábamos en el momento justo para ampliar aun más la participación de los trabajadores. Si bien veíamos que la misma era muy activa, entendimos que podíamos ampliar la participación en forma orgánica asentando las bases del derecho a un trabajo seguro. Tal es así que, el último cuatrimestre del año, el grupo Transener y la Federación de Trabajadores de Luz y fuerza de la Republica Argentina (Sindicato) desarrollaron un trabajo en equipo que concluyó con la adhesión en el año 2006 a la Directriz ILO OSH 2001 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT)

A continuación de manera sintética se enumeran las herramientas de gestión que conforman el sistema de salud y seguridad en el trabajo.

### I Declaración de una Política

### 2 Creación de Comités mixtos de SST

### 3 Evaluación de Riesgos por Tarea/Generación de MTS Y ATS

### 4.- Auditorias e Inspecciones y Observaciones Planeadas

### 5- Investigación de Accidentes e Incidentes

### 6.- Estadísticas de Accidentes/incidentes

### 7.- Elementos de Protección Personal y/o Colectivo (EPP/ EPC)

### 8.- Normas y Reglamentos

### 9.- Salud en el Trabajo / Programa de Prevención de la salud

### 10.- Capacitación / Entrenamiento

### 11.- Evaluación de la Gestión de SST / Indicadores de Desempeño 12- Sistema de Seguridad basado en el Comportamiento

Estas doce herramientas poseen una fortaleza que las hace distinguir con relación a otras gestiones, la participación activa de los trabajadores bajo el concepto ya citado del derecho a un trabajo seguro; tal así que desde la política misma se enuncia el compromiso de cumplimiento con lo voluntariamente asumido en el convenio colectivo de Trabajo, como así también la activa participación de los trabajadores.

a) Cumplir con la legislación vigente aplicable, con los compromisos asumidos en las negociaciones colectivas de trabajo y con toda otra prescripción voluntariamente asumida.

e) Mantener el Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo (SG-SST) para asegurar el cumplimiento de esta Política, alentando la participación de los trabajadores en el desarrollo del sistema.



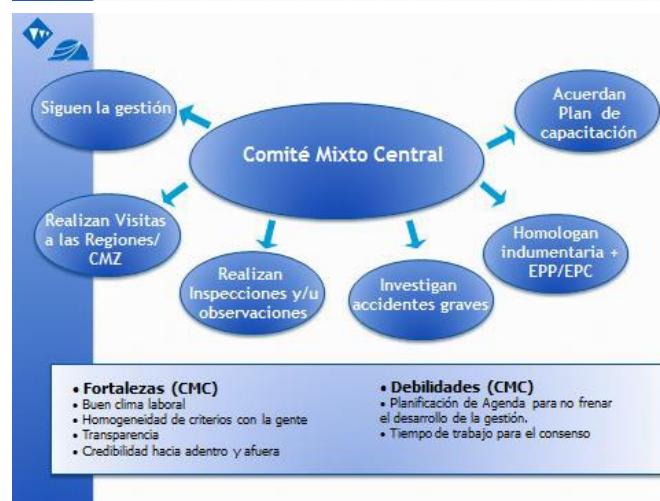
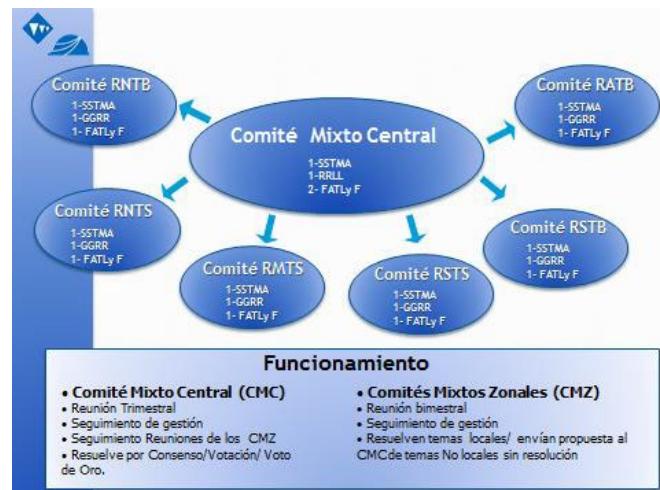
También se refleja esta participación en las evaluaciones de Riesgos; generaciones de métodos de trabajo seguro (MTS) y las asignaciones de trabajo seguro (ATS) que los equipos de trabajo realizan antes de cada tarea con check-list homologados. Otra señal de la virtud citada se puede apreciar cuando los trabajadores realizan sus propias Auditorías, Inspecciones y más aun cuando se autocontrolan realizando las observaciones planeadas que miran los propios comportamientos del equipo, cerrando con una realimentación autocritica al final de la jornada.

Un punto clave es el trabajo que desde la gestión se da el tema de Capacitación, orientada fuertemente al entrenamiento en los riesgos mas relevantes de la actividad, que surgieran de las evaluaciones de riesgos realizadas por los grupos de trabajo donde el trabajo Sobre Seguridad Vial es transversal a toda la organización en función que recorremos unos 14.000.000 de Km al año en vehículos propios.

Otro punto de distinción se observa en el desarrollo de los Comités Mixtos que por su actividad y organización requerirían de un extenso relato que comprendería desde su funcionamiento, hasta su injerencia en la elección de la Indumentaria de trabajo, Los elementos de protección personal, la incumbencia en la elección de la capacitación, pero que básicamente sostienen su poder, en ser consultivos y resolutivos bajo el concepto que se detalla:

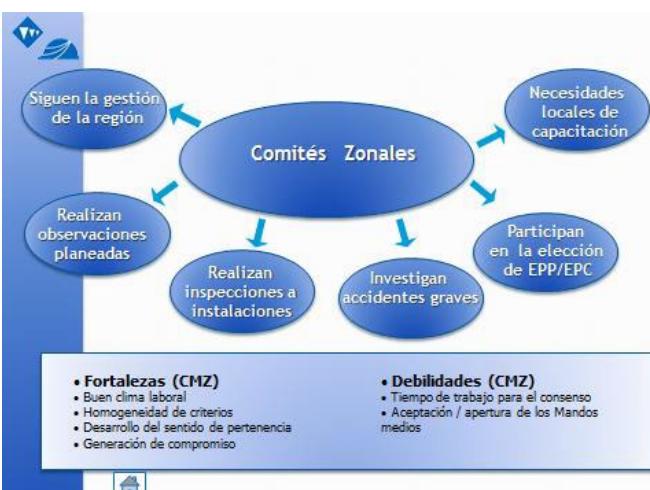
#### Comité de Salud y Seguridad en el trabajo Central.

Esta comisión la conforman por partes iguales representantes de entidades sindicales y representantes de la empresa. Se reúnen en forma trimestral a los fines de tratar exclusivamente temas de Seguridad y Salud en el trabajo , planteados por cualquiera de las partes o aquellos que lleguen de los Comités mixtos de cada región, con temas que no puedan resolverse a nivel local y justifiquen el tratamiento en la Comisión Central. Esta comisión redacta una minuta de cada reunión, enviándola al responsable del SG- SST, a los fines de arbitrar los medios y tomar acciones correctivas en caso en que existieran desvíos. Las recomendaciones de dicha Comisión se emiten por consenso en la misma.



#### Comités Mixtos de Salud y Seguridad Laboral Regionales

Estos seis Comités lo conforman por partes iguales, Delegados de Seguridad representando a entidades sindicales y representantes de la Empresa, entre ellos el responsable regional de SST MA y el líder regional de Seguridad. Se reúnen en forma bimestral a los fines de tratar exclusivamente temas de Seguridad y Salud en el trabajo, planteados por cualquiera de las partes o aquellos que lleguen a pedido de la Comisión Central. Se tratan temas a nivel local (Región) y cuando justifiquen el tratamiento en la Comisión Central son enviados para su tratamiento a la misma. Estos comités redactan una minuta de cada reunión y la envían a la Comisión Central para su información.



El último punto que distingue a esta gestión son los indicadores de gestión, que como un compromiso de alto nivel, afectan la remuneración variable de Directores, Gerentes, Jefes y Supervisores, rompiendo así con el mito de que la variable de ajuste es el trabajador.

## ANÁLISIS DEL CASO- GESTIÓN DE SST - TRANSENER

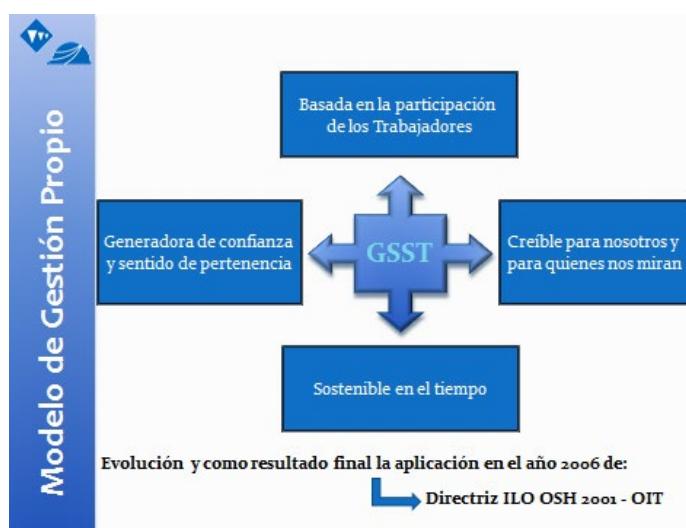
Al analizar los hechos haciendo revisión cronológica de los mismos podemos ver que la situación en lo referente a Salud y Seguridad en el trabajo en el grupo Transener con anterioridad a la aplicación del sistema de gestión propio, que diera lugar a esta experiencia, se encontraba en círculo vicioso y no virtuoso, donde existían numerosos reclamos, denuncias, convirtiéndose en un clima laboral lleno de destellos de conflictos.

Esta situación merecía una reflexión profunda que permitiera volver a los pilares básicos del trabajo seguro, generando una motivación que considerase básicamente razones humanas, legales, económicas y nos permitiera desarrollarnos en un ambiente laboral sin conflictos.

Todo lo enunciado nos llevaba a una discusión interna, donde a grandes rasgos sobresalían dos teorías para la solución.

- La teoría de un sistema muy estructurado de control permanente, bajo la aplicación de un sistema de gestión enlatado, de baja participación, poco elástico, con expectativas de correcciones rápidas con una visión verticalista y de obediencia.
- La teoría de un trabajo en conjunto de todos los actores (Directores, Gerentes, Jefes, Supervisores, Trabajadores y Representantes Sindicales), con una expectativa de corrección a más largo plazo, alta participación, y con tendencia a la resolución por consenso.

Luego de largas discusiones al interior de la organización, la compañía decidió lo que en ese momento entendió, como un esquema basado en la segunda teoría, que si bien no daría resultados en forma inmediata, haría sostenible y humana la gestión de salud y seguridad en el trabajo, en cuatro pilares fundamentales.



Haciendo una reflexión, hoy a la distancia, posicionándonos desde el afuera podemos decir que en ese momento y bajo las

circunstancias que se vivían, se tomó la decisión acertada, que permitió ir desarrollando el sistema, perfeccionándolo, haciéndolo sostenible en el tiempo. Que cuando se intenta trabajar mirando hacia el futuro, bajo una mirada no cortoplacista los resultados se hacen ciertos y duraderos, en resumen sostenibles en el tiempo e independiente de los actuantes temporarios.

Otra reflexión que nos dio gran enseñanza, es la cogestión en los temas de Salud y Seguridad en el trabajo. Aprendimos mucho más que a escucharnos, aprendimos a comprendernos, a mirar desde el lugar del otro y a homogenizarlo con el uno mismo, así logramos humanizarnos, ser previsibles trabajar para mejorar cada día y cambiar entre todos las prioridades de la organización, que según nuestro compromiso se priorizan de la siguiente manera:

1. Seguridad de las Personas
2. Seguridad de los equipos
3. Calidad de servicio

Como experiencia podemos decir que la apuesta es fuerte, en un mundo de empresas altamente competitivo y con liderazgos basados en el servicio. Igualmente nuestra convicción de humanizar el trabajo, fue mucho más allá, siendo consciente de que las empresas del futuro deben ser líderes pero respetando la idea fuerza “**no existe empresa líder formada por lesionados laborales**”.

## CONCLUSIONES

Si realizamos una revisión podemos citar algunos puntos como beneficio general

- Sentido de Pertenencia de la Gestión
- La baja sostenible de la siniestralidad laboral
- La Mejora del clima laboral
- El desarrollo de mejores prácticas
- El posicionamiento a nivel región latinoamericana, como referentes en el tema de Salud y Seguridad en la actividad eléctrica.

A nivel organizacional llevamos los conceptos más valiosos de la sostenibilidad a la gestión de Seguridad y Salud en el trabajo (SST), mejorando sustancialmente el ambiente laboral y la calidad de vida de cada integrante de la compañía.

Un impacto importante fue atrevernos a cogestionar la Salud y Seguridad en el Trabajo, desarrollando conjuntamente con los trabajadores mejores prácticas laborales.

Otro impacto en la organización fue darnos cuenta que sentimos a los trabajadores y a sus representantes como un importante grupo de interés.

Desarrollamos nuestra labor diaria minimizando la posibilidad de conflicto y aprendimos una lección que impactó en nuestra empresa, en la Federación de Trabajadores de Luz Y Fuerza, como así también en la sociedad con la que nos relacionamos. Nos atrevimos a llevar adelante una gestión básicamente humana.

Está a la vista que la estrategia de continuidad se fue desarrollando año a año en función de las revisiones que se le fueron haciendo al sistema de gestión fundamentalmente participativo, lo cual permitió y permitirá dado que se sigue trabajando bajo la misma

estrategia, mejorar en forma gradual y constante, aportando previsibilidad y sostenibilidad al sistema que hoy se encuentra realmente maduro.

Se destaca que la replicabilidad de esta experiencia es total para empresas de servicios y fácilmente adaptable a empresas de manufacturas u otro tipo de empresas.

Seguramente quien lea esta presentación se preguntara ¿cuál fue el costo de la implementación de este sistema?

Frente a esta pregunta y agregando valor a las conclusiones podemos decir que la implementación de la Gestión ha tenido un costo Inicial basado en la conformación del equipo de trabajo de Salud, Seguridad y Medio Ambiente, formado por 13 Profesionales, que su incorporación fue gradual a medida que la gestión se consolidaba, para ello se ha tenido que equipar al grupo de trabajo con camionetas 4x4, mas sistemas de Informática y comunicaciones, si esto lo consideramos como especie , podemos decir que este costo inicial sumando ambas compañías fue de \$ 3.205.000. El costo operativo anual del equipo de Seguridad y Salud tiene un promedio \$ 8.256.979 año, en conceptos de salarios, gastos operativos, consultorías, reparación/ porcentual de renovación de vehículos o equipamiento, viáticos, capacitación y otros costos no especificados.

Es también interesante dentro de las conclusiones poder jugar entiendo que hay un costo mas a tener en cuenta y es el costo promedio de inversión en salud y seguridad para mejorar instalaciones o implementar nuevos equipamientos, hablamos de un costo de inversión en Salud y Seguridad promedio año de \$ 5.582.296 a lo que se suma un costo año de Ropa de Trabajo y Elementos de Protección Personal (EPP) de \$ 4.856.881.

Si deseáramos hacer una relación del costo anual por persona (cápita), deberíamos considerar el costo del equipo SST para llevar adelante la Gestión de Salud y Seguridad (\$ 8.256.979), a lo que sumariamos los costos básicos de Indumentaria y EPP referidos a personal propio de ambas compañías, nos daría como resultado el costo de por trabajador por año o su equivalente de **dólares 1.850 por trabajador año.**

## REFERENCIAS UTILIZADAS

- Norma OHSAS 18001
- Directrices relativas a los sistemas de gestión de la seguridad y la salud en el trabajo, ILOOOSH-2001 Ginebra, Oficina Internacional del Trabajo, 2002, seguridad en el trabajo, nivel nacional, a nivel de la empresa, aspecto técnico. 13.04.2- ISBN 92-2-311634-1
- Libro Salud Ocupacional, un enfoque humanista-Autora Fabiola Betancur Gómez (2001).
- Libro Procesos de formación y aprendizaje organizacional - Autora Fabiola Betancur Gómez (2007).
- Artículos varios sobre Seguridad Basada en el comportamiento- liderazgo; coaching.



PREMIO CIER 2015  
¡Conozca a los Ganadores!



9,10 y 11 Noviembre **2015**