Análisis técnico y económico para la reducción de pérdidas técnicas y comerciales de energía en la empresa eléctrica regional Guayas - Los Ríos EMELGUR".

Ing. Adolfo Salcedo, Galo Cárdenas, Carlos Villavicencio, Luis Hidalgo
Facultad de Ingeniería en electricidad y computación
Escuela Superior Politécnica del Litoral
Km. 30.5 Vía perimetral, Apartado: 09-01-5863, Guayaquil, Ecuador
asalcedo@espol.edu.ec, gacarden@espol.edu.ec, cvillavi@espol.edu.ec, lhidalgo@espol.edu.ec

Resumen

El elevado nivel de pérdidas de energía que presentan las empresas eléctricas nos hace deducir la falta de eficacia y el desorden administrativo que tienen las empresas, debido a que no existe un control adecuado de los programas de reducción de pérdidas. Este proyecto de tesis tiene como objetivo principal, determinar las pérdidas técnicas de energía a nivel de subtransmisión, subestaciones de distribución, líneas primarias, transformadores de distribución, circuitos secundarios, alumbrado público y acometidas; con esta información disponible y la energía facturada por EMELGUR, se calcularán la pérdidas no técnicas o comerciales de energía. Se presentará un proyecto piloto SMART IMS utilizando la tecnología de medidores residenciales ITRON para reducir las pérdidas y automatizar los procesos administrativos tales como lectura de datos, facturación, corte y reconexión e impresión de planillas, el mismo que será evaluado económicamente mediante los indicadores económicos del Valor presente neto y la relación Costo/Beneficio para determinar la factibilidad del proyecto.

Palabras Claves: Pérdidas, muestreo, extrapolación al sistema total

Abstract

The high level of energy losses that present the electric companies makes us deduce the lack of effectiveness and the administrative disorder that have the companies, because doesn't exist an appropriate control of the programs of reduction of losses. This thesis project has as main objective to determine the technical losses of energy at subtransmission level, distribution substations primary lines, distribution transformers, secundary circuits, public illumination and connection lines; with this available information and the energy factured by EMELGUR, will be calculate the energy of no thecnical losses. It willl be present a pilot project SMART IMS using the technology of residential electronic meters of ITRON Company, to reduce the commercial losses and to automate the administrative processes such as reading of data, billing, court and reconnection and impression of roll; the same one that will be evaluated technical and economically by means of the economic indicators of the value net present and the relations benefice/cost, approaches that are used to determine the feasibly of the project.The present project of thesis have principal objective, determine the losses

Key words*: *losses, sampling, total extrapolation

1. Introduction

El elevado nivel de pérdidas de energía que presentan las empresas eléctricas nos hace deducir la falta de eficacia y el desorden administrativo que tienen las empresas, debido a que no existe un control adecuado de los programas de reducción de pérdidas.

Uno de los factores que ponen en evidencia el incremento de las pérdidas, tanto técnicas como las no técnicas es la falta de inversión en los sistemas de distribución y comercialización que conduce a un deterioro en la eficiencia de las instalaciones eléctricas y un deficiente servicio que presta.

El control de las pérdidas de energía eléctrica debe ser una preocupación permanente de todos los departamentos de una empresa eléctrica y no solo de algún departamento específico al que se disponga como estratégicamente responsable de esta función.

La gestión eficiente y la optimización de sus instalaciones y recursos humanos deben ser una preocupación y una función generalizada en todos los sectores de la empresa.

2. Objetivos

El siguiente trabajo tiene por objetivo considerar y analizar los aspectos para el control de pérdidas de energía en la Empresa Eléctrica Guayas – Los Ríos (**EMELGUR**).

De acuerdo a la información de las instalaciones eléctricas del sistema actual y sus condiciones de operación, determinaremos las pérdidas técnicas. Para una mejor evaluación y análisis de las pérdidas técnicas hemos dividido el sistema eléctrico de distribución en: líneas de subtransmisión y subestaciones de distribución, alimentadoras primarias, transformadores de distribución, circuitos secundarios, alumbrado público y acometidas.

En base a los cálculos obtenidos de las pérdidas técnicas y con la información de la energía facturada del mes en estudios, obtenemos las pérdidas no técnicas o comerciales.

Con los resultados obtenidos en la determinación de las pérdidas técnicas y no técnicas y a su vez la utilización de conceptos técnicos y económicos, estableceremos un plan para reducir y controlar dichas pérdidas.

Dicho plan consiste en presentar un proyecto con tecnología de medidores ITRON, dicha compañía tiene experiencia comprobada en el suministro, estudio, aplicación y gestión de soluciones capaces de generar recuperación de facturación, reducción de pérdidas y equilibrio financiero para las compañías distribuidoras de energía en todo el mundo.

Este proyecto tiene la finalidad de implementar un sistema considerando 2500 puntos de medición en consumidores residenciales monofásicos y trifásicos para el Sector Durán, Guayas-Ecuador.

El proyecto considera la Medición Centralizada y Gestión Remota de Consumidores de Baja Tensión utilizando la plataforma Smart IMS, con base en tecnologías PLC conocidas por el bajo costo y la alta flexibilidad.

3. Metodología a utilizar en la determinación de las pérdidas en subtransmisión.

En la determinación las pérdidas técnicas de todo el sistema eléctrico de **EMELGUR S.A.** se realizó el siguiente procedimiento:

Para calcular las pérdidas técnicas del sistema de subtransmisión se ha considerado al mes de Julio del 2.005, para propósitos de estudio, ya que, estos datos fueron proporcionados a través del sistema **SCADA** de **EMELGUR S.A**., es decir, los registros de demanda hora a hora por cada subestación de los Sistema Eléctricos de Durán, Daule y Quevedo.

En los sistemas de distribución primaria y secundaria se procede a realizar un levantamiento físico de las instalaciones en forma parcial, o sea, tomando una muestra representativa con el propósito de conocer sus configuraciones y características técnicas. Para fines de cálculos de las pérdidas técnicas subdividimos al sistema de distribución en:

- Líneas de subtransmisión,
- Subestaciones de distribución,
- Líneas de distribución primarias,
- Transformadores de distribución,
- Circuitos secundarios,
- Alumbrado público, y
- Acometida.

Para obtener las pérdidas de potencia en las líneas de subtransmisión por cada sistema eléctrico a través del simulador POWER WORLD corremos flujos de potencia con las demandas de cada subestación correspondiente al día de la demanda máxima del mes de estudio. Para ello, el simulador fue cargado con la información técnica de cada línea y de cada unidad de transformación, se corrió flujo por cada subsistema (Daule, Quevedo y Durán). Las demandas máximas del mes de estudio utilizadas para ingresar en el simulador fueron las del día de demanda máxima por sistema.

Una vez determinadas las pérdidas máximas por sistema de las líneas de subtransmisión, incluyendo las subestaciones de distribución, procedemos a obtener las pérdidas hora a hora utilizando la información de las demandas hora a hora de cada subestación y de cada sistema del mes de estudio.

3.1. Análisis de los resultados en subtransmisión.

El análisis se lo hace en forma comparativa con parámetros de operación de alta eficiencia en relación con los resultados obtenidos.

Tabla 1. Pérdidas de energía en el sistema de subtransmisión de EMELGUR

Sistema	Durán	Daule	Quevedo	Total
Energía disponible. MWH/MES	28761.16	17732.3	20634.7	67128.
Pérdidas de energía MWH/MES	3389.34	746.67	1080.11	5216.1
% Pérdidas de energía	11.78	4.21	5.23	7.77

Tabla 2. Cuadro comparativo de los resultados obtenidos a nivel de subtransmisión

SISTEMA	Energía disponible		Pérd. de energía	
	MWH/MES	%	MWH/MES	%
Alta eficiencia			671.28	1
Máximo aceptable			1342.56	2
EMELGUR	67128.18	100	5216.11	7.77

3.2. Metodología a utilizar en la determinación de las pérdidas en distribución.

Como no se posee la información de los sistemas de distribución tanto primarios y secundarios en lo referente a su configuración y cantidad de circuitos, se procede en cada uno de las partes que se compone el sistema de distribución (primarios, transformadores de distribución, circuitos secundarios, alumbrado publico y acometidas), a tomar una muestra representativa de cada una de las partes involucradas se procede a determinar sus pérdidas en las muestras y se extrapola el resultado obtenido al sistema total.

3.3. Análisis de los resultados de las pérdidas de energía en alimentadoras primarias y transformadores de distribución.

Para realizar el análisis de pérdidas de energía se consideran las pérdidas de las alimentadoras y también las pérdidas de los transformadores de distribución y se toma como referencia la energía disponible de todo el sistema del mes de estudio.

La comparación de los resultados de las pérdidas de energía del sistema EMELGUR se realiza con niveles de pérdidas referenciales de un sistema de alta eficiencia y de un sistema de nivel máximo aceptable de pérdidas, estos resultados son expuestos a continuación en el cuadro siguiente:

Tabla 3. Cuadro comparativo de los resultados obtenidos a nivel de distribución primaria

SISTEMA	Energía disponible		Pérd. de energía	
	MWH/MES	%	MWH/MES	%
Alta eficiencia			1342.56	2
Máximo aceptable			2685.13	4
EMELGUR	67128.18	100	2669.4	4

3.4. Análisis de los resultados de las pérdidas de energía en los circuitos secundarios.

En este análisis de distribución secundario se consideran a los circuitos secundarios, alumbrado público y acometidas.

El análisis es de tipo comparativo y los resultados obtenidos son comparados con niveles de pérdidas referenciales de un sistema de alta eficiencia y de un sistema de nivel máximo aceptable de pérdidas, estas pérdidas son evaluadas con respecto a la energía disponible del mes de estudio este resultado se aprecia en el siguiente cuadro.

Tabla 4. Cuadro comparativo de los resultados obtenidos a nivel de distribución secundaria

SISTEMA	Energía disponible		Pérd. de energía	
	MWH/MES	%	MWH/MES	%
Alta eficiencia			503.46	0.8
Máx. aceptable			1006.92	1.5
EMELGUR	67128.18	100	1686.33	2.5

3.5. Resultados totales de las pérdidas de energía de la EMELGUR S.A. correspondientes al mes de julio del 2005.

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede evidenciar que las pérdidas técnicas de energía en mayor nivel se encuentran en los sistemas de Subtransmisión, estando en niveles tolerables en distribución primaria, en cambio a nivel de distribución secundaria se evidencia que se encuentran las pérdidas de energía en niveles no aceptables.

Las pérdidas de energía para el mes de estudio a nivel de todo EMELGUR andan por el orden del 14.16 % de la energía disponible en ese mes, estos resultados nos demuestran que las pérdidas globales están fuera de los niveles aceptables de operación como se puede evidenciar en el siguiente cuadro.

Tabla 5. Pérdidas globales totales por sistema de la EMPRESA EMELGUR S.A. del mes de julio del 2005.

SIST. ELÉCT.	DURÁN	DAULE	QUEVEDO	TOTAL
DEM.MAX-MW	53.56	27.27	34.37	115.19
Energía disponible MWH	28761.16	17732.34	20634.68	67128.2
Energía facturada MWH	18993.969	10836.926	11573.18	41404.1
PÉRDIDAS MWH	9767189 **33.96%**	6895414 **38.89%**	9061498 **43.91%**	25724101 **38.32 %**

Tabla 6. Pérdidas técnicas parciales de la EMPRESA EMELGUR S.A. del mes de julio del 2005.

Sistema	Durán	Daule	Quevedo	Total
NIVEL	**Pérd. de energía**	**Pérd. de energía**	**Pérd. de energía**	**Pérd. de energía**
Pérdidas técnicas	%	%	%	%
Líneas de Subtransmisión	11.78	4.21	5.23	7.77
Líneas de Distribuc. Prim.	1.31	3	3.63	2.47
Transf. de distribución	1.56	1.23	1.68	1.51
Circuitos secundarios	1.62	1.5	1.67	1.6
Alumbrado público	0.68	0.79	0.9	0.68
Acometidas	0.07	0.18	0.17	0.13
Subtotal	**17.02**	**10.91**	**13.28**	**14.16**

3.6. Descripción del método para el cálculo de las pérdidas comerciales

A continuación se detalla el procedimiento que se adoptó para realizar el cálculo de las pérdidas no técnicas o comerciales del sistema eléctrico de EMELGUR.

Este procedimiento se lo efectuó analizando cada sistema eléctrico de manera independiente, es decir, tanto el sistema eléctrico Durán como el de Daule y Quevedo.

Para efectuar el cálculo respectivo de dichas pérdidas se tomo como referencia el mismo mes analizado en las perdidas técnicas, es decir, Julio del 2005.

Para determinar el cálculo de las pérdidas no técnicas o comerciales del sistema eléctrico de **EMELGUR**, se considera un período específico y se la determinó mediante la diferencia entre la energía que fue entregada al Sistema, la energía facturada por **EMELGUR** y las pérdidas técnicas calculadas de energía.

Energía disponible

La energía disponible corresponde a la energía comprada y generada, la cual, sirve para dar servicio a los usuarios a través de las líneas de distribución.

Tabla 7. Energía disponible de EMELGUR

ENERGÍA DISPONIBLE (MWH/MES)	67128.176
ENERGÍA COMPRADA AL MEM. (MWH/MES)	67056.709
ENERGÍA GENERADA (PUNA) (MWH/MES)	71.467

Energía facturada

La energía facturada corresponde a la venta de energía a los abonados y al alumbrado público de la empresa. La energía se la contabiliza de acuerdo al tipo de abonado residencial, comercial, industrial, alumbrado público, entidades fiscales, entidades municipales y campos deportivos. La energía facturada por EMELGUR en el año 2005 se presenta en el siguiente tabla:

Tabla 8. Energía Facturada por EMELGUR Julio-05

	MWH/MES
RESIDENCIAL	18944.387
COMERCIAL	5979.241
INDUSTRIAL	7009.957
BOMBEO DE AGUA	4386.518
ALUMBRADO PUBLICO	3178.785
ENTIDADES OFICIALES	474.972
ASISTENCIA SOCIAL	126.819
BENEFICIO PUBLICO	230.828
SUBTOTAL EMELGUR	40331.507
ENERGÍA RECUPERADA	471.804
PÉRDIDAS FACTURADAS (GRANDES CONSUMIDORES)	600.764
TOTAL SISTEMA EMELGUR	**41404.075**

Energía de pérdidas técnicas

En la energía de pérdidas técnicas se considera el sistema de subtransmisión, líneas primarias, transformadores de distribución, circuitos secundarios, alumbrado público y acometidas.

Tabla 9. Pérdidas técnicas de energía del Sistema EMELGUR

TOTAL EMELGUR	**Pérdidas de energía (MWH)**	**% Relativo**	**Pérdidas (%)**
Sistema de Subtransmisión	5215.6632	54.49	7.77
Líneas primarias	1658.77	17.33	2.47
Transformadores Distribución	1010.628	10.56	1.51
Circuitos Secundarios	1076.72	11.24	1.60
Alumbrado Público	522.97	5.46	0.78
Acometidas	86.64	0.92	0.13
Total	**9571.3912**	**100.00**	**14.63**

Energía de pérdidas no técnicas

Para el cálculo de pérdidas de energía no técnicas se las determina mediante la diferencia entre las pérdidas de energía total y la energía de pérdidas técnicas

Tabla 10. Energía de pérdidas no técnicas

ENERGÍA	**MWH/MES**	**(%)**
Disponible	67128.176	100.00
Facturada	41404.075	61.68
Pérdidas Totales	25724.101	38.32
Pérdidas Técnicas	9571.3912	14.26
Pérdidas No Técnicas	**16152.710**	**24.06**

Se concluye que la energía de pérdidas no técnicas están por el orden del **24.06%**

4. Proyecto para mejorar el proceso de facturación "Sistema integrado de gestión de datos en baja tensión SMART-IMS"

Consiste en un Sistema para automatización de procesos de comercialización de energía eléctrica para la Baja Tensión dentro del área de concesión de las empresas distribuidoras, contemplando la reducción de pérdidas comerciales y el aumento de la facturación de la empresa.

4.1. Objetivos del Sistema

- Medición de energía eléctrica
- Gestión de pérdidas
- Lectura remota automatizada (AMR)
- Transmisión de datos de medición vía *Power Line Carrier* (PLC)
- Datos de medición detallados disponibles para el usuario
- Centralización de recolección y almacenamiento de datos
- Gerenciamiento del consumo de energía eléctrica flexible y automático
- Control del balance de energía activa en secciones de la red de distribución definidas
- Detección y localización de perdidas y fraudes
- Sistema de alarma para redes de distribución y control de las condiciones de los dispositivos de medición
- Multi-tarifa
- Pre-pagamiento
- Preparación de los datos para facturación
- Corte / reconexión remoto

- **Visión genérica de la estructura del sistema**

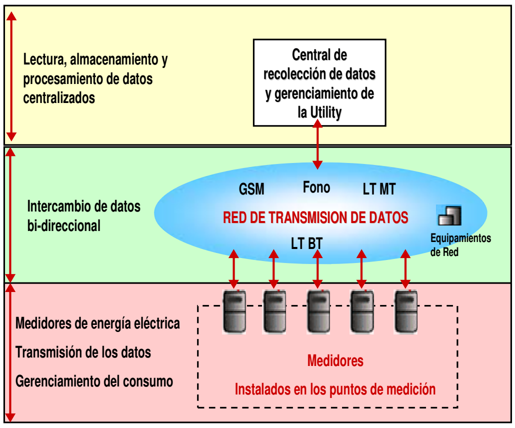

Figura 1. Componentes del Sistema SMART IMS

4.2. Características generales de los medidores

- Medidor de energía activa (reactiva y demanda en los trifásicos)
- Clase de Precisión 1.0 en los monofásicos y 0.5 S en los trifásicos
- Medición de potencia
- Medición de corrientes y tensiones en las 3 fases
- Reloj en tiempo real con auto-corrección y posibilidad de sincronización externa
- Medición multi-tarifa hasta 4 tramos tarifarías en 24 horas
- Pre-pago
- Memoria no-volátil de grande capacidad
- Display embutido de LCD o terminal externo
- Dispositivo de desconexión
- Detección de Fraude
- Programación Remota de funcionalidades y "*settings*"
- Supervisión de funcionamiento con alarmas

4.3. Ventajas del sistema

- Gestión y localización de pérdidas
- Detección de Fraude
- Alta precisión en la medición de la energía activa consumida (Clase 1)
- Medición multi-tarifa
- Eliminación de procesos manuales
- Reducción de la morosidad de pago
- Reducción de costos operacionales : campo y *back-office*
- Eliminación de perdidas comerciales
- Reducción de conflictos con clientes
- Automatización plena de la comercialización de energía
- Medición, colecta, almacenamiento y transmisión digital
- Ajuste remoto automático y sincronización de los equipos
- Supervisión del sistema de distribución y de las condiciones de medición
- Total integración con los Sistemas de Interfase con el Consumidor
- Preparación de todos los datos necesarios para facturación
- Generación de informes estadísticos y técnicos

4.3. Comunicación con tecnología PLC-Power Line Carrier – Full 2 WAY

- Permitirá la lectura usando las instalaciones ya existentes
- Lectura directa en la Utility vía PLC / GSM
- Corte / reconexión remoto instantáneo

En la figura 2. se puede apreciar la comunicación utilizando las redes de baja tensión.

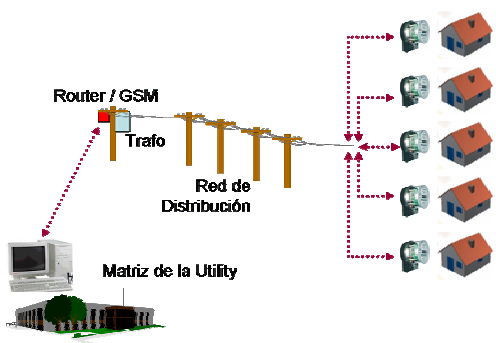

Figura 2. Comunicación Power Line Carrier

4.4. Medición fiscal

- Permite el combate de las pérdidas con la instalación de un medidor en el transformador
- Compara con sincronización el consumo en el transformador con los consumidores, señalando desvíos.

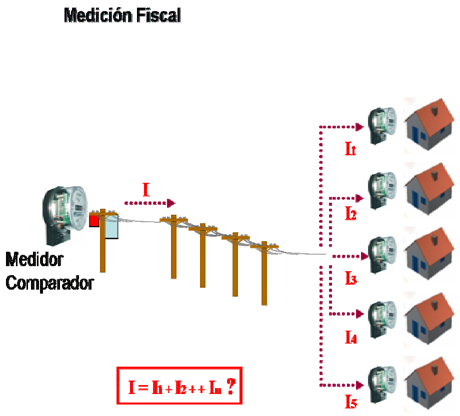

Figura 3. Medición Fiscal

5. Evaluación económica del proyecto para reducir las pérdidas comerciales

El proyecto SMART IMS que se pretende implementar para reducir las pérdidas, detectar fraudes, anomalías y otras bondades se las presentó en el capítulo anterior, ahora se realizará la evaluación económica que involucra cada uno de sus componentes.

En este capítulo se trata de justificar la aprobación del mencionado proyecto, ya que, se mejorará el índice de pérdidas, aumentará la eficiencia de atención al cliente, se eliminarán procesos manuales, y se aprovechará esta nueva tecnología de punta.

Se evaluará la inversión realizada a través del cálculo de los indicadores económicos que ayudarán a tomar la decisión sobre la ejecución del mencionado proyecto y su aprobación dependerá exclusivamente del valor que se obtenga.

5.1. Análisis económico de inversión

El objetivo principal en el análisis económico es el de obtener cifras monetarias para tomar una decisión basada en criterios económicos.

Tomando en cuenta todas las actividades que deben llevarse a cabo para instalar completamente los medidores Itron, software, routers, etc en toda la muestra tomada como referencia del sector de Durán, así como también, se debe considerar el tiempo en que tardarían los proveedores en entregar los equipos de medición y comunicación para el mencionado proyecto. El presupuesto de inversión que se presenta es de para 2500 abonados

5.2. Oferta Comercial

La siguiente oferta referencial es presentada por la compañía **ITRON SISTEMAS Y TECNOLOGÍA LTDA** con fecha de Julio del 2007. Dicha oferta se la detalla en:

- Aplicación,
- Plazo de entrega,
- Precios y condiciones generales.

Aplicación

Para este proyecto de 2500 abonados que representan a la muestra tomada del sector urbano de Durán, a continuación se presentará el estudio básico y estimativo de equipos para la aplicación:

Plazo de entrega

El cronograma de plazo de entrega que se presenta en el siguiente cuadro es el tiempo estimado para la ejecución del proyecto y se la presenta en la tabla 1.

Tabla 11. Plazo de entrega

DESCRIPCIÓN	PLAZO (DÍAS)
Orden de Compra o Firma del Contrato	0
Workstatement del Proyecto	15
Entrega del Software de Colecta, Routers y Medidor de Balance Energético	120
Instalación Software de Colecta y chequeo de Routers y Medición de Balance con Set-up	120
Entrega de los Medidores en las cajas de medición	120
Entrega de los Display Remotos	120
Supervisión de la Instalación y Chequeo de los Medidores	150
Conclusión del Proyecto y Validación de los Resultados	180

Precios y condiciones generales

Los precios y condiciones generales están detallados en la tabla 2.

Tabla 12. Precios y condiciones generales

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	PRECIO TOTAL USD
1	Medidores Monofásico	2480	$ 1,200.000
2	Medidores Trifásico	20	
3	Cajas de Medición	100	
4	Display LCD remoto	2500	
5	Routers GSM	20	
5	Medidores de Balance	20	
6	Software con Licencia	1	
7	Entrenamiento	1	
8	Set-up / Validación	1	
	TOTAL USD		$ 1,200.000

En la Tabla 13 se detalla una Oferta referencial por la instalación de los medidores ITRON del proyecto Smart IMS presentada por parte del Departamento técnico de Sistemas de Medición y Scada del Grupo INPROEL.

Tabla 13. Rubro por instalación de punto de medición ITRON / 2500 abonados – Grupo INPROEL

ITEM	CANT.	DESCRICICION	PRECIO UNIT.	TOTAL
1	2500	Mano de obra	$ 120,00	$ 300.000,00
		Dirección técnica	$ 50,00	$ 125.000,00
		Costos directos	$ 25,00	$ 62.500,00
		Costos indirectos	$ 20,00	$ 50.000,00
			SUBTOTAL	$ 537.500,00
			12% IVA	$ 64.500,00
			TOTAL	$ 602.000,00

5.3. Cálculo y análisis de los indicadores.

Todos los cálculos y el análisis respectivo de los indicadores económicos, se lo evaluará por medio del Valor Presente Neto (VPN) y la relación Beneficio-Costo (B/C).

5.3.1. Cálculo del Valor Presente Neto (VPN). Para calcular el Valor Presente Neto se toman como datos preliminares tanto los costos de inversión como los beneficios, los mismos que se mencionan en la tabla 14:

Tabla 14. Flujos de efectivo

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costo de Inversión	1800000	14000	12000	13000	12000	12000	14555	12000	12000	16000	12000
Beneficios del proyecto	0	676900	676900	676900	676900	676900	676900	676900	676900	676900	676900

Tabla 15. Cálculo del Valor Presente de Beneficios

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
VALOR PRESENTE DE BENEFICIOS		588609	511834	445073	387020	336539	292643	254472	221280	192417	167319
VALOR PRESENTE DE BENEFICIOS – VP(B) = $ 3397204,483											

Tabla 16. Cálculo del Valor Presente de Costos de Inversión VP(C)

VALOR PRESENTE DE COSTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO SMART IMS											
AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
VALOR PRESENTE DE COSTOS	1800000	12173,9	9073,7	8547,7	6861	5966,1	6292,5	4511,2	3922,8	4548,2	2966,2
VALOR PRESENTE DE COSTOS = $ 1864863,517											

Valor Presente Neto
US $ 1532340,97 > 0

Conclusión:

Como el Valor Presente Neto es mayor que cero el proyecto es factible ejecutarlo.

Cálculo de la relación Beneficio/Costo (B/C)

B/C = 1,822 > 1

Conclusión:

Como el resultado B/C es mayor que 1 el proyecto se acepta.

Ejecutar este proyecto para aumentar el proceso de facturación es rentable para la Empresa Eléctrica EMELGUR de acuerdo a los criterios económicos realizados.

6. Referencias

[1] Gabriel Baca Urbina, Evaluación de Proyectos
[2] Jerry L. Harbour, Reingeniería de procesos
[3] OLADE, Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de las pérdidas Eléctricas.
[4] CIER, Pérdidas de Energía Eléctrica en la Distribución.
[5] WESTINHOUSE, Distributions Systems, Volumen 3.
[6] EMELGUR, Boletines informativos del 2005.
[7] EMELGUR, Documentación en general (Notas de trabajo, micro-memos, Ordenes de trabajo) del área comercial.
[8] Jhon J. Grainger, William D. Stevenson Jr, Análisis de sistemas de Potencia.
[9] Normas INEN, transformadores de distribución.
[10] EMELGUR, Boletines de lectura del sistema SCADA.
[11] http://www.conelec.com
[12] http://www.cenece.gov.ec
[13] http://www.itron.com

Guayaquil septiembre 14 del 2007
Director del Tópico de graduación
Ing. Adolfo Salcedo