CAPÍTULO 5
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

El propósito de este capítulo es determinar desde el punto de vista técnico – económico la mejor alternativa de reconfiguración que fue planteada en el capítulo 4, en un corto plazo, esto es con proyección al año 2009.

5.1. GENERALIDADES.

Al expresar numéricamente los resultados de las reconfiguraciones, es necesario realizar un análisis técnico-económico, el cual es un cálculo de todos los costos y beneficios asociados a este estudio. También se lo utiliza para analizar los efectos positivos de las reconfiguraciones aquí planteadas.

Uno de los indicadores que tiene mayor aceptación para estos propósitos es la rentabilidad. Para llegar a ella se pueden optar por diferentes métodos de evaluación entre los cuales se puede mencionar: Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno, Relación Beneficio - Costo; los mismos que serán analizados, evaluados y adaptados de acuerdo a las necesidades del presente estudio.

5.1.1. Valor Actual Neto (VAN)[25]

El VAN representa el valor presente (PV) de los beneficios anuales del proyecto menos la cantidad de la inversión inicial (I).

Simplemente VAN = PV – Inversión (I)

Cabe destacar dos características de este índice que son importantes:

- Se puede tener un valor positivo, nulo o negativo. Así cuando el VAN es mayor a cero la alternativa es aconsejable económicamente; es indiferente para el inversionista, cuando el VAN es igual a cero, y no es conveniente cuando el VAN es menor a cero.
- Depende de la tasa de interés que se utiliza para calcular los equivalentes en el momento actual.

[25] LARA, Juan, "Administración Financiera, Una Introducción a la Toma de Decisiones en el Corto y Largo Plazo", Quito, Octubre del 2001

5.1.2. Tasa Interna De Retorno (TIR)[26]

Corresponde a la determinación de la tasa de interés que lleva a cero el valor actual neto del proyecto. Si la tasa resultante es mayor que los intereses pagados por el dinero invertido el proyecto es conveniente. Caso contrario no es conveniente.

5.1.3. Relación Beneficio-Costo

Es el proceso de colocar cifras en dólares en los diferentes costos y beneficios de una actividad. Al utilizarlo se puede estimar el impacto financiero acumulado de lo que se puede lograr.

Se debe utilizar esta relación al comparar los costos y beneficios de las diferentes decisiones. Un análisis Costo / Beneficio por si solo puede no ser una guía clara para tomar una buena decisión. Existen otros puntos que deben ser tomados en cuenta por ejemplo, la seguridad, las obligaciones legales y la satisfacción del cliente.

Si la razón B/C es mayor o igual a 1, conviene aceptar un proyecto; en caso contrario se rechazaría. Si la razón B/C es mayor o igual a 1 significa que el VAN es positivo o igual a cero, respectivamente. En consecuencia estos dos métodos dan la misma solución cuando se trata de tomar decisiones de aceptación o rechazo de un proyecto.

5.2. ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS RECONFIGURACIONES EFECTUADAS EN LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS PARA EL AÑO 2009.

A partir de la primera reconfiguración planteada del sistema primario de distribución y manteniendo como meta el año 2009, se realiza un estudio que permite la obtención del escenario favorable a futuro en la toma de decisiones en la Planificación del Sistema. Para ello se hace necesario realizar una proyección de la demanda para el año 2009 de los primarios de las subestaciones en estudio.

La tabla 5.1 presenta la proyección de demanda de potencia activa y potencia reactiva para el corto plazo (5 años) hasta el año 2009 de las subestaciones en

[26] LARA, Juan, "Administración Financiera, Una Introducción a la Toma de Decisiones en el Corto y Largo Plazo", Quito, Octubre del 2001

estudio, mientras que en el anexo 5.1, se presenta la proyección de demanda hasta el año 2015[27], según datos proporcionados por la EEQ S.A.

	AÑO 2004		AÑO 2005		AÑO 2006		AÑO 2007		AÑO 2008		AÑO 2009	
Prim.	**KW**	**KVAR**	**KW**	**KVAR**	**KW**	**KVAR**	**KW**	**KVAR**	**KW**	**KVAR**	**KW**	**KVAR**
2B	1780,0	1200,0	1786,2	1204,2	1792,5	1208,4	1798,8	1212,6	1805,1	1216,9	1811,4	1221,1
2C	2085,0	860,0	2092,3	863,0	2099,6	866,0	2107,0	869,1	2114,3	872,1	2121,7	875,2
2D	2085,0	820,0	2092,3	822,9	2099,6	825,8	2107,0	828,6	2114,3	831,5	2121,7	834,5
10A	708,5	240,0	710,6	240,7	712,8	241,4	714,9	242,2	717,0	242,9	719,2	243,6
10B	1326,2	260,0	1330,2	260,8	1334,2	261,6	1338,2	262,3	1342,2	263,1	1346,3	263,9
10C	2738,0	1140,0	2746,2	1143,4	2754,5	1146,9	2762,7	1150,3	2771,0	1153,7	2779,3	1157,2
10D	807,8	419,0	810,2	420,3	812,7	421,5	815,1	422,8	817,5	424,1	820,0	425,3
12A	3558,5	1380,0	3571,0	1384,8	3583,5	1389,7	3596,0	1394,5	3608,6	1399,4	3621,2	1404,3
12B	3657,5	1252,0	3670,3	1256,4	3683,1	1260,8	3696,0	1265,2	3709,0	1269,6	3722,0	1274,1
12D	582,4	270,0	584,4	270,9	586,5	271,9	588,5	272,8	590,6	273,8	592,7	274,8
32A	2661,0	570,0	2669,0	571,7	2677,0	573,4	2685,0	575,1	2693,1	576,9	2701,2	578,6
32B	3378,2	940,0	3388,3	942,8	3398,5	945,6	3408,7	948,5	3418,9	951,3	3429,2	954,2
32C	1753,9	730,0	1759,2	732,2	1764,5	734,4	1769,8	736,6	1775,1	738,8	1780,4	741,0
32E	4078,1	1370,0	4090,3	1374,1	4102,6	1378,2	4114,9	1382,4	4127,3	1386,5	4139,6	1390,7
53B	760,0	180,0	761,9	180,5	763,8	180,9	765,7	181,4	767,6	181,8	769,5	182,3
53C	2384,0	510,0	2390,0	511,3	2395,9	512,6	2401,9	513,8	2407,9	515,1	2413,9	516,4
53D	3525,1	550,0	3533,9	551,4	3542,7	552,8	3551,6	554,1	3560,5	555,5	3569,4	556,9
53E	2350,0	630,0	2355,9	631,6	2361,8	633,2	2367,7	634,7	2373,6	636,3	2379,5	637,9
53F	3274,6	717,0	3282,8	718,8	3291,0	720,6	3299,2	722,4	3307,5	724,2	3315,7	726,0

Fuente: El autor

TABLA N º 5.1. Demanda Máxima Proyectada hasta el año 2009

Con estos datos se realiza la modelación digital sobre la primera reconfiguración y se determina el comportamiento de los primarios para el año 2009. En la tabla Nº 5.2., se observa un resumen de los principales resultados obtenidos del software *FeederAll*. Allí se muestra el valor de pérdidas en conductores en KW, la caída máxima de voltaje y la cargabilidad de los conductores, el factor de potencia, la compensación reactiva instalada y además las pérdidas en energía anual en MWh/año que es igual al valor de pérdidas en conductores multiplicado por el factor de pérdidas y por 8760 horas que tiene un año y dividido por 1000 para tener en MWh/año.

[27] EEQ S.A. "División de planificación, Departamento de planificación de SEP, Evolución de la demanda y Equipamiento de S/Es, 2002-2015 con Transferencia de Carga" Quito, Junio 2005.

NOMBRE S/E	PRI	VOLTAJE EN PUNTO DE MÁXIMA CAÍDA A DEMANDA MÁXIMA (V)	MÁXIMA CAÍDA DE VOLTAJE (%)	FACTOR DE POTENCIA MÍNIMO	COMPENSACIÓN REACTIVA INSTALADA (KVAR)	CARGABILIDAD MÁXIMA EN CONDUCTORES (%)	FACTOR DE PÉRDIDAS	PERDIDAS EN CONDUCTOR PRIMARIO A DEMANDA MÁXIMA (KW)	PERDIDAS DE ENERGÍA EN ALIMENTADOR PRIMARIO (Mwh/año)
LULUNCOTO	2D	0,9654	3,0	0,938	0	92,00	0,617	76,22	411,70
EL DORADO	10A	0,9885	2,6	0,947	0	20,35	0,409	2,21	7,91
EL DORADO	10B	0,9802	1,9	0,926	300	36,14	0,394	12,76	44,07
EL DORADO	10C	0,9731	3,8	0,927	0	83,66	0,416	39,53	143,90
EL DORADO	10D	0,9868	1,8	0,888	0	18,59	0,469	3,05	12,52
LA FLORESTA	12A	0,9651	3,2	0,935	0	80,51	0,511	61,02	273,25
LA FLORESTA	12B	0,9643	1,1	0,952	300	81,41	0,532	86,15	401,64
LA FLORESTA	12D	0,9841	3,0	0,907	0	31,74	0,411	3,26	11,72
SAN PABLO	32A	0,9643	3,5	0,982	0	98,26	0,358	78,55	246,34
SAN PABLO	32B	0,9646	2,9	0,977	0	81,00	0,415	105,20	382,17
SAN PABLO	32C	0,9640	3,0	0,933	0	58,74	0,527	39,66	183,20
SAN PABLO	32E	0,9649	3,5	0,942	0	79,86	0,446	145,42	567,51
PÉREZ GUERRERO	53B	0,9904	1,1	0,973	0	26,08	0,374	1,50	4,92
PÉREZ GUERRERO	53C	0,9846	1,55	0,979	300	52,87	0,359	15,67	49,26
PÉREZ GUERRERO	53D	0,9852	2,3	0,990	300	65,00	0,336	23,00	67,74
PÉREZ GUERRERO	53E	0,9786	2,3	0,969	300	69,21	0,363	23,17	73,62
PÉREZ GUERRERO	53F	0,9649	3,4	0,98	300	73,54	0,315	51,57	142,48
TOTAL								**767,9**	**3023,95**

TABLA N º 5.2. Resultados Técnicos de la Reconfiguración Propuesta para el año 2009

Debido al crecimiento de la carga, todas las soluciones tomadas para la situación actual, no son suficientes para que el sistema primario trabaje en condiciones favorables hasta la meta del año 2009, por lo que se necesita la aplicación de medidas adicionales que permitan la operación satisfactoria del sistema.

De los resultados obtenidos y presentados en la tabla 5.2., se establece desde el punto de vista técnico las configuraciones que cumplen con las condiciones mínimas requeridas para su operación de acuerdo a los siguientes parámetros:

Caída de voltaje máxima: 3.5%

Cargabilidad máxima en conductores: 80%

Se incluye bancos de condensadores para reducir la corriente inductiva que por naturaleza circula en los alimentadores primarios; y, se los localiza en el lugar en donde se produce la máxima reducción de pérdidas, aportando los máximos beneficios en cuanto a caída de voltaje se refiere. En el primario 32C de la subestación San Pablo se asignó condensadores a la red, para elevar el voltaje en los puntos más alejados del primario, disminuir la caída de voltaje y disminuir las pérdidas técnicas; con la ayuda de la aplicación del *Feederall* (*Capacitor Placement)* diseñada para estos fines. El resultado es que se debe implementar 2 bancos de condensadores trifásicos fijos de aproximadamente 300KVAR cada uno a más del que ya tiene, ubicado en la Av. Diego de Almagro y Foch y en la Av. Colón y J. L. Mera ubicados en los nodos que muestra la tabla No 5.3.

Nodo			**Voltaje**		**Condensadores** (kVAR)	
ID	Nombre	Fase	kVLN	PU	Fijo	Automático
880589	NODO	ABC	3.428	0.942	266.032	0.000
11005848	NODO	ABC	3.532	0.970	282.520	0.000

TABLA N º 5.3. Ubicación de Condensadores en Primario 32C

Para el caso del primario 2D de la subestación Luluncoto se presenta una cargabilidad máxima del 92.22 %, mayor al 80 % recomendado como se puede ver en la tabla No 5.4. Por lo tanto estas secciones de conductor tienen que ser cambiadas por un conductor que tenga una capacidad de corriente de 280 Amperios,

siendo el conductor de aluminio AAC 3x4/0 AWG en estructuras de red primaria de distribución aérea a un voltaje de 6.3 KV trifásica centrada y alineada (RNA1 AAC 3x4/0 AWG).

Tipo Estructura	Distancia (m)	Del Nodo	Al Nodo	Amps	Max Amps	% Cargabilidad
RNA1 AA3X3/0 3F	148.31	905232	905240	197.35	214.00	92,2
RNA1 AA3X3/0 3F	576.95	905240	905241	197.35	214.00	92,2
RNA1 AA3X3/0 3F	650.29	905241	905329	196.73	214.00	91,9

Fuente: *Feederall*.

TABLA N º 5.4. Tramo del Primario 2D con Cargabilidad mayor al 80%

Para el caso del primario 32A de la subestación San Pablo se presenta una cargabilidad máxima del 98,26 %, mayor al 80 % recomendado como se puede ver en la tabla No 5.5. Por lo tanto estas secciones de conductor tienen que ser cambiadas por un conductor que tenga una capacidad de corriente de 290 Amperios (ver anexo 2.2.), siendo el conductor ASC 3x4/0 AWG en estructuras de red primaria de distribución aérea a un voltaje de 6.3 KV trifásica centrada y alineada (RNA1 ASC 3x4/0 AWG), (ver anexo5.2.).

Tipo Estructura	Distancia (m)	Del Nodo	Al Nodo	Amps	Max Amps	% Cargabilidad
RNA1 AS3X3/03F	315.68	878981	11069860	240.75	245.00	98,26
RNA1 AS3X3/03F	319.26	11069860	878793	240.75	245.00	98,26
RNA1 AS3X3/03F	465.69	878793	878791	237.93	245.00	97,11
RNA1 AS3X3/03F	486.82	878791	879041	237.93	245.00	97,11
RNA1 AS3X3/03F	525.85	879041	11039570	237.93	245.00	97,11
RNA1 AS3X3/03F	560.86	11039570	879088	237.93	245.00	97,11

Fuente: *Feederall*

TABLA N º 5.5. Tramo del primario 32A con cargabilidad mayor al 80%

Con la aplicación de todas estas alternativas, se obtienen condiciones operativas favorables para el año 2009, como se resumen en la Tabla 5.6. La misma que muestra que todos los primarios cumplen con las condiciones mínimas de operación, esto es caídas de voltaje menores al 3,5 % y cargabilidad de alrededor del 80%.

NOMBRE S/E	PRI	VOLTAJE EN PUNTO DE MÁXIMA CAÍDA A DEMANDA MÁXIMA (V)	MÁXIMA CAÍDA DE VOLTAJE (%)	FACTOR DE POTENCIA MÍNIMO	COMPENSACIÓN REACTIVA INSTALADA (KVAR)	CARGABILIDAD MÁXIMA EN CONDUCTORES (%)	FACTOR DE PÉRDIDAS	PERDIDAS EN CONDUCTOR PRIMARIO A DEMANDA MÁXIMA (KW)	PERDIDAS DE ENERGÍA EN ALIMENTADOR PRIMARIO (Mwh/año)
LULUNCOTO	2D	0,9786	2.8	0,938	0	70,48	0,617	55,26	298,48
EL DORADO	10A	0,9885	2,2	0,947	0	20,35	0,409	2,21	7,91
EL DORADO	10B	0,9802	1,9	0,926	300	36,14	0,394	12,76	44,07
EL DORADO	10C	0,9731	3,4	0,927	0	80,66	0,416	39,53	143,90
EL DORADO	10D	0,9868	1,2	0,888	0	18,59	0,469	3,05	12,52
LA FLORESTA	12A	0,9651	3,4	0,935	0	77,51	0,511	61,02	273,25
LA FLORESTA	12B	0,9643	3,5	0,952	300	79,41	0,532	86,15	401,64
LA FLORESTA	12D	0,9841	1,5	0,907	0	31,74	0,411	3,26	11,72
SAN PABLO	32A	0,9772	2.9	0,982	0	65,00	0,358	68,57	215,04
SAN PABLO	32B	0,9646	3,4	0,977	0	80,00	0,415	105,20	382,17
SAN PABLO	32C	0,9640	3,1	0,933	900	58,74	0,527	39,66	183,20
SAN PABLO	32E	0,9649	3,4	0,942	0	79,86	0,446	145,42	567,51
PÉREZ GUERRERO	53B	0,9904	0,9	0,973	0	26,08	0,374	1,50	4,92
PÉREZ GUERRERO	53C	0,9846	1,4	0,979	300	52,87	0,359	15,67	49,26
PÉREZ GUERRERO	53D	0,9852	1,4	0,990	300	65,00	0,336	23,00	67,74
PÉREZ GUERRERO	53E	0,9786	2,0	0,969	300	69,21	0,363	23,17	73,62
PÉREZ GUERRERO	53F	0,9649	3,4	0,98	300	73,54	0,315	51,57	142,48
TOTAL								**736,9**	**2 879,44**

TABLA N º 5.6. Resultados técnicos de la reconfiguración propuesta para el año 2009 con cambio de conductores

La Tabla 5.7 presenta las pérdidas de potencia desde el año 2004 al año 2009 con la reconfiguración planteada y la reducción de pérdidas para esos años.

	Original kW	**Con Reconfiguración kW**	**Reducción de pérdidas kW**
AÑO 2004	962,35	657,50	304,85
AÑO 2005	991,12	610,00	381,12
AÑO 2006	1020,76	633,79	386,97
AÑO 2007	1051,28	658,51	392,77
AÑO 2008	1082,71	684,19	398,52
AÑO 2009	1115,09	736,99	378,10

Fuente: El autor

TABLA N º 5.7. Reducción de Pérdidas Anuales de Potencia

La tabla 5.8 presenta la reducción de pérdidas de energía de los años 2004 al 2009, con un factor de pérdidas de 0,4411.

	Pérdidas de energía configuración original MWH/Año	**Pérdidas con Reconfiguración MWH/Año**	**Reducción de pérdidas de energía MWH/Año**
AÑO 2004	3718,56	2540,59	1177,96
AÑO 2005	3829,74	2357,06	1472,68
AÑO 2006	3944,25	2448,99	1495,26
AÑO 2007	4062,18	2544,51	1517,68
AÑO 2008	4183,64	2643,73	1539,91
AÑO 2009	4308,73	2847,75	1460,98

Fuente: El autor

TABLA N º 5.8. Reducción de pérdidas anuales de energía

5.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS MEJORAS

Para realizar las mejoras propuestas es necesario identificar los elementos necesarios para la evaluación económica de un proyecto eléctrico como los siguientes:

- Material a ser utilizado
- Personal especializado

- Financiamiento
- Alcance y desarrollo del proyecto

La ejecución del proyecto se verá sustentada en la organización de tres módulos: unidad de obra, grupo de trabajo y volumen de obra.

Unidad de obra:

- Cambio de conductores ASC3/0 AWG por ASC4/0 AWG
- Tendido de conductores
- Regulación de conductores
- Instalación de seccionadores
- Instalación de condensadores

Grupo de trabajo:

Lo constituye el grupo de personas al cual se asignaran diferentes tipos de actividades, la responsabilidad de dicho grupo es alta ya que a su cargo se encontrará la conclusión del proyecto.

Este grupo de trabajo estará conformado por una cuadrilla tipo que está compuesto por el siguiente personal:

- Supervisor
- Liniero 1
- Auxiliar de liniero
- Empalmador
- Chofer

Volumen en construcción de la obra:

Se tomará en cuenta la cantidad de obra a realizarse en el proyecto en base a un cronograma de trabajo que permita optimizar y facilitar la continuidad de la obra. Este cronograma de trabajo servirá de base también para la realización de un presupuesto económico estimando el tiempo de ejecución y duración de la obra.

5.3.1. Costo De Inversión

Para determinar los materiales a ser utilizados en cada uno de los trabajos, se tiene que tomar en cuenta los puntos de seccionamiento, la mano de obra, la administración y dirección técnica y el costo de los estudios.

Las normas para sistemas de distribución de la EEQ S.A., en la parte B, estructuras tipo, establece el listado de materiales que intervienen en la estructura RNA1 para redes primarias de distribución a 6.3KV según se indica en el anexo No 5.2. En vista que éstas ya se encuentran construidas se valorará el costo de la remodelación de la red[28].

Los puntos de seccionamiento se indican en la tabla 5.9, al igual que la maniobra de los seccionadores a efectuarse para realizar la reconfiguración planteada. En los puntos donde no existe equipo de seccionamiento se debe instalar y realizar la maniobra indicada. En la figura 4.3 del capitulo 4 se presenta el detalle gráfico de estos puntos de seccionamiento.

Primarios	**Dirección**	**Equipo de seccionamiento**	**Estado Actual**	**Después de maniobra**
02D al 32A	Escudero y Autopista General Rumiñahui	Seccionador	Por instalar	Abierto
02D al 32A	Autopista General Rumiñahui y Escudero	Seccionador	Cerrado	Abierto
32A al 10A	Calles Toribio Hidalgo y M. Cajias	Seccionador	Por instalar	Abierto
32A al 10A	Calles Manuel Cajias y T. Hidalgo	Seccionador	Cerrado	Abierto
12A al 12D	Calle Mariscal Foch y Av. 12 de Octubre	Seccionador	Abierto	Cerrado
12A al 12D	Av. 12 de Octubre y M. Foch	Seccionador	Abierto	Cerrado
10C al 53F	Calles Luis Saa y Luis Sodiro	Seccionador	Cerrado	Abierto
10C al 53F	Calles Luis Sodiro y Luis Saa	Seccionador	Abierto	Cerrado
10D al 53F	Av. 6 de Diciembre y Tarqui	Seccionador	Abierto	Cerrado

[28] EEQ S.A.,"Normas para Sistemas de Distribución, Parte B, Estructuras tipo", página B10-32, Revisión 1994.

10D al 53F	Calle Tarqui y Av. 6 de Diciembre	Seccionador	Cerrado	Abierto
12D al 53E	Calles Luis Cordero y J.L. Mera	Seccionador	Por instalar	Abierto
12D al 53E	Calle JL. Mera y Luis Cordero	Seccionador	Por instalar	Abierto
53D al 32E	Calles J.L. Mera y Veintimilla	Seccionador	Por instalar	Abierto
53D al 32E	Calle Veintimilla y JL. Mera	Seccionador	Por instalar	Abierto

Fuente: El autor

TABLA N º 5.9. Puntos de seccionamiento para reconfiguración planteada

La tabla 5.10 presenta un resumen de los materiales a utilizarse en la reconfiguración planteada, en el anexo 5.3 se presenta un detalle completo para cada reconfiguración; tomando en cuenta que las estructuras serán reutilizadas.

LISTADO DE MATERIALES PARA RECONFIGURACION PLANTEADA				
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANTIDAD PARA RECONFIGURACIÓN.	TOTAL
1	Alambre de atar	M	60	60
2	Cinta de armar	M	60	60
3	Seccionador barra tipo abierto 15KV 300Amp	C/U	18	18
4	Cond. ASC 3F. 4/0 AWG; Neu. 3/0 AWG	M	500	500
5	Cond. ASC 3F. 4/0 AWG; Neu. 3/0 AWG	M	602	602
6	Condensador trifásico 300 KVAR 6.3 KV	C/U	2	2

Fuente: El autor

TABLA N º 5.10. Listado de Materiales para Reconfiguración Planteada

Los costos de los materiales fueron proporcionados por la División de Distribución de la EEQ S.A[29]. al igual que el instructivo de valoración de mano de obra[30], Ver anexo No 5.4.

La valoración del cambio de conductor se hace en base de la siguiente formulación:

$$M.O. = \$/estructura * [(N_1 * FO) + (FR * N_1) * FD] + (130 * KM_3) * FD$$

donde,

$\$/estructura =$ Precio estructura tipo

[29] EEQ S.A., "Material Eléctrico Utilizado en Dirección de Distribución Precios 2005".
[30] JAMI, Fabián, Ing., "Dpto. Operaciones y Mantenimiento Urbano, Costos Unitarios Actividades de Líneas Energizadas", Quito, Abril 2005

N_1 =	Número de postes
FO =	Factor por tipo de obra
FR =	Factor de desmontaje de redes
130 * KM_3 =	Costo por Km. de tendido y regulación del conductor No. 3/0-4/0 AWG.
FD =	Factor de distancia

Al igual que el montaje de una red nueva se aplica los mismos criterios en cuanto al precio de la estructura tipo, Factor de tipo de obra y Factor de distancia. El factor de desmontaje de redes es de 0,64.

El precio estructura tipo es de USD$ 210,00, el factor de tipo de obra dependerá si es nueva o remodelación (1 o 1,375 respectivamente) y el factor de distancia desde el perímetro urbano:

Perímetro urbano = 1

0 – 40 Km. = 1,2

41-100 Km. = 1,35

mayor a 100 Km. = 1,53

Los costos de la administración e ingeniería corresponden al 9,0% de la suma de materiales y mano de obra, mientras que el costo del estudio es el 1,5% de la suma de materiales, mano de obra y administración e ingeniería.

En el anexo 5.4 se detalla los cálculos de los costos de mano de obra, administración e ingeniería para cada reconfiguración y en la tabla 5.11 se presentan los costos de equipos, materiales e instalación para obtener la reconfiguración planteada.

COSTO EQUIPOS Y MATERIALES					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN CORTA	UNIDAD	CANTIDAD TOTAL	VALOR UNITARIO (USD)	VALOR TOTAL (USD)
1	Alambre de atar	M	60	0.23	13.80
2	Cinta de armar	M	60	0.33	19.80
3	Seccionador barra tipo abierto 15KV 300Amp	C/U	18	63.80	1 148.40
4	Cond. ASC 3F. 4/0 AWG; Neu. 4/0 AWG	M	500	6.36	3 180.00
5	Cond. ASC 3F. 4/0 AWG; Neu. 4/0 AWG	M	602	6.36	3 828.72
6	Condensador trifásico 300 KVAR 6.3 KV	C/U	2	3599.15	7 198.30
				TOTAL	**15 389,02**

COSTO TOTAL DEL PROYECTO		
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	VALOR TOTAL (USD)
1	Materiales	15 389,02
2	Mano de obra cambio de conductores	10 722.01
3	Mano de obra instalación de seccionadores	2 468.09
4	Mano de obra instalación de condensadores	2 447.42
5	Costo de desconexión	5 726.40
6	Administración e Ingeniería	2 792.38
7	Estudios	507.28
	SUBTOTAL	40 052.60
	IMPUESTO IVA 12%	4 806.31
	COSTO TOTAL MATERIALES Y MANO DE OBRA DEL PROYECTO:	**44 858.91**

Fuente: El autor.

TABLA N º 5.11. Costo de equipos, materiales, y mano de obra para reconfiguración propuesta

El costo total de los materiales y mano de obra para el proyecto de reconfiguración y cambio de conductores es de 44858.91 USD.

Para encontrar el ahorro de potencia y energía se determina en la tabla 5.12 el costo de las pérdidas de potencia y energía para las configuraciones original y

reconfigurada para los años 2004 al 2009 considerando un valor para las pérdidas de potencia de 5,7 USD/KW-mes, y un valor de 0,0820 USD/KWH, para la energía.

AHORRO DE POTENCIA Y ENERGÍA					
CONFIGURACIÓN	**AÑO**	**COSTO DE PERDIDAS TOTALES POTENCIA (USD/Kw.-AÑO)**	**COSTO DE PERDIDAS TOTALES ENERGÍA (USD/ Kwh.-AÑO)**	**COSTO DE PERDIDAS TOTALES (USD/AÑO)**	**AHORRO (USD/AÑO)**
ORIGINAL	2004	65 824,74	304 921,51	370 746,25	0,00
	2005	67 792,90	314 038,67	381 831,57	0,00
	2006	69 819,91	323 428,42	393 248,33	0,00
	2007	71 907,52	333 098,93	405 006,46	0,00
	2008	74 057,56	343 058,59	417 116,15	0,00
	2009	76 271,88	353 316,04	429 587,92	0,00
PROYECTO RECONFIGURACIÓN	2004	44 972,79	208 328,55	253 301,35	117 444,91
	2005	41 724,00	193 279,08	235 003,08	146 828,49
	2006	43 351,24	200 816,96	244 168,20	149 080,13
	2007	45 042,08	208 649,52	253 691,60	151 314,85
	2008	46 798,60	216 786,25	263 584,85	153 531,30
	2009	50 410,05	233 515,67	283 925,71	145 662,21

Fuente: El autor.

TABLA N º 5.12. Pérdidas anuales de potencia y energía

En la tabla 5.12 se establece el costo de las pérdidas de potencia y energía anuales en dólares por año correspondientes al sistema original y a la reconfiguración planteada, así como también se presenta el ahorro obtenido desde el año 2004 al año 2009, tomando en cuenta que además cumple los requerimientos técnicos de caída de voltaje y cargabilidad de conductores hasta el año 2009.

5.4. RELACIÓN BENEFICIO / COSTO

La evaluación económica tiene en cuenta los beneficios y costos del proyecto desde el punto de vista de la economía en su conjunto, siendo el objetivo el presentar la valoración del impacto económico del proyecto.

Se considera que la vida útil de los sistemas de distribución es de 25 años, se debe traer a valor actual los ahorros de energía que se generan con el proyecto de reconfiguración en este periodo de vida útil, lo cual se lo hace aplicando la siguiente ecuación:

$$VA = \frac{VF_n}{(1+i)^n} \qquad (5.1)$$ [31]

donde:

VA = Valor actual del ahorro

VF = Valor futuro de los beneficios anuales del proyecto

i = Tasa de interés

n = Número de años

Se obtiene lo resultados que se presentan en la tabla 5.13 del valor actual del ahorro hasta el año 2031 y la relación beneficio/costo para una tasa de interés del 10% y en la tabla 5.14 para una tasa de interés del 12,5%

[31] NASSIR SAPAG CHAIN, "Preparación y Evaluación de Proyectos"; Mc Graw Hill; Tercera Edición; 1995.

RELACIÓN BENEFICIO / COSTO				
AÑO	**INVERSIÓN (USD)**	**AHORRO (USD/AÑO)**	**VALOR ACTUAL (USD)**	**RELACIÓN BENEFICIO/COSTO**
2007	44 858,91	151 314,85	137 558,95	29,73
2008		153 531,30	126 885,37	
2009		155 293,10	109 438,17	
2010-2031		155 293,10	959 941,35	
TOTAL VALOR ACTUAL (USD)			1 333 823,85	

Fuente: El autor

TABLA N º 5.13. Relación Beneficio / Costo al Ti 10%

RELACIÓN BENEFICIO / COSTO				
AÑO	**INVERSIÓN (USD)**	**AHORRO (USD/AÑO)**	**VALOR ACTUAL (USD)**	**RELACIÓN BENEFICIO/COSTO**
2007	44 858,91	151 314,85	134 502,09	24,86
2008		153 531,30	121 308,68	
2009		155 293,10	102 303,23	
2010-2031		155 293,10	757 102,75	
TOTAL VALOR ACTUAL (USD)			1 115 216,74	

Fuente: El autor

TABLA N º 5.14. Relación Beneficio / Costo a Ti 12,5%

A partir del año 2010 hasta el año 2031 se considera que se tendrá el mismo ahorro que el año 2009, año final del presente estudio.

De los resultados presentados en las tablas 5.13. y 5.14, se puede observar que la Relación Beneficio-Costo toma valores mayores que 1 para las diferentes tasas de interés lo que quiere decir que en base a este indicador se considera que existe rentabilidad para la ejecución del proyecto.