

UT
UNIDAD DE
TRANSACCIONES



MEMORIA DE LABORES 2012





MEMORIA DE LABORES 2012





Contenido



4

- ¿Quiénes Somos? **5**
- Misión, Visión y Valores **6**
- Accionistas..... **7**
- Junta Directiva **8**
- Mensaje del Presidente **9**
- Estructura Organizativa **10**
- Principales Logros y Actividades
de las Gerencias..... **10**
- Informe de Gestión Financiera **33**

¿Quiénes Somos?

ORIGEN

El 10 de octubre de 1996, mediante el Decreto Legislativo No. 843, se aprobó la Ley General de Electricidad (LGE), como parte de un proceso de reforma del sector eléctrico en El Salvador y con el objeto de promover la libre competencia en la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

En abril de 1998, fue creada la Unidad de Transacciones (UT), para asumir el rol de Administrador del Mercado Mayorista y como Operador del Sistema de Transmisión, funciones que anteriormente desarrollaba la empresa eléctrica nacional, Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL).

NUESTRAS FUNCIONES

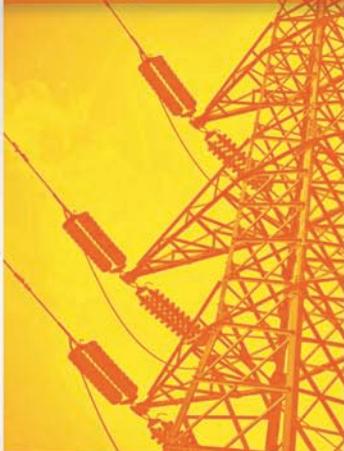
La Unidad de Transacciones inició sus operaciones en octubre de 1998 y desde entonces ha desarrollado las funciones definidas en el Art. 33 de la LGE:

- Operar el Sistema de Transmisión, mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros y;
- Operar el Mercado Mayorista de energía eléctrica.

Las normas que regulan el desarrollo de nuestras funciones se encuentran en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).



Nuestra Misión



Somos una sociedad de servicios, formada por profesionales comprometidos con la excelencia; que, basada en el marco legal vigente, opera y administra el Sistema de Transmisión y el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador en forma eficiente, contribuyendo al desarrollo de la industria eléctrica nacional y regional.

Nuestra Visión



Ser el referente de los Operadores y Administradores de la industria eléctrica a nivel regional, que haciendo uso de la innovación, la tecnología y el desarrollo integral de nuestro personal, contribuya al crecimiento económico y social del país.

Nuestros Valores



Compromiso

Equidad

Transparencia

Integridad

UT
UNIDAD DE
TRANSACCIONES



Nuestra Filosofía

Accionistas

DE ACUERDO A

La Ley General de Electricidad

VIGENTE, LA SOCIEDAD ESTÁ
CONSTITUIDA POR CINCO SERIES
DE ACCIONISTAS, TODOS
OPERADORES DEL MERCADO
MAYORISTA



SERIE GENERADORES

- Cemento Holcim de El Salvador, S.A. de C.V.
- Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa.
- Compañía Azucarera Salvadoreña, S.A. de C.V.
- Duke Energy International El Salvador, S. en C. de C.V.
- Inversiones Energéticas, S.A. de C.V.
- LaGeo, S.A. de C.V.
- Nejapa Power Company, L.L.C.

SERIE TRANSMISORES

- Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V.

SERIE DISTRIBUIDORES

- AES CLESA y Compañía, S. en C. de C.V.
- B&D Servicios Técnicos, S.A. de C.V.
- Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador, S.A. de C.V.
- Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. de C.V.
- Distribuidora Eléctrica de Usulután, S.A. de C.V.
- Empresa Distribuidora Eléctrica Salvadoreña, S.A. de C.V.
- Empresa Eléctrica de Oriente, S.A. de C.V.

SERIE USUARIOS FINALES

- Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados.
- Alas Doradas, S.A. de C.V.
- Avícola Salvadoreña, S.A. de C.V.
- Corporación Industrial Centroamericana, S.A. de C.V.
- Editorial Altamirano Madriz, S.A. de C.V.
- Empresas ADOC, S.A. de C.V.
- Hilanderías de Exportación, S.A.
- Industrias Duraflex, S.A. de C.V.
- Industrias la Constancia, S.A. de C.V.
- Inversiones Intercontinentales, S.A. de C.V.
- Plásticos Salvadoreños S.A. de C.V.
- Plastipak, S.A. de C.V.
- Rayones de El Salvador, S.A. de C.V.
- Termoencogibles, S.A. de C.V.
- Textiles San Andrés, S.A. de C.V.

SERIE COMERCIALIZADORES INDEPENDIENTES

- CONEC-ES, S.A. de C.V.
- Excelergy, S.A. de C.V.
- Lynx, S.A. de C.V.
- Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V.
- Origem, S.A. de C.V.





Junta Directiva 2012 - 2013



8



PRESIDENTE

Ing. José Ernesto Gálvez Orellana

VICEPRESIDENTE

Ing. Carlos Miguel Polanco Figueroa

SECRETARIO

Ing. Miguel Eduardo Bolinaga Serfaty

SERIE DE GENERADORES

- Sr. José Leopoldo Samour Gómez
- Ing. Carlos Miguel Polanco Figueroa
- Ing. Juan Carlos Guevara Jiménez
- Ing. Luis Wilfredo Castro Figueroa

SERIE DE DISTRIBUIDORES

- Ing. Abraham Abdala Bichara Handal
- Ing. Miguel Eduardo Bolinaga Serfaty
- Ing. Roberto Aquileo Sandoval Castro
- Inga. Sandra Ingrid Chávez de Mendoza

SERIE DE TRANSMISORES

- Ing. José Ernesto Gálvez Orellana
- Lic. Luis Ernesto García Bonilla

SERIE DE USUARIOS FINALES

- Inga. Ana Cecibel García de Mayorga
- Ing. Juan Alfredo Ceavega Molina
- Sr. Miguel Ángel González Aparicio
- Ing. Alfredo Borgonovo Avila

SERIE DE COMERCIALIZADORES INDEPENDIENTES

- Lic. Carlos Arlindo Durán Ponce
- Ing. Gustavo Napoleón Chávez Munguía
- Ing. José Vicente Machado Calderón
- Ing. Marvin Oswaldo Hernández Pocasangre

DEFENSORIA DEL CONSUMIDOR

- Licda. Ana Ella Gómez Flores
- Ing. Carlos Enrique Vargas Gálvez

CONSEJO NACIONAL DE ENERGIA

- Ing. Luis Roberto Reyes Fabián
- Lic. José Daniel Martínez Peña

Mensaje del Presidente

Con gran satisfacción en nombre de la Junta Directiva presentamos, a los accionistas, la Memoria de Labores correspondiente al año 2012, que incluye los resultados y logros más importantes de nuestra gestión.

Siempre comprometidos con la integración eléctrica regional, durante el 2012, se contrató un consultor para elaborar la propuesta de interfaz entre el Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción, ROBCP y el Reglamento del Mercado Regional, RMER, para ser sometida a aprobación de SIGET, todo dentro del esfuerzo de coordinación regional liderado por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, CRIE, para impulsar la entrada en operación y plena vigencia del Mercado Eléctrico Regional en el primer semestre del año 2013.

Pensamos que, tanto la implementación del ROBCP, como la correcta interrelación con el RMER, sin lugar a dudas, proporcionarán beneficios tangibles al mercado y usuarios de El Salvador.

Por lo anterior, y conscientes de nuestra responsabilidad para con el Mercado Salvadoreño y especialmente los usuarios del servicio de electricidad, nos hemos comprometido con la mejora de nuestra infraestructura, iniciando la búsqueda de alternativas para contar con un Centro de Control de respaldo que nos permita atender con prontitud y eficacia cualquier pérdida de operatividad del control principal, lo que traerá como consecuencia mejores tiempos de respuesta en condiciones de emergencia. Asimismo se ha identificando la modernización del diagrama mímico de la Sala de Control, cuya vida útil ya expiró. Ambos proyectos serán formulados y puestos a consideración de SIGET en el próximo requerimiento presupuestario.

Con la experiencia ganada por la aplicación de la metodología quinquenal para el cálculo de los ingresos operativos de la sociedad y en vista que están próximos a cumplirse los primeros 5 años, hemos aportado las observaciones y comentarios al regulador para buscar el ingreso apropiado, que permita realizar las funciones encomendadas por la Ley General de Electricidad y su Reglamento en forma eficaz, eficiente y transparente, manteniendo un espíritu de mejora continua en cada una de nuestras responsabilidades, en beneficio de nuestros clientes y usuarios del Mercado Eléctrico Salvadoreño.

El próximo quinquenio es de grandes retos, pero éstos serán asumidos con la misma responsabilidad que siempre nos ha caracterizado, en este sentido la sociedad ha iniciado la revisión de su planificación estratégica 2014-2018, de donde se desprenden los objetivos que partiendo desde la perspectiva del capital humano, las expectativas de nuestros clientes y conducida por nuestros procesos del negocio; nos conduzcan adecuadamente a los logros de la Misión y Visión de la UT.



Ing. José Ernesto Gálvez





Principales logros y actividades de las Gerencias



10



Estructura Organizativa





 *Unidad de Transacciones* 2012

Gerencia General (GG)

- Gestión de Gobierno Corporativo:
 - Gestión de Juntas Directivas, Juntas Especiales de Series y Juntas de Accionistas
 - Gestión de Actas y Certificaciones
- Administración de la Sociedad
 - Inscripciones de Accionistas
 - Inscripción y Mantenimiento de Participantes de Mercado
 - Elaboración, integración y seguimiento del Plan Anual Operativo
 - Planeación Estratégica
 - Gestión de Ingeniería de Procesos y Calidad
 - Asesoría Legal
 - Interacción Nacional y Regional con entidades del sector eléctrico y otras relacionadas. (CRIE, EOR, CDMER, EPR)
 - Participación en el comité nacional del Mercado Eléctrico Regional



Gerencia General (GG)

Luego de más de un año de operación con el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP); el año 2012, ha sido para la Unidad de Transacciones un período de capitalización de las lecciones aprendidas durante el período de su implementación, así como de nuevos desafíos, dado el compromiso de nuestra sociedad con el Mercado Eléctrico Salvadoreño.

La introducción de un nuevo modelo de operación requiere de un cierto tiempo para su consolidación, en el que se ajustan los modelos informáticos, los procedimientos de trabajo, y hasta la normativa misma, esto con el objeto de dar cumplimiento a las funciones que por ley la Unidad de Transacciones debe cumplir, siendo estas operar y administrar el mercado mayorista de energía eléctrica, y mantener la confiabilidad y la seguridad operativa del Sistema Eléctrico Nacional.

En cuanto al nuevo desafío; el diseño del interfaz regulatorio entre el ROBCP y la normativa del Mercado Eléctrico Regional han requerido de grandes esfuerzos, y aunque el avance no fue el deseado, por razones externas a la sociedad, se logró dar inicio a la primera fase de la Consultoría para la elaboración de la armonización regulatoria nacional y el Mercado Eléctrico Regional, la cual está siendo desarrollada desde el mes de octubre de 2012, por XM Compañía de Expertos en Mercado.

En cuanto al equipo humano que conforma la UT, se reconoce lo fundamental que ha resultado la responsabilidad y el empeño en el desarrollo de sus actividades diarias, así como el doble esfuerzo que ha implicado el adaptarse a estas nuevas experiencias y a los nuevos retos.

Ing. Luis E. González



ASESORÍA LEGAL

Desde la entrada en vigencia del ROBCP, hemos continuado con el cambio de Contrato de Prestación de Servicios a los PMs, los cuales fueron adecuados al igual que las garantías, a las nuevas disposiciones del reglamento. Hasta el 31 de diciembre de 2012, se contabiliza un total de 21 cambios de contratos y sus respectivas garantías.

Durante este año se atendieron 6 solicitudes de inscripción para participar en el Mercado Mayorista en la Serie de Comercializadores, estas fueron evaluadas y analizadas por el área legal y técnica de la sociedad. Luego de todo este proceso, Junta Directiva aprobó dichas solicitudes, resultando para este año 2012, un total de 40 participantes activos del mercado.

PARTICIPACIÓN NACIONAL Y REGIONAL

En el marco de la aplicación del ROBCP, y con el objeto de conocer experiencias de otros mercados similares al nuestro, la Cámara Americana de Comercio de El Salvador (AmCham El Salvador) en alianza con la Unidad de Transacciones, organizaron el foro taller denominado "Cómo se definen los precios de la Energía Eléctrica".

Dicho evento se realizó en el mes de junio, con la participación de ponentes latinoamericanos como Chile, Perú y República Dominicana entre otros.

Posteriormente en el mes de julio, se expuso el tema "Transformación de la Industria Eléctrica en El Salvador, Retos y Desafíos" en el foro organizado por el Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica (IEEE).

En el ámbito regional, la Comisión de Integración Energética Regional (CIER), desarrolló foros talleres, para compartir experiencias en las áreas de operación y planificación operativa. Dichos grupos de trabajo fueron coordinados por un comité de la oficina central del CIER y fueron realizados en Uruguay, Perú y Colombia. El resultado de estos grupos de trabajo, fue un referenciamiento de buenas prácticas en el ámbito de la Operación de los Sistemas de Potencia y en la Administración, Planificación y Conciliación de las Transacciones Económicas.



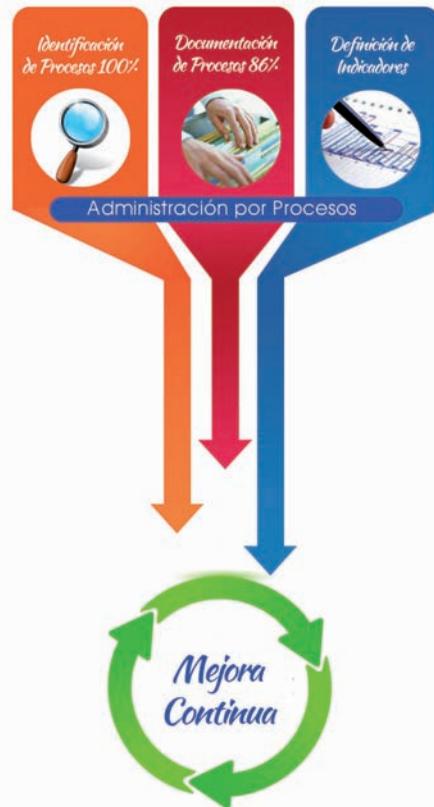
Se ha continuado participando en los grupos técnicos de organismos Regionales como el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER), la Empresa Propietaria de la Red (EPR) sobre el proyecto de la Línea SIEPAC y la Red de Transmisión Regional (RTR) y con el Ente Operador Regional (EOR), principalmente en el tema de la Implementación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y el Procedimiento de Detalle Complementario (PDC), en este mismo contexto durante los meses de noviembre y diciembre se sincronizaron las bases de datos y se realizaron algunas pruebas con la plataforma informática que el EOR puso a disposición de los OS&OM.

UNIDAD DE GESTIÓN DE LA CALIDAD

Luego de haber documentado los procesos claves del negocio, en base al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción aprobado en julio, de 2011, durante el año 2012 se realizó la depuración de los mismos con el apoyo de las gerencias involucradas (Gerencia de Planificación Operativa, Gerencia de Operación en Tiempo Real y Estudios y la Gerencia de Conciliación de Transacciones) a fin de operativizarlos y garantizar su aplicación en el día a día de la UT.

Posteriormente a la depuración de los procedimientos, estos fueron aprobados, divulgados y puestos en vigencia. Los Gerentes de Área son los responsables de velar por el cumplimiento, la ejecución de los controles y el resguardo de las evidencias de dichos procedimientos.

Adicionalmente, la documentación de los procesos claves de negocio aprobados, fueron entregados como insumo para la realización de la Auditoría Técnica para la evaluación de la gestión de la operación del mercado mayorista de electricidad, basada en costos de producción del período agosto 2011 - julio 2012, lo cual nos permitirá obtener una retroalimentación valiosa para comenzar a implementar la mejora continua.

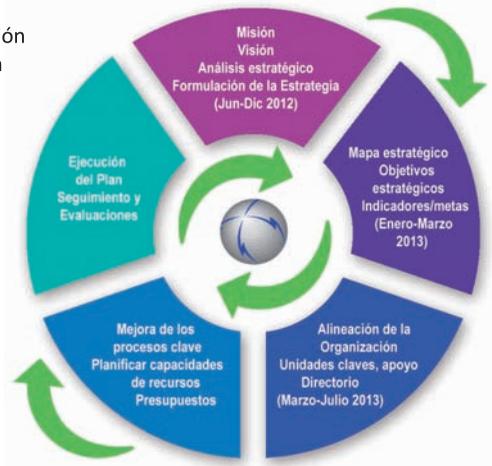


PLANEACIÓN ESTRATÉGICA

El proceso de cambio en las empresas es muy dinámico y se debe estar preparado para ello, contar con los recursos adecuados, el personal con la motivación y la decisión de adaptarse rápidamente a la dinámica y finalmente tener una estrategia clara y aceptada por todos. En este sentido la Unidad de Transacciones luego de identificar las oportunidades de mejora al plan estratégico del periodo 2009 - 2013, dio inicio al proceso de la elaboración de la Planeación Estratégica para el siguiente quinquenio (2014 - 2018).

Dicho proceso se inició con una etapa de sensibilización al personal a través de dinámicas que fortalecieran la comunicación y la integración. Luego de este acercamiento del personal se realizaron los talleres de trabajo para la construcción y definición de nuestra Misión, Visión y Valores.

Finalmente con todos los resultados de los grupos de trabajo del personal técnico-administrativo, Gerentes y Comité Estratégico integrado por Miembros de la Junta Directiva, se obtuvo la Misión, Visión y Valores para el nuevo Quinquenio de trabajo de la Sociedad (2014-2018), los cuales fueron aprobados por Junta Directiva el 21 de diciembre de 2012.



Gerencia de Planificación Operativa (GPO)

- Revisar y gestionar ante el regulador la aprobación de las Estructuras de Costos de Combustible para cada generador y tipo de combustible utilizado en las plantas.
- Gestión para la autorización de Auditores y Validación de los informes de Auditoría de Curvas de Calor y Costos Variables no Combustibles y de Arranque y Detención.
- Validación de los Costos de Combustible para los generadores térmicos.
- Construcción de la Curva de Alerta de los Embalses.
- Elaboración de Pronóstico de Demanda.
- Elaboración de la Planificación Anual, sus actualizaciones y reprogramaciones.
- Elaboración de la Programación Diaria, en la cual se coordinan las transacciones con el Mercado Eléctrico Regional.
- Remisión de información al EOR respecto del cálculo de los Costos Variables de Transmisión (CVTs).
- Velar por el cumplimiento de los aspectos regulatorios.
- Participación en Grupos de Trabajo Regional
- Coordinación como contraparte de la sociedad, en la consultoría de diseño de las interfaces regulatorias.

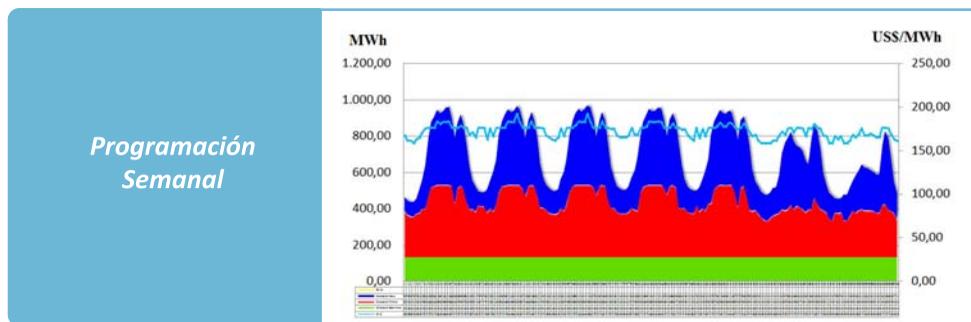
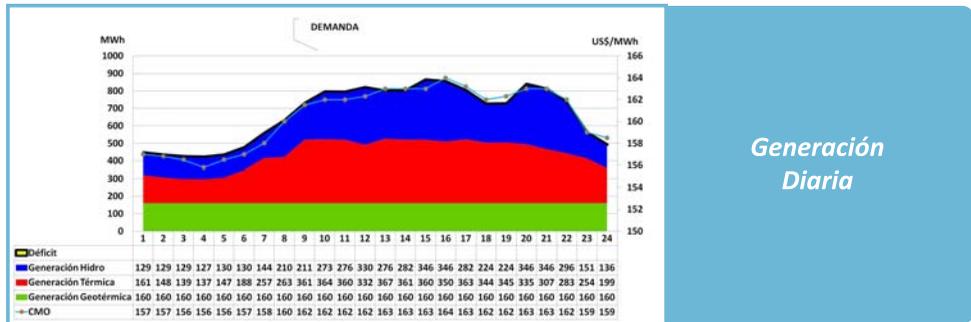




LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN EN EL MERCADO NACIONAL

El año 2012, se caracterizó por retos constantes para la Gerencia de Planificación Operativa, por ser el primer año bajo el nuevo modelo basado en costos de producción, resultando además, ser un año de asiduo aprendizaje al desarrollar tareas relacionadas con la normativa, costos, auditorías, combustibles, hidrología y despacho entre otros, los cuales son aspectos vitales para el funcionamiento del mercado.

Un logro importante para la consolidación de la implementación del mercado basado en costos de producción fue la aprobación de las auditorías a los generadores sobre los costos variables no combustibles y costos de arranque y detención, proceso que se completó en el primer trimestre del año y que estará vigente durante el período 2012-2013.



De igual forma cabe destacar la revisión de las estructuras de costos para los combustibles y el monitoreo semanal de estos, los cuales son utilizados para la conformación del costo generación y aplicados en la planificación de la operación en sus diferentes horizontes.



Un aspecto relevante para la administración de la operación, fue el uso del recurso hidroeléctrico, elemento que bajo el nuevo modelo del mercado nacional pasó a ser un resultado importante de la planificación de la operación, y que por el constante monitoreo de las condiciones hidrológicas se logró manejar de una forma óptima y segura para el sistema.

Poner en marcha la herramienta "ePSR" para la elaboración de la planificación operativa, implicó una estrecha comunicación con los proveedores de la misma, a fin de adecuarla a las necesidades de nuestro mercado y así tener un modelo robusto sobre el cual realizar la importante tarea de planificar la operación. Las herramientas utilizadas son el NCP y el SDDP que son modelos de despacho Hidrotérmico para la programación de corto y mediano plazo.

Toda esta información generada, requirió una continua revisión respecto al cumplimiento de la normativa, un preciso seguimiento y una actualización constante, ya que la estabilidad de los precios del mercado depende en gran manera de estas tareas.

OPERACIÓN E INTERACCIÓN EN EL MERCADO REGIONAL

La Gerencia de Planificación participó muy activamente en la implementación del Mercado Eléctrico Regional bajo el nuevo reglamento del mismo. Esta participación se llevó a cabo en las reuniones de los comités del EOR, así como en la revisión de aspectos normativos de impacto al mercado nacional. En esta misma línea, el año 2012, marcó el inicio de la elaboración de las Interfaces de nuestra reglamentación con la normativa regional, tarea de suma importancia para lograr una completa armonización regulatoria entre ambos mercados.



Gerencia de Conciliación de Transacciones (GCT)



20



- Conciliación y Facturación de:
 - Transacciones de energía del Mercado Nacional y Regional
 - Cargos del Sistema
 - Mercado de Reserva rodante, compensaciones y otros servicios.

- Elaboración y publicación de:
 - Informes Estadísticos
 - Documento de Transacciones Económicas (DTE)
 - Informe de Comercialización Trimestral (ICT), para la indexación del precio de la energía nacional (Tarifas).

- Análisis post-operativo y fijación de Costos Marginales de Operación.
- Recolección y validación del Sistema de Medición Comercial.
- Gestión de Auditorías del Sistema de Medición Comercial.
- Determinación del Diferencial de Precios (DPr) y del Fondo Transitorio de Liquidación (FTL).
- Determinación y publicación de los Factores de Forma de los distribuidores.
- Análisis e implementación de cambios regulatorios del Sector Eléctrico Nacional y Regional en lo relacionado a aspectos de facturación comercial.



MERCADO BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN

La puesta en vigencia del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) ha permitido definir un ámbito para la realización de las transacciones de energía a nivel mayorista, con una determinación de precios objetiva y transparente que refleja el costo económico de producción. En este sentido durante el año 2012, se han tenido varias resoluciones encaminadas a establecer las normas que regulan la compra/venta de energía, potencia, servicios auxiliares y la fijación de los precios horarios.

Durante este año 2012, se continuó ajustando y consolidando los sistemas de información sobre los cuales descansa el ROBCP, asimismo se realizaron mejoras al proceso de acceso a la información de las transacciones económicas desarrolladas en el mercado eléctrico salvadoreño.

COMPORTAMIENTO DEL MERCADO



21



PRINCIPALES ACTIVIDADES

- Integración de toda la información necesaria para la facturación respectiva de las operaciones que se realizan en el mercado mayorista, tanto en lo relacionado a las transacciones bilaterales, los contratos de libre concurrencia y las transacciones de oportunidad.
- Se registraron y almacenaron en los sistemas de medición comercial y de conciliación, las transacciones en el mercado realizadas sobre la base de costos marginales de generación horarios, posteriormente fueron puestas a disposición de los participantes de mercado en las bases de datos correspondientes.

- Con el objeto de mejorar las relaciones entre los diferentes operadores del mercado mayorista y de los factores de pudieran influir para cada uno de ellos, se ha trabajado en mantenerlos informados y de manera oportuna, sobre el acontecer del mercado eléctrico nacional y regional, mediante el envío de los acuerdos emitidos por SIGET, resoluciones de CRIE y comunicados del EOR. Adicionalmente, se ha participado en el análisis e implementación de los cambios regulatorios generados, rediseñando las aplicaciones de facturación y los reportes de los resultados.
- Participación en los comités técnicos regionales, aportando su análisis y opinión técnica en la implementación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), y trabajando a la vez, en el diseño, análisis e implementación del interface entre este y el ROBCP.

Comportamiento del Mercado

	2010	2011	2012
Energía en contratos (GWh)	1,745	2,745	4,291
Energía en MRS (GWh)	3,892	3,011	1,592
Demanda total de energía (GWh)	5,637	5,756	5,883
Tasa de crecimiento de la demanda	2.5%	2.1%	2.2%
Máxima demanda de potencia (MW)	948	962	975
Participantes de Mercado Activos	37	39	40
Nuevos Participantes de Mercado	6	4	6



Gerencia de Operación en Tiempo Real y Estudios (GOE)

- Operar en Tiempo Real el Sistema de Transmisión y mantener el balance entre Generación-Demanda.
- Velar por la Seguridad Operativa del Sistema Eléctrico de Potencia.
- Elaborar estudios de confiabilidad de suministro, calidad de energía, restricciones de transmisión, etc.
- Realizar cálculo de la Capacidad Firme y Demanda Reconocida.
- Realizar informes de contingencias en el Sistema de Transmisión.
- Gestionar las solicitudes de mantenimiento mayor y menor de equipos del Sistema Eléctrico de Potencia.
- Empleo continuo de las aplicaciones de red del SCADA-EMS de la UT.



OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

La operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista en tiempo real, se supervisa y controla permanentemente a través del monitoreo de las centrales generadoras, la red de transmisión, los puntos de entrega a 23 kV, 34.5 kV y 46 kV, así como por las cuatro líneas de interconexión con Guatemala y Honduras.

Este año 2012, dio inicio la operación comercial de nuevas líneas SIEPAC y otras de Refuerzo Interno, entre estas: El Angel-Nejapa (115 kV); de 230 kV, Ahuachapán-Aguacapa, 15 de Septiembre-Nejapa, Ahuachapán-Nejapa y 15 de septiembre-Nejapa.

Para realizar el correcto monitoreo de las nuevas líneas del Sistema Eléctrico Nacional, se instaló un nuevo Registrador de Eventos en la subestación de Nejapa, para disponer de inmediato de información confiable sobre fallas que afecten el centro de demanda de la zona metropolitana.

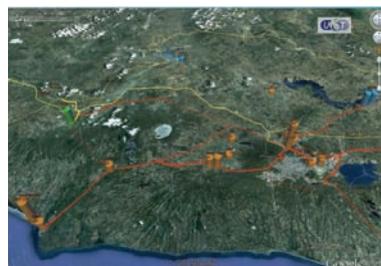
COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS

Se realizó la coordinación de los Mantenimientos Mayores y Menores de Unidades Generadoras, Líneas de Interconexión y Transmisión, las Subestaciones del Sistema de Transmisión, así como también las respectivas modificaciones, tomando en cuenta los períodos programados que no afectaban los parámetros de calidad y seguridad estipulados en el ROBCP.

CONDICIONES DEL SISTEMA

Durante este año se tuvo una condición de alerta por pérdida de comunicación de varias RTU con la Estación Maestra de la UT, en este sentido, las principales acciones del Centro de Control, fueron de seguimiento para mantener los parámetros del Sistema Eléctrico Nacional dentro de los rangos de operación normal.

Sistema Eléctrico de Potencia



Convenio WSI Corporation: Información en tiempo real de descargas atmosféricas en el territorio de El Salvador.

Le permite al Centro de Control de la UT, tener información climática relevante, como apoyo a la operación del Sistema Eléctrico durante la época lluviosa.

En relación a Fallas del Sistema Eléctrico de Potencia, se analizaron y consensuaron 64 eventos, de los cuales 33 se originaron en los Sistemas Eléctricos vecinos y el resto en nuestro Sistema Eléctrico.

La energía no servida, mantuvo la tendencia que ha tenido en los últimos años, que ha sido disminuir, siendo el resultado de las inversiones realizadas en nuevo equipamiento y ampliaciones en las redes de transmisión y distribución, así como un detallado seguimiento del mantenimiento de los equipos.



ESTUDIOS DE SEGURIDAD OPERATIVA

Se realizó el estudio "Evaluación de las Restricciones de Transmisión para el año 2012". Se revisaron otros estudios, entre estos: el estudio de interconexión a 115 kV, de la ampliación de generación de la nueva Central Termopuerto y un estudio de la posible incorporación de equipos de almacenamiento de energía (BESS) para proporcionar el servicio auxiliar de AGC.

CÁLCULO DE LA CAPACIDAD FIRME

En relación con este nuevo mercado que establece el ROBCP, tenemos que los hechos más relevantes del Cálculo de la Capacidad Firme durante el 2012, fueron los siguientes:

- En enero, se ajustó el Cálculo de la Capacidad Firme, debido a que SIGET actualizó el valor del pago de la capacidad firme a 7.58 \$/kW-mes.
- En febrero se realizó un Recálculo de la Capacidad Firme del periodo agosto 2011 a mayo 2012 por la entrada de los Nuevos Contratos de Libre Concurrencia correspondientes a la licitación CAESS-CLP-001-2011, realizando en el mes de junio el Cálculo de la Capacidad Firme Definitiva de este periodo.
- En los meses de junio y julio SIGET hizo cambios en la normativa del Cálculo de la Capacidad Firme con los acuerdos 446-E-2012 y 484-E-2012, producto de la propuesta que la UT trabajó en estrecha colaboración con los PMs; dentro de estos cambios se contemplaron nuevos plazos para la elaboración y publicación del cálculo.

CAPACITACIONES Y PARTICIPACIÓN NACIONAL Y REGIONAL

- En colaboración con la Universidad Centroamericana José Simeón Cañas (UCA) se elaboró un modelo probabilístico basado en técnicas de Monte Carlo como apoyo a la planificación de mantenimientos en la red de transmisión. El trabajo de graduación se tituló "Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Transmisión de Energía Aplicado al Sistema Eléctrico de El Salvador".
- Se participó en Reuniones del Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO) y el Comité Técnico de Revisión de la RTR (CTRTR), ambos del Ente Operador Regional (EOR).
- Participación en el Grupo de Trabajo de Operadores y Administradores de Mercado de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER).
- Otras participaciones: II Seminario Iberoamericano de Energías Renovables, Congreso de Hidroenergía, reunión técnica del Scada-EMS ABB Ranger versión NMR-3.
- Visita a la Empresa de Transmisión Eléctrica. S.A, (ETESA) de Panamá, para conocer su experiencia en la operación en tiempo real de su mercado mayorista basado en costos.

26



Visita Técnica a la Planta de Nejapa Power

Gerencia de Informática y Tecnología (GIT)



27

- Actualización y Mantenimiento:
 - Red Corporativa
 - Sistema Integrado de Información.
 - Plataforma informática de software y equipos.
- Desarrollo, pruebas y puesta en marcha de programas de aplicación.
- Administración y mantenimiento del sistema SCADA/EMS para operación en tiempo real.
- Seguimiento del contrato de mantenimiento progresivo del sistema EMS
- Ejecución de proceso de compra, análisis, evaluación, adjudicación e implementación, en la adquisición de equipo informático y nuevas tecnologías
- Manejo de seguridad perimetral e interna de los sistemas de información y aplicaciones.
- Implementación de proyectos de actualización y mejoras tecnológicas.



SISTEMA EN TIEMPO REAL SCADA/EMS

El sistema SCADA/EMS NMR3, es el activo y la herramienta informática más valiosa de UT.

Fue suministrada por ABB Inc. División Network Management de Houston en el 2005, por ahora se ejecuta el cuarto año del contrato de mantenimiento y actualización progresiva (2009 - 2013) que permite garantizar la continuidad operativa y alta disponibilidad 7x24 durante 365 días del año. Durante el mes de julio del 2012 se realizó la actualización de programas y equipos relacionados con el núcleo de la red de proceso en tiempo real, esto permitió:

- Aumentar los niveles de seguridad informática por accesos no autorizados.
- Incremento de la velocidad para el intercambio de información entre servidores de aplicaciones SCADA/EMS.
- Garantizar y mejorar el nivel de redundancia entre sistemas.
- Garantizar el alto nivel de disponibilidad (99.909%) requeridos para sistemas de misión crítica como el SCADA/EMS de UT.

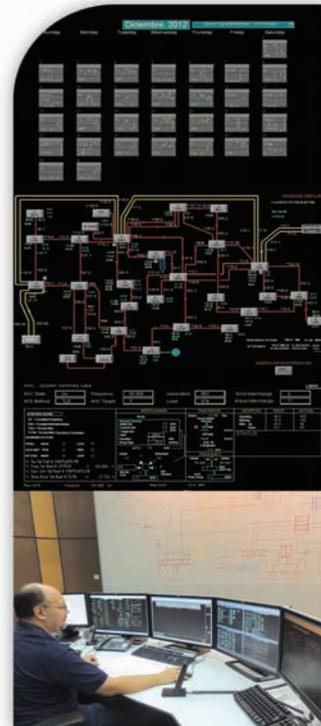
SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA NMR3 Y SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS EN UNIDADES REMOTAS

Debido a nuevos requerimientos tecnológicos y la mejora en el mecanismo de adquisición de datos desde las Unidades Terminales Remotas (UTR o RTU) de diferentes subestaciones y plantas, hacia la estación maestra en UT, se realizaron las adecuaciones necesarias para el manejo simultáneo de 2 medios de comunicación con una misma RTU.

Asimismo, dada la aparición de nuevos puntos de monitoreo y control a nivel nacional y regional y algunas expansiones de los ya existentes, se realizó el proyecto de ampliación del sistema SCADA/EMS (representación en diagrama mímico, bases de datos, etc).

Características del SCADA

- Colecta y Procesa datos de Unidades Terminales Remotas (RTU)
- Acciones de Supervisión y Control a equipos del Sistema de Transmisión
- Procesamiento de Alarmas



PORTAL WEB

Aplicando los lineamientos normativos del ROBCP sobre accesibilidad y derechos de publicación de datos e información, así como las sugerencias de clientes externos e internos sobre las mejoras de interfaz, accesibilidad en intercambio de información a través de la página Web, se han realizado modificaciones en la presentación, clasificación de documentos y navegación. Importante es mencionar que esta actividad sienta las bases sobre el contenido y navegación que formaran parte integrante del proyecto final de implementación, modernización y reemplazo del sitio Web actual, que está planificado para ejecutarse durante el año 2013.

ACTUALIZACIÓN Y EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE DATOS DE LA RED CORPORATIVA

Como resultado del crecimiento y requerimientos de disponibilidad de datos generados durante el primer año de operación del mercado bajo el nuevo esquema de costos, se inició este proyecto, a través de la adquisición de equipamiento de última tecnología, entre estos:

- Equipo Dell SAN Equallogic PS6100: permite ampliar la capacidad de almacenamiento en un 400%.
- Servidores DELL Edge R720: mejora la disponibilidad, contribuyendo a cumplir con el estándar para equipos de misión crítica.
- Sistema de almacenamiento para respaldo de datos Dell Power Vault TL2000: proporciona el respaldo de datos que garantiza la restauración de los mismos en caso de contingencias o hechos catastróficos.

SISTEMA DE ENTRENAMIENTO PARA OPERADORES DE TIEMPO REAL

Para tener el nivel de capacitación continua para el personal que realiza la operación del sistema eléctrico de nacional con el sistema SCDADA/EMS; en octubre 2012, se inició la implementación de un simulador de operación en tiempo real, conocido como por sus siglas en inglés DTS (Dispatcher Training Simulator).

Este proyecto incluyó la instalación y configuración de tres consolas para operadores, servidor de datos y aplicaciones, desarrollo de casos de estudio, capacitación para administradores y usuarios del sistema, etc., se espera tener en operación completa el sistema a finales del primer semestre del 2013.



Capacitación DTS, impartida por George Wu de la empresa Ventyx de ABB



Gerencia Administrativa Financiera (GAF)

- Gestión Administrativa Financiera
- Liquidación del Mercado Regulator del Sistema (MRS) y el Mercado Eléctrico Regional (MER)
- Facturación del Mercado
- Gestión de Compras
- Gestión de Recursos Humanos
- Gestión Presupuestaria
- Gestión y monitoreo de Garantías
- Gestión Tributaria
- Administración de Correspondencia y Mensajería
- Mantenimiento Preventivo de la Infraestructura

30



GESTIÓN DE RECURSOS HUMANOS

Desde junio de 2012, la Gerencia Administrativa Financiera (GAF), cuenta con la Unidad de Gestión de Recursos Humanos, con el objetivo de dotar, mantener y desarrollar un personal altamente calificado y motivado para alcanzar los objetivos de nuestra organización.

La GAF, con el nuevo apoyo de Recursos Humanos, la gestión de calidad y estratégica, identificaron oportunidades de mejora a la metodología para el Cálculo del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista fijada en el acuerdo 253-E-2008 de la SIGET, los cuales son necesarios para la gestión presupuestaria de la sociedad para el quinquenio 2014-2018. Como parte del trabajo realizado, se documentaron los procesos para determinar el perfil de los puestos, la política aplicable y los indicadores de gestión, generándose los siguientes documentos:

- Manual de Descripción y Perfiles de Puesto.
- Manual de Políticas de Recursos Humanos.
- Definición de los Indicadores de Gestión para la medición del desempeño.
- Diagnóstico de necesidades de capacitación.



31



MANTENIMIENTO E INFRAESTRUCTURA

La GAF, controla además, el mantenimiento de las instalaciones y de su equipamiento. En este sentido en el transcurso del año se desarrollaron proyectos que contribuyeran a tal fin, entre estos:



- SISTEMA DE VISUALIZACIÓN, MEDICIÓN Y CONTROL DE EQUIPOS MISCELÁNEOS (servicios auxiliares que soportan las operaciones de UT).

Con esta nueva plataforma PowerLogic ION Enterprise 6.0 suministrada por la sociedad FASOR, S.A. de C.V., se lograron importantes resultados:

- Monitorear en tiempo real las variables de cada equipo.
- Incorporar el control automático de equipos misceláneos. (Red Eléctrica, Sistema de bombeo, Aire Acondicionado, etc.)
- Reducir costos en consumo de energía.
- Aumentar el nivel de disponibilidad de los servicios auxiliares.
- Registrar en base de datos los históricos de eventos, alarmas y fallas por equipos.
- Incorporar el módulo de envío de correo electrónico a PC y a celulares, para alarmas catalogadas como críticas.

■ REEMPLAZO DE UNIDADES MANEJADORAS DE AIRE ACONDICIONADO

Reemplazo y modernización de 10 Unidades Manejadoras de Aire acondicionado (UMA), las cuales, luego de más de 3 décadas de operación continua, mostraban un alto grado de deterioro, así como falta de disponibilidad de repuestos para el mantenimiento preventivo o correctivo del mismo. Las nuevas UMAS prestan un servicio de calidad, garantizando el confort de los usuarios.

■ REEMPLAZO DE IMPERMEABILIZANTE EN LOSAS

Los edificios de Control de Energía, Administrativo y Caseta de Seguridad, presentaron en la última época lluviosa problemas de filtración, dado que el impermeabilizante existente había culminado su vida útil, por tal razón se llevó a cabo su reemplazo.



ACTIVIDADES ADMINISTRATIVAS FINANCIERAS

- Se administraron los contratos y garantías de los Participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, mediante el monitoreo de vencimiento y cobertura de las mismas.
- La Gestión Financiera se desarrolló de forma transparente, lo cual fue respaldado en el Dictamen de los Auditores Independientes.



PBX: (503) 2298-5757
FAX: (503) 2298-3354
auditoria@bdo.com.sv

Avenida Olímpica 3324
San Salvador, El Salvador

Dictamen de los Auditores Independientes

A la Junta General de Accionistas de
Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.:

Introducción

Hemos efectuado las auditorías de los estados financieros adjuntos de Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., que incluyen los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y los estados conexos de resultados, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo, por los años terminados en esas fechas, y un resumen de las políticas significativas de contabilidad y notas explicativas.

Responsabilidades de la administración por los estados financieros

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros, de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), y del control interno necesario para permitir la preparación de estados financieros que estén libres de representaciones erróneas materiales, ya sea por fraude o error.

Responsabilidades del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros con base a nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría emitidas por la Federación Internacional de Contadores (IFAC por sus siglas en inglés). Estas normas requieren que cumplamos con requisitos éticos así como que planifiquemos y realicemos las auditorías para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de representaciones erróneas materiales.





-2-

Una auditoría implica desempeñar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la valoración de los riesgos de representaciones erróneas materiales de los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar esas valoraciones de riesgo, el auditor considera el control interno relevante a la preparación y presentación razonable de los estados financieros por la Compañía, para diseñar los procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el fin de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Compañía. Una auditoría también incluye evaluar lo apropiado de las políticas contables usadas y lo razonable de las estimaciones contables efectuadas por la Administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros en su conjunto.

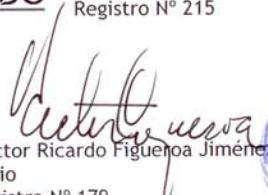
Creemos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar la base de nuestra opinión.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente, en todos sus aspectos importantes, la posición financiera de Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., al 31 de diciembre de 2012 y 2011, el resultado de sus operaciones y sus flujos de efectivo, por los años terminados en esas fechas, de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).



Figueroa Jiménez & Co., S.A.
Registro N° 215


Héctor Ricardo Figueroa Jiménez
Socio
Registro N° 179



San Salvador, 13 de marzo de 2013.

UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V.

Estados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(Expresados en Dólares de los Estados Unidos de América)

<u>Activos</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Activos corrientes:		
Efectivo fondos propios (nota 3)	US\$ 148,123	306,033
Efectivo restringido (nota 3)	2,922,454	1,612,306
Cuentas por cobrar (nota 4)	71,334	61,743
Gastos pagados por anticipado (nota 5)	<u>80,267</u>	<u>89,467</u>
Total de los activos corrientes	<u>3,222,178</u>	<u>2,069,549</u>
Activos no corrientes:		
Propiedad, planta y equipo - neto (nota 6)	4,632,916	4,744,595
Propiedades de inversión (nota 7)	<u>53,977</u>	<u>53,977</u>
Total de los activos no corrientes	<u>4,686,893</u>	<u>4,798,572</u>
Total de los activos	US\$ <u>7,909,071</u>	<u>6,868,121</u>
<u>Pasivos y Patrimonio</u>		
Pasivos corrientes:		
Sobregiro bancario	US\$ 15,746	-
Préstamos bancarios de corto plazo (nota 8)	50,000	-
Acreedores comerciales propios (nota 9)	123,523	108,896
Cuentas por pagar a participantes del mercado (nota 10)	2,922,454	1,612,306
Otras cuentas por pagar y gastos acumulados (nota 11)	83,187	80,477
Impuestos por pagar (nota 12)	<u>69,367</u>	<u>76,556</u>
Total de los pasivos corrientes	3,264,277	1,878,235
Pasivos no corrientes:		
Pasivo por impuesto sobre la renta diferido (nota 13)	<u>351,820</u>	<u>252,576</u>
Total de los pasivos	<u>3,616,097</u>	<u>2,130,811</u>
Patrimonio:		
Capital social: 203,857 acciones comunes, emitidas y totalmente pagadas, con un valor nominal de US\$12 por acción, para ambos años, el capital social mínimo es de US\$24,000 (nota 14)	2,446,284	2,446,284
Reserva legal (nota 15)	194,260	194,260
Superávit por revaluación (nota 6)	1,552,662	1,604,657
Utilidades acumuladas (nota 15)	<u>99,768</u>	<u>492,109</u>
Total patrimonio	<u>4,292,974</u>	<u>4,737,310</u>
Total de los pasivos más patrimonio	US\$ <u>7,909,071</u>	<u>6,868,121</u>

Véase notas que acompañan a los estados financieros



**UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V.**

Estados de Resultados

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2012 y 2011

(Expresados en Dólares de los Estados Unidos de América)

		<u>2012</u>	<u>2011</u>
Ingresos de operación (nota 16)	US\$	<u>3,860,922</u>	<u>3,962,996</u>
Gastos de operación:			
Gastos de personal (nota 17)		2,341,550	2,071,643
Gastos por servicios y mantenimiento (nota 18)		1,404,823	1,399,518
Gastos institucionales (nota 19)		147,695	154,668
Depreciación de bienes		<u>376,503</u>	<u>267,472</u>
Total gastos de operación		<u>4,270,571</u>	<u>3,893,301</u>
(Pérdida) utilidad de operación		(409,649)	69,695
Otros ingresos (nota 20)		31,791	5,737
Otros gastos		(782)	(1,853)
Gastos financieros (nota 21)		<u>(2,328)</u>	<u>(4,836)</u>
(Pérdida) utilidad antes de impuesto sobre la renta		(380,968)	68,743
Impuesto sobre la renta corriente (nota 12)		-	(8,726)
Impuesto sobre la renta diferido (nota 13)		<u>(47,248)</u>	<u>(11,840)</u>
(Pérdida) utilidad neta	US\$	<u>(428,216)</u>	<u>48,177</u>

Véase notas que acompañan a los estados financieros





M E M O R I A
D E L A B O R E S

2012

Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

Km. 12, Carretera al Puerto de La Libertad, desvío a Huizúcar,
Nuevo Cuscatlán, Apartado Postal No. 163, Santa Tecla,
Departamento de La Libertad, El Salvador C.A.

El Salvador - PBX. (503) 2521-7300, Fax (503) 2521-7301

Email: mail@ut.com.sv