

ANEXO 30

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO



de

Plan de Reposición Corto Plazo

A continuación presentamos una tabla que resume los proyectos contemplados dentro del Plan de Reposición de Corto Plazo:

Tabla 1 Corto Plazo – Subestaciones

Item	Proyecto	2007	2008	Monto Total	Fecha Terminación
1	Reposición Transformador de Servicios Auxiliares S/E Llano Sánchez		59,940	59,940	30 dic 08
2	Reposición parcial a los interruptores de potencia 115 KV S/E Caldera		143,840	143,840	30 dic 08
3	Reposición parcial a los interruptores de potencia 115 KV S/E Mata de Nance		302,450	302,450	30 dic 08
	Total		506,230	506,230	

Tabla 2 Corto Plazo – Líneas de Transmisión

Ítem	Nombre del Proyecto	2009	Monto (B/.)	Fecha de Terminación
1	Reposición de la Fundación y Base de la Torre No. 372 de la L/T 230-3B/4B	154,700.00	154,700.00	01-Jun-09
3	Reposición de la Fundación y Base de la Torre No. 381 de la L/T 230-3B/4B	150,000.00	150,000.00	01-Jun-09
4	Reposición de la Fundación y Base de la Torre No. 10 de la L/T 230-10	135,000.00	135,000.00	01-Jun-09
	Total	439,700.00	439,700.00	

Tabla 3 Corto Plazo - Protecciones

Ítem	Nombre del Proyecto	2006	2007	2008	Monto (B/.)	Fecha de Terminación
1	Reemplazo y Adquisición de Protecciones Diferenciales Etapa I	186,764	236,730	62,963	486,457	1-ene-2009
	TOTAL	188,770	238,737	64,971	486,457	



Tabla 4 Corto Plazo – Protecciones

Ítem	Nombre del Proyecto	2007	2008	2009	Monto (B./)	Fecha de Terminación
2	Reemplazo Protecciones. Diferenciales Etapa II	85,914.73	1,096,671.83	296,144.94	1,478,731.50	1-ene-2010

Tabla 5 Corto Plazo – Subestaciones

Ítem	Nombre del Proyecto	2006	2007	2008	2009	2010	Monto (B./)	Fecha de Terminación
1	Reemplazo de Transformadores de Potencial de 230/115 kV	150,940	212,490	174,150	112,820	14,880	665,280	1-Feb-10

Presentamos a continuación estos proyectos:



de

PROYECTO DE REPOSICIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA S/E LLANO SÁNCHEZ

ANTECEDENTES

Este proyecto, dentro del área de mantenimiento están enfocados en mejorar la calidad y continuidad de sistema de alimentación de los servicios auxiliares de casa control en la subestación de Llano Sánchez. Dichos proyectos están enlazados directamente para que los costos de la Gerencia de Operaciones y Mantenimiento sean más eficientes.

CONDICIÓN ACTUAL

Los equipos de la subestación Llano Sánchez que forman parte del Sistema de Servicios Generales, datan de (1978), los cuales son indispensables para el suministro de energía eléctrica a casa control I de la subestación Llano Sánchez.

Estos transformadores han estado en servicio continuo y son los encargados de proveer de fluido eléctrico a todos los equipos de protecciones, mediciones, comunicaciones y servicios alterno que brinda la subestación.

En la actualidad las pruebas realizada al aceite nos dice que el mismo presenta en su estructura características negativas que pueden poner en peligro el libre funcionamiento de la Subestación. (Ver figura # 1). Razón por la cual este debe ser remplazado en un corto periodo de tiempo.

Además, dentro de este proyecto se contempla el reemplazo del Interruptor principal que protege la entrada al panel de Distribución de la subestación, el mismo se encuentra en malas condiciones.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

Para corregir las anomalías presentadas en las pruebas efectuadas a los transformadores de Servicios Generales en la subestación Llano Sánchez, ETESA realizara el cambio de los transformadores de servicio auxiliares en su totalidad, así



como el cambio del Interruptor de protección principal. Con estas acciones se busca mejorar el sistema Servicios Generales.

De no realizarse este proyecto, la falla del banco de transformadores de servicio auxiliares, provocaría la salida permanente del sistema y por ende la no confiabilidad en el funcionamiento de los Sistemas de Protecciones, Comunicaciones y de Control de la Subestación Llano Sánchez, hasta que se logre reemplazar o reparar el mismo.

JUSTIFICACIÓN ECONOMICA

De no realizarse el proyecto, el aceite seguiría produciendo oxidaciones y formando lodos, esto generaría la degradación de la celulosa y por ende la generación de gases que es dañina para el transformador, causando así su salida del sistema.

Además en el peor de los casos, la degradación de la celulosa, podría ocasionar un corto circuito interno que dañaría por completo al transformado, dejando sin un sistema de alimentación confiable a los Sistemas de Control, Protección y Comunicación de la Subestación Llano Sánchez. En este caso la misma tendría que depender de equipos auxiliares como:

1. Banco de Batería: Solo nos daría un periodo de servicio de 6 horas antes de descargarse y al no haber fluido eléctrico la mismo no podría volver a cargarse.
2. Plantas auxiliares, las cuales necesitan una supervisión permanente durante su funcionamiento, además del suministro de combustible, aceite, filtro y de un mantenimiento continuo.

Costo relacionado a la misma:

Recurso	Costo en B/.
Alquiler de planta	3,029.12
Combustible	1,125.00
Mantenimiento	200.00
Banco de transformadores	66,000.00



Total	B/. 70,354.12
--------------	----------------------

Estos costos no incluyen la mano de obra ni las penalizaciones que pudieran surgir por estas anomalías.

Costo Total de la Inversión: B/.59,940.00

MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
Costos Base					
1	Transformadores de Serv. Aux.	1	50,000.00	4,000.00	54,000.00
2					
5					
	<i>Subtotal Base</i>		50,000.00	4,000.00	<u>54,000.00</u>
	Contingencias (5%)				<u>0.00</u>
	Costos Indirectos				
	Diseño (3%)				0.00
	Ingeniería (4%)				2,160.00
	Inspección (3%)				1,620.00
	Administración (4%)				2,160.00
	<i>Subtotal Indirectos</i>				<u>5,940.00</u>
	Total (B/.)				<u>59,940.00</u>

FECHA DE PUESTA EN OPERACIÓN: 15 de Agosto de 2008

Actividades	Meses del 2008 Semanas	Mayo				Junio				Julio				Agosto			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Suministro de Material																
2	Evaluación																
3	Cambio de los Transf.																
4	Cambio del Interruptor Principal.																



ANEXOS

ETESA PRUEBAS Y MEDICIONES PRUEBAS QUIMICAS DE ACEITE.						
S/E: LLANO SANCHEZ		T.AMB.CAMPO: °C		FECHA PRUEBA: 10/10/2006		
EQUIPO PROBADO: TRAFOS AUXILIARES		HR.CAMPO: %		PRUEBA N°:		
FECHA MUESTRA:		T. EQUIPO.CAMPO: °C		PRUEBA POR: ESPINOSA		
MUESTRA POR: S/E		T. MUESTRA.CAMPO: °C				
		T. MUESTRA LAB: 24°C				
		HR.LAB: 58%				
PRUEBA	RESULTADO PRUEBA	CONDICION ACEITE	VALORES LIMITES	NORMA APLICADA	MARCA EQUIPO PRUEBA N° SERIE EQUIPO	FECHA PROX. CALIBRACION
COLOR	5.5	MALO	0.0 a 2.5	IEEE Std 62-1995	GERIN PSB-97	NO SE CALBRA
GRAVEDAD ESPECIFICA	0.9	BUENA	0.94 a 0.91	IEEE Std 62-1995	CENTRAL SCIENTIFIC # 16805	NO SE CALBRA
NUMERO DE NEUTRALIZACION	0.46	MALA	HASTA 0.2mgKOH/gr DE 69 a 288kV	IEEE Std 62-1995	THE GERIN CORP. KOH AMPULE METHOD	NO SE CALBRA
TENSION INTERFACIAL	15.92	MALA	ARRIBA DE 26 D/cm DE 69 a 288kV	IEEE Std 62-1995	THE GERIN CORP. MODEL IT- 9	NO SE CALBRA
INDICE DE CALIDAD	35.37	MALO	300 a 1500	S.D.MYERS	ES UN CALCULO MATEMATICO	NO SE CALBRA
CONTENIDO DE AGUA TEMP. ACEITE: °C	0		MENOS DE 25PPM	IEEE C57-106-1991	SYPROTEC AQUADRAN 2000	CALIBRACION DE CAMPO
RIGIDEZ DIELECTRICA	25	MALO	ARRIBA DE 26kV DE 69 a 288kV	ASTMD 877-85	FOSTER OTS - 60 PB # 1095	NO TIENE FECHA PROX.
FP,TEMP ACEITE: °C	0		HASTA 0.5% a 20°C ACEITE EN USO	IEEE std 62-1995	DOBLE IM4100 #089600834	28/10/2008
CORREGIDO A 20°C	0					

NOTA : MUESTRA TOMADA POR EL PERSONAL DE LA ZONA 2.
 ACEITE EN MALAS CONDICIONES DIELECTRICAS, SE RECOMIENDA REEMPLAZAR ESTE ACEITE.
 LA MUESTRA DE ACEITE NO SE PUDO NEUTRALIZAR LA ACIDEZ SE DEJO EN ESTE VALOR PARA NO GASTAR AMPOLLAS DE NEUTRALIZACION INNECESARIAMENTE, LA GRAVEDAD ESPECIFICA ESTA CASI AL MARGEN DE LO ADECUADO.

Figura No. 1



Banco de Transformadores Aux.



Interruptor Principal



Handwritten signature or mark.

PROYECTO DE MEJORAS A LOS INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 115 KV DE LA S/E CALDERA

ANTECEDENTES

Todos los proyectos de inversión dentro del área de mantenimiento están enfocados a la mejora de los activos sin que estos pasen su valor de mantenimiento por encima del costo de reemplazo de los mismos. Dichos proyectos están enlazados directamente para que los costos de la Gerencia de Operaciones y Mantenimiento sean más eficientes y que los criterios por los cuales se nos regula sean cumplidos (criterio de N-1).

CONDICIÓN ACTUAL

La subestación Caldera (1983) tiene como primordial objetivo tomar la generación de las plantas La Estrella y Los Valles, de no poder cumplir con este fin los costos por generación obligada y desplazada serian muy altos y haría nuestra gestión de mantenimiento muy costosa.

En la actualidad los repuestos son escasos y dichos repuestos no son de suministro local, lo que obstaculiza las actividades de mantenimiento de las partes neumáticas del interruptor, lo que compromete la confiabilidad del esquema interruptor y medio (dentro de la nave) lo que trae como consecuencia altos costos de mantenimiento e indisponibilidad del equipo y la no continuidad del servicio que brindamos a nuestros clientes.

El mantenimiento consiste en el reemplazo de todos los sellos de los mecanismos de operación neumáticos y válvulas neumáticas de los interruptores.

Dentro de las partes a reemplazar más importantes tenemos:

- Repuesto para polo disyuntor
- Repuesto para válvula magnética.
- Enclavamientos mecánicos
- Actuadores



➤ Compresores

Los interruptores de la Subestación Caldera de darse este mantenimiento aumentarían en valor de cada unidad de registro ya que este tipo de mantenimiento aumenta su vida útil, pero además se tiende a disminuir los costos por mantenimiento correctivos y llamadas de emergencia. Esta subestación se encuentra distante del centro de operaciones o sede de la unidad de mantenimiento, de darse una falla o evento por parte de los elementos que constituyen el interruptor la indisponibilidad de los equipos sería desde el momento de la llamada hasta transportarse el personal al lugar. Esto sumado con las penalizaciones a las horas hombre utilizadas por código de trabajo, convención colectiva y las penalizaciones por parte del mercado eléctrico nacional nos aumenta los gastos en mantenimiento.

Costo Total de la Inversión: B/.143,840.00

MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación	Total (B/.)		
		Cantidad	Monto (B/.)	(B/.)			
Costos Base							
1	Suministro de Repuestos	1	122,000.00	2,000.00	124,000.00		
2							
3							
			<i>Subtotal Base</i>	122,000.00	2,000.00	<u>124,000.00</u>	
						Contingencias (5%)	<u>6,200.00</u>
						Costos Indirectos	
	Diseño (3%)						0.00
	Ingeniería (4%)						4,960.00
	Inspección (3%)						3,720.00
	Administración (4%)						4,960.00
						<i>Subtotal Indirectos</i>	<u>13,640.00</u>
						Total (B/.)	<u>143,840.00</u>

FECHA DE PUESTA EN OPERACIÓN: 30 de diciembre 2008



Handwritten signature or initials.

PROYECTO DE REPOSICIÓN DE LA FUNDACIÓN Y BASE DE LA TORRE No. 372 DE LA L/T 230-3B/4B

ANTECEDENTES

La torre 332 es una estructura de suspensión, de doble circuito, 230 KV, instalada a 27.63 Km. de la subestación Llano Sánchez, en el corregimiento de Nata, distrito de Nata. La misma está ubicada en el Ingenio La Estrella muy próximo a las márgenes del Río Grande.

El año 2005, el Río Grande sufrió una variación en su curso, con el cual se vio afectada la integridad física de la estructura de la torre y del entorno que la rodea, afectando así la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

CONDICIÓN ACTUAL

En el año 2005, el Río Grande sufrió una variación en su curso, ocasionando una condición de emergencia y poniendo en peligro la continuidad del servicio de la Red Nacional. Esto ocasiono que se realizar un arreglo parcial del terreno afectado y el mismo debe ser culminado para garantizar la integridad física de la torre y la continuidad del servicio.

La torre afectada es la numero 372 y la misma pertenece a un conjunto de 447 que conforman la línea 230 – 3B y 4B.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

A través de un estudio de suelo, se buscara la forma más adecuada de reconstruir la fundación y base de la torre, a su vez se reconstruirá de igual forma el terreno que rodea a la torre que es parte importante de la fundación. ETESA con este proyecto, busca mejorar las condiciones físicas de la base y del terreno que sostiene la pata de la torre remplazándola y mejorando su talud y las bases de las torres, así como el mejoramiento del terreno que la rodea, revistiéndola del material adecuado que nos garantice el buen cumplimiento del proyecto.



Con la realización de este proyecto, se busca remediar el problema existente en la torre # 372 de la línea 230 –3B y 4B, de forma permanente.

JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

De no realizarse el proyecto, se corre el riesgo de que el trabajo realizado parcialmente, pueda ceder a las influencias del Río, poniendo en peligro el cuerpo estructural de las torres, esto crearía una condición de alarma mayor, ya que si dicha torre llegara a ceder ante la condición del terreno, se vería comprometida la continuidad del servicio de transmisión eléctrica a través del país.

Costo Total de la Inversión: B/.154,700.00

MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
Costos Base					
1	Estudio y Rehabilitación	1	130,000.00	0.00	130,000.00
2					
3					
			<i>Subtotal Base</i>		<u>130,000.00</u>
	Contingencias (5%)				<u>6,500.00</u>
	Costos Indirectos				
	Diseño (3%)				3,900.00
	Ingeniería (4%)				5,200.00
	Inspección (3%)				3,900.00
	Administración (4%)				5,200.00
			<i>Subtotal Indirectos</i>		<u>18,200.00</u>
	Total (B/.)				<u>154,700.00</u>

FECHA DE PUESTA EN OPERACIÓN: 1 de Mayo de 2008

ANEXOS: FOTOS DE LA TORRE #372 A ORILLAS DEL RÍO GRANDE



Handwritten signature or initials.



Handwritten signature or initials.

**PROYECTO DE REPOSICIÓN DE LA FUNDACIÓN Y BASE DE LA TORRE
No. 381 DE LA L/T 230-3B/4B**

ANTECEDENTES:

La torre 381 es una estructura de suspensión, de doble circuito, 230 KV, instalada a 26.73 Km. de la subestación Llano Sánchez, en el corregimiento de Nata, distrito de Nata. La misma está ubicada en el Ingenio La Estrella muy próximo a las márgenes del Río Chico.

El año 2004, el Río Chico sufrió un cambio de cause con el cual se vio afectada la integridad física de la estructura de la torre y del entorno que la rodea, afectando así la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

CONDICIÓN ACTUAL:

En el año 2004, el Río Chico sufrió un cambio de cause ocasionando una condición de emergencia y poniendo en peligro la continuidad del servicio de la Red Nacional. Esto ocasionó que se realizara un trabajo de restauración parcial del terreno afectado y el mismo debe ser culminado para garantizar la integridad física de la torre y la continuidad del servicio.

La torre afectada es la numero 381 y la misma pertenece a un conjunto de 447 torres que conforman la línea 230 – 3B y 4B y es la única que presenta esta condición inusual dentro de la línea.

OPCIÓN DEL PROYECTO:

A través de un estudio de suelo, se buscará la forma más adecuada de reconstruir la fundación y base de la torre, a su vez se reconstruirá de igual forma el terreno que rodea a la torre que es parte importante de la fundación. ETESA con este proyecto busca:

- mejorar las condiciones física de la base de hormigón que sostiene la pata de la torre remplazándola y mejorando su talud y las bases de las torres.



de

- Así como el mejoramiento del terreno que la rodea, revistiéndola del material adecuado que nos garantice el buen cumplimiento del proyecto.

Con la realización de este proyecto, se busca remediar el problema existente en la torre # 381 de la línea 230 –3B y 4B, de forma permanente.

JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA:

De no realizarse el proyecto, se corre el riesgo de que el trabajo realizado parcialmente en el 2004, ceda a las influencias del Río, poniendo en peligro el cuerpo estructural de las torre, esto crearía una condición de alarma mayor ya que si dicha torre llegará a colapsar ante la condición del terreno, se vería comprometida la continuidad del servicio de transmisión eléctrica a través del país.

Durante la realización de los trabajos parciales hechos a la torre 381 en el 2004, se contempló la movilización de la torre a otro sector cercano a la misma, pero al ser esta porción de la línea una fila de torres alineadas de forma tangente, al variar de lugar la torre, alteraría el alineamiento a del tendido eléctrico así como de las torres cercanas a la 381, dando lugar a la variación del ángulo, forma y tipo de la torre, así como de la distancia entre vanos y de las alturas de las torres.

COSTOS INVOLUCRADOS:

Dadas las condiciones particulares del sitio, sumado al problema técnico existente con el río, ETESA estima que el costo de este proyecto está por el orden de B/.132,346 como costos directos en indirectos de B/.17,654.00, desglosados así:



de

MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B./.)	Total (B./.)
		Cantidad	Monto (B./.)		
Costos Base					
1	Suministro y Montaje	1	126,100.00	0.00	126,100.00
	<i>Subtotal Base</i>		126,100.00	0.00	<u>126,100.00</u>
	Contingencias (4.95%)				<u>6,246.00</u>
Costos Indirectos					
	Diseño (3%)				3,783.00
	Ingeniería (4%)				5,044.00
	Inspección (3%)				3,783.00
	Administración (4%)				5,044.00
	<i>Subtotal Indirectos</i>				<u>17,654.00</u>
	Total (B./.)				<u>150,000.00</u>

COSTOS DE NO HACERSE:

De no realizarse el proyecto, se corre el riesgo de que el trabajo realizado parcialmente, pueda ceder a las influencias del Río, poniendo en peligro el cuerpo estructural de las torres, esto crearía una condición de alarma mayor ya que si dicha torre llegara a ceder ante la condición del terreno, se vería comprometida la continuidad del servicio de transmisión eléctrica a través del país.

De no realizarse el proyecto en el tiempo sugerido, el problema de la torre se agravaría ocasionando un costo mayor en los siguientes términos:

- Se Tendría que comprar por lo menos tres juegos completo de las torres.
- Se tendría que desenergizar la línea por un periodo de tiempo bastante grande.
- Se generarían gastos mayores en el uso de equipos pesados además por la instalación y puesta en servicio de las torres.

Los costos relacionados a este problema, se estiman en B/.5,000.00 diarios por un periodo de 60 días, en total serían B/.300,000.00.



Handwritten signature or initials.

PROYECTO DE REPOSICIÓN DE LA FUNDACIÓN Y BASE DE LA TORRE No. 10 DE LA L/T 230-10

ANTECEDENTES:

La torre #150 es una estructura de suspensión, de circuito sencillo, 230 KV, en el corregimiento de Progreso, Distrito del Barú. La misma está ubicada en un predio privado muy próximo a las márgenes del Río Chiriquí Viejo. Con el paso del tiempo, las crecidas que sufre el río, cada año han ido erosionando la margen del río cercana a la base de la torre en mención, al tal extremo que en estos momentos se encuentra a escasos metros de las patas de la torre. Por lo cual existe un riesgo de colapso de la torre en si lo cual llevaría a la indisposición de sistema eléctrico en esta región por varios días afectando a mas de 50 habitantes incluyendo la industrial locales y centro comerciales.

CONDICIÓN ACTUAL:

En la actualidad esta torre no cuenta con ningún tipo de protección para salvaguardarla de las inclemencia de este río el cual a estado erosionando la fundaciones de esta estructura.

La torre en mención esta asociada al circuito 230 - 10 (Interconexión con Costa Rica).

Además de lo anterior, este río presenta, cada vez con más frecuencia, grandes crecidas, tal como las del año 2004, lo que tiende a agravar la situación de la torre.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA:

Es relevante mencionar que los costos por una falla estructural de la torre producto de la erosión del talud de la torre, generaría costo superiores a los del proyecto planteado, estos gastos serian maquinaria, equipos especializado, personal, repuestos, materiales horas hombres invertidas con las respectivas penalizaciones según el código de trabajo y perdiendo todo el



de

sistema nacional la confiabilidad de un respaldo de generación con la interconexión con Centro América.

ALCANCE:

Reintegrar la estabilidad de las sub-estructura de la torre de transmisión eléctrica. Este objetivo se lograra realizando evaluación de la situación actual de los talud de dicha torre de transmisión en función de la disminución de parte del activo, para posterior reemplazo de los elementos deteriorados.

COSTO DE NO HACER

El no hacer el proyecto trae como consecuencia un aumento en la probabilidad de falla estructural de la torre de transmisión, generando como mínimo los siguientes costos:

- Generación obligada y desplazada = B/.250,000.00
- Mano de Obra = B/.35,000.00
- Equipo de trabajo = B/.30,000.00
- Estructura nueva (torres) = B/.35,000.00
- Total = B/.350,000.00.

El estimado de sobrecostos de B/.350,000.00 balboas puede aumentar o disminuir, dependiendo de la condición de despacho del momento de la falla y del lugar de la falla.

COSTOS INVOLUCRADOS:

Dadas las condiciones particulares del sitio, sumado al problema técnico existente con el río, ETESA estima que el costo de este proyecto está por el orden de B/.135,000.00, con costos directos B/.119,180.00 y costos indirectos de B/.15,820.00 , desglosados así:



MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B./)	Total (B./)
		Cantidad	Monto (B./)		
Costos Base					
1	Suministro y Montaje	1	113,000.00	0.00	113,000.00
	<i>Subtotal Base</i>		113,000.00	0.00	<u>113,000.00</u>
	Contingencias (5.47%)				<u>6,180.00</u>
Costos Indirectos					
	Diseño (3%)				3,390.00
	Ingeniería (4%)				4,520.00
	Inspección (3%)				3,390.00
	Administración (4%)				4,520.00
	<i>Subtotal Indirectos</i>				<u>15,820.00</u>
	Total (B./)				<u>135,000.00</u>



Handwritten signature

Hacer el proyecto de inversión										
retorno	inflación	año	MATERIALES	INVERSION	GASTO DE MANT A INTERRUPTORES	Cantidad	Total de gastos	Valor presente	valor futuro	Valor presente
10	7.5	0		B/. 135,000.00		1	B/. 135,000.00		B/. 135,000.00	B/. 135,000.00
10	7.5	1				1	B/. 0.00		B/. 0.00	B/. 0.00
10	7.5	2				1	B/. 0.00		B/. 0.00	B/. 0.00
10	7.5	3				1	B/. 0.00		B/. 0.00	B/. 0.00
10	7.5	4				1	B/. 0.00		B/. 0.00	B/. 0.00
10	7.5	5			500	1	B/. 500.00		B/. 717.81	B/. 445.71
10	7.5	6			500	1	B/. 500.00		B/. 771.65	B/. 435.58
10	7.5	7			500	1	B/. 500.00		B/. 829.52	B/. 425.68
10	7.5	8			500	1	B/. 500.00		B/. 891.74	B/. 416.00
10	7.5	9			500	1	B/. 500.00		B/. 958.62	B/. 406.55
10	7.5	10			500	1	B/. 500.00		B/. 1,030.52	B/. 397.31
									Total	B/. 137,526.82

No hacer el proyecto de inversion										
retorno	inflación	año	Materiales	Mano de Obra	Gastos Mant. (Inspecciones y Mant. Preventivo)	Cantidad	Total de gastos	Valor presente	valor futuro	Valor presente
10	7.5	0	B/. 1,000.00	B/. 1,000.00	B/. 2,000.00	1	B/. 4,000.00		B/. 4,000.00	B/. 4,000.00
10	7.5	1	B/. 1,000.00	B/. 1,000.00	B/. 2,000.00	1	B/. 4,000.00		B/. 4,300.00	B/. 3,909.09
10	7.5	2	B/. 1,000.00	B/. 1,000.00	B/. 2,000.00	1	B/. 4,000.00		B/. 4,622.50	B/. 3,820.25
10	7.5	3	B/. 350,000.00	B/. 1,000.00	B/. 2,000.00	1	B/. 353,000.00		B/. 438,530.80	B/. 329,474.68
10	7.5	4	B/. 1,000.00	B/. 1,000.00	B/. 2,000.00	1	B/. 4,000.00		B/. 5,341.88	B/. 3,648.57
10	7.5	5	B/. 1,000.00	B/. 1,000.00	B/. 2,000.00	1	B/. 4,000.00		B/. 5,742.52	B/. 3,565.65
10	7.5	6	B/. 1,000.00	B/. 1,000.00	B/. 2,000.00	1	B/. 4,000.00		B/. 6,173.21	B/. 3,484.61
10	7.5	7	B/. 1,000.00	B/. 1,000.00	B/. 2,000.00	1	B/. 4,000.00		B/. 6,636.20	B/. 3,405.42
10	7.5	8	B/. 1,000.00	B/. 1,000.00	B/. 2,000.00	1	B/. 4,000.00		B/. 7,133.91	B/. 3,328.02
10	7.5	9	B/. 1,000.00	B/. 1,000.00	B/. 2,000.00	1	B/. 4,000.00		B/. 7,668.95	B/. 3,252.39
10	7.5	10	B/. 1,000.00	B/. 1,000.00	B/. 2,000.00	1	B/. 4,000.00		B/. 8,244.13	B/. 3,178.47
									Total	B/. 365,067.15

EL ESCENARIO COMPRENDE LOS SIGUIENTES PLANTEAMIENTO: El escenario contempla el mantenimiento normal de esta estructura con respecto a paletivos relacionados al control de erosión, en el año 3 la estructura colapsa y los gastos de generación, materiales, mano de obra y equipos se ejecutan para restablecer el sistema.

TIR	38.73%
VAN	\$ 10,040.51

%de Retorno esperado sobre la inversión	12
--	-----------



Handwritten signature or initials.

CAMBIO DE FILOSOFIA DE LAS PROTECCIONES PRIMARIAS DE DISTANCIA A DIFERENCIAL EN LAS LINEAS DE 115 Y 230 KV DE LA RED DE TRANSMISIÓN DE ETESA – ETAPA I

ANTECEDENTES:

Las líneas de transmisión de la red de ETESA, en su gran mayoría, se encuentran actualmente protegida por dos esquemas de protección de distancia, un esquema primario y un esquema redundante o secundario. Esta filosofía de protección viene desde la década del 70, cuando inició el sistema interconectado a nivel nacional con la instalación de grandes plantas de generación ubicadas lejos del centro de carga. En aquella época y hasta unos pocos años atrás, los esquemas de distancia eran la selección más frecuente por su velocidad de operación, su característica direccional y por el buen desempeño de los equipos, sólo estaba restringido para el uso en líneas cortas. Con el avance de la tecnología y el desarrollo de la fibra óptica, fue tomando vigencia el uso de protección diferencial de línea, la cual es una protección unitaria, que utiliza el principio de comparación direccional y viene a complementar la protección de distancia.

A raíz del evento 325, ocurrido el día 27 de noviembre de 2005, en el que explotó el transformador de voltaje que alimentaba la fase C, las protecciones de distancia asociadas al extremo de la línea 230-4B en subestación Llano Sánchez, se bloquearon por la característica de supervisión de falla fusible, resultando en la no operación de las protecciones, lo cual ocasionó la partición del SIN y un consecuente apagón nacional.

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, en la resolución AN No. 036-Elec. del 1 de junio de 2006, ordena a ETESA preparar y presentar un estudio de viabilidad económica de las inversiones necesarias para mejorar el sistema de protección en la cual se revise el sistema redundante con distintas filosofías operativa de los mismos.

El grupo de protección, velando por la seguridad y confiabilidad de los equipos bajo nuestra responsabilidad, propone ***“realizar mejoras en los esquemas de protección de distancia primaria de las líneas de transmisión de la red de ETESA, utilizando para tal fin protección diferencial de línea, con canal de comunicación por fibra óptica dedicada, en reemplazo de los esquemas de protecciones de distancia primaria de las líneas con longitudes menores de 60 km.”***



de

OBJETIVO GENERAL:

Aumentar la confiabilidad de los esquemas de protección de la red de transmisión de ETESA, y cumplir con la resolución AN No. 036-Elec. emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de la República de Panamá.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Mejorar los índices de desempeño de los esquemas de protección, asociados a las líneas de transmisión de 115 y 230 KV.
- Contar con equipos de tecnología de punta de forma que se aprovechen los recursos disponibles para mejorar la operación del sistema.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA:

Enfoquemos el problema desde dos puntos de vista principales:

1- El cambio de los modelos de relevadores existentes (relevadores de distancia Optimhos), los cuales deben ser reemplazados debido a las siguientes condiciones operativas:

- **Tecnología Obsoleta:** Los relevadores optimhos son de tecnología híbrida, el cual combina circuitos digitales con estado sólido. Los mismos han quedado atrás gracias a los avances tecnológicos. El principal cambio es la incorporación de los microprocesadores en la construcción de los nuevos relevadores. Una de las principales ventajas de esta nueva tecnología es la disminución en los costos de mantenimiento y la obtención de mayor información para el análisis de eventos, el cual permite una repuesta mas rápida por parte del grupo de protección.
- **Disminución de la Confiabilidad del equipo:** Todo esquema de Protección debe obedecer criterios de Confiabilidad. Esto permite que el equipo tenga un buen desempeño de operación cuando es requerido. Los relevadores de distancia **Optimho** han presentado problemas de mala operación para fallas, con corrientes altas de tierra, localizadas en la dirección reversa. Esta falla es debido a limitaciones de diseño del relevador en cuanto a su característica de polarización.



de

- 2- El uso de dos principios de medición diferentes para las protecciones de las líneas de transmisión. Esta alternativa, permitirá mejorar la sensibilidad y velocidad de disparos en ambos extremos de la línea, ya que el relé diferencial de corriente es inmune a bloqueo por pérdida de señales de voltaje, a fallas de alta impedancia, a problemas de fuente débil, y a problemas relacionados con sobre o bajo alcance debido al acoplamiento mutuo en circuitos paralelos. Podemos disminuir las consecuencias de no operación de las protecciones, como las ocurridas en el evento 325 del 27 de noviembre de 2006, la que ocasionaron un apagón nacional o evitar problemas de inestabilidad en el sistema por despejes de fallas con tiempos superiores a los de zona 2.

Instalación de Fibra Optica:

El cambio de filosofía de protección requiere que ETESA, realice inversiones en facilidades de enlace de fibra óptica para comunicación entre los relevadores diferenciales de ambos extremos de línea de transmisión a ser protegida, esto conllevará el suministro, instalación, y puesta en servicio de cable OPGW.

El enlace uno, integrará las subestaciones Chilibre (CHI), Cemento Panamá (CEPSA) y PDS para un total de 17.9 Km. de OPGW, y el mismo estará incluido dentro del plan de reposición de corto plazo.

JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA:

1. **Fin del Periodo de Vida Útil:** En el año propuesto para el reemplazo, los equipos contarán con más de 10 años de estar en servicio, estarán próximos de completar su periodo de vida útil sin tener garantía de fábrica contra cualquier daño que le ocurra. Por lo tanto es necesario que sean reemplazados.
2. **No instalación de Equipos:** De no reemplazar los relevadores de Distancia OPTIMHO, y no mejorar la confiabilidad de los esquemas de protección de las líneas menores de 60 Km., con facilidades de fibra óptica, la empresa se correría el riesgo de tener que pagar penalizaciones económicas por una mala operación de estos equipos, además de pagos de energía desplazada u obligada. Como en los casos de los eventos 57 y 325 del 11 de marzo del 2004, y 27 de Noviembre de 2005, respectivamente. En ambos eventos, tuvimos apagones parcial y total del sistema interconectado.
3. **Costo total de la inversión corto plazo.** B/.486,456.54



de

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO:

MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
Costos Base					
1	Relevadores Diferenciales de Lineas	16	160,000.00	74,500.00	234,500.00
2	Tarjetas de Comunicación Optica	5	15,000.00	1,500.00	16,500.00
3	Materiales Eléctricos:	Varios	11,764.00		11,764.00
	Cable de Control (10500 pies)				
	Conectores (4400)				
	Etiquetas				
	Borneras				
		<i>Subtotal Base</i>	186,764.00	76,000.00	<u>262,764.00</u>
	Contingencias (5%)				<u>13,138.20</u>
	Costos Indirectos				
	Diseño (3%)				7,882.92
	Ingeniería (4%)				10,510.56
	Inspección (3%)				7,882.92
	Administración (4%)				10,510.56
		<i>Subtotal Indirectos</i>			<u>36,786.96</u>
	Total (B/.)				<u>312,689.16</u>

MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
Costos Base					
1	Cable OPGW de 24 fibras con accesorios	18 Kms	106,643.00	39,380.00	146,023.00
		<i>Subtotal Base</i>	106,643.00	39,380.00	<u>146,023.00</u>
	Contingencias (5%)				<u>7,301.15</u>
	Costos Indirectos				
	Diseño (3%)				4,380.69
	Ingeniería (4%)				5,840.92
	Inspección (3%)				4,380.69
	Administración (4%)				5,840.92
		<i>Subtotal Indirectos</i>			<u>20,443.22</u>
	Total (B/.)				<u>173,767.37</u>

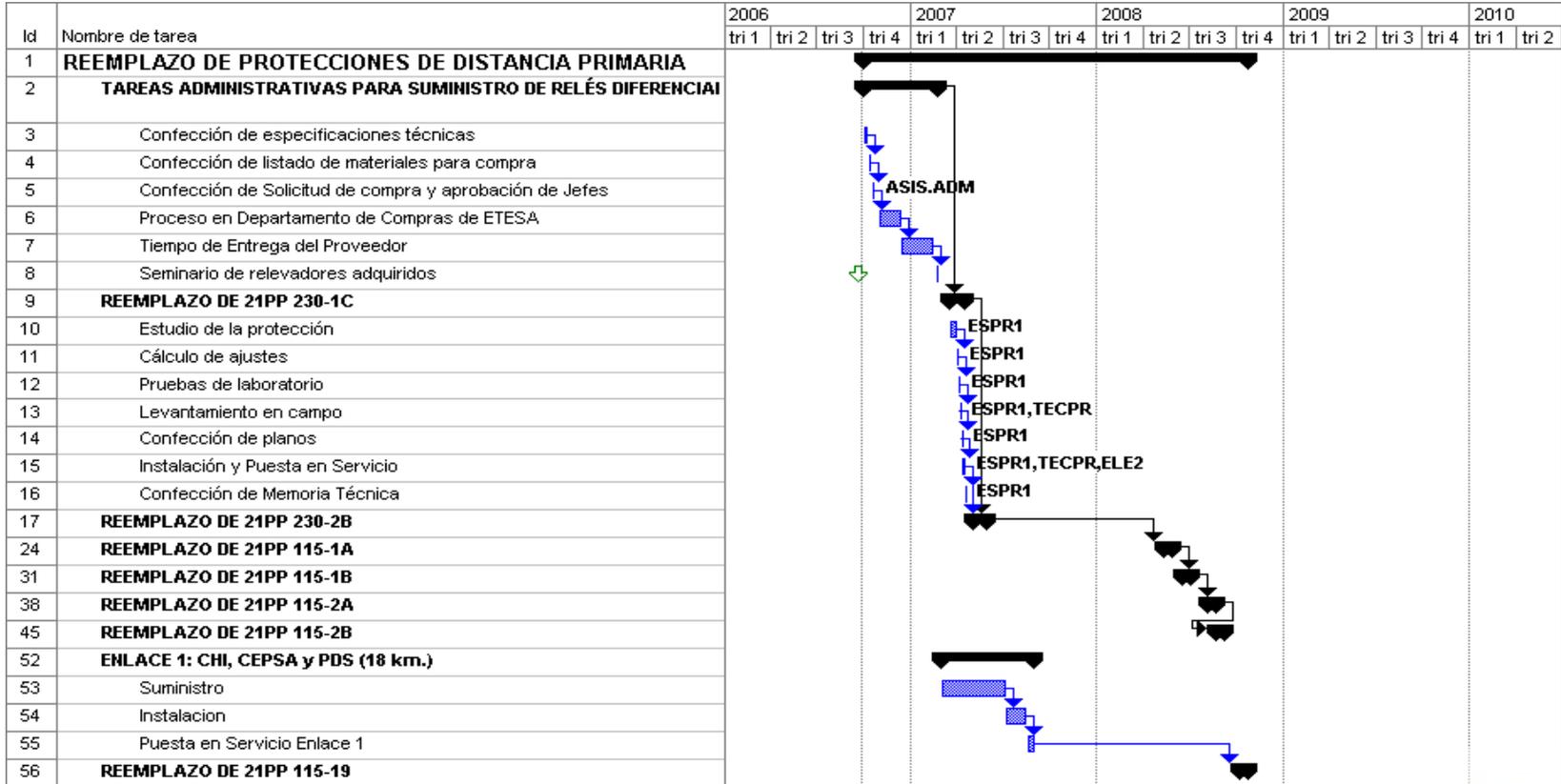


Handwritten signature or initials.



de

Programa de Trabajo:



Handwritten signature or initials.

Flujo de Desembolso:

ETAPAS	2006	2007						2008	TOTAL
	DIC	ENE	FEB	MAR	MAY	JUL	SEP	ENE	
Suministro	186,764.00					106,643.00			293,407.00
Diseño		8,322.15						3,941.46	12,263.61
Ingeniería			5,255.28			5,840.92		5,255.28	16,351.48
Instalación				38,000.00			39,380.00	38,000.00	115,380.00
Inspección				3,941.46			4,380.69	3,941.46	12,263.61
Administración		11,096.20						5,255.28	16,351.48
Contingencia				6,569.10			7,301.16	6,569.10	20,439.36
Total	186,764.00	19,418.35	5,255.28	48,510.56	5,840.92	106,643.00	51,061.85	62,962.58	486,456.54



Handwritten signature or initials.

CAMBIO DE FILOSOFIA DIFERENCIAL DE LAS PROTECCIONES PRIMARIAS DE LAS LINEAS DE 115 Y 230KV, DE LA RED DE TRANSMISIÓN DE ETESA - ETAPA II

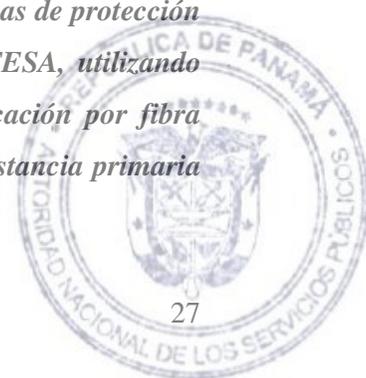
ANTECEDENTES:

Las líneas de transmisión de la red de ETESA, en su gran mayoría, se encuentran actualmente protegida por dos esquemas de protección de distancia, un esquema primario y un esquema redundante o secundario. Esta filosofía de protección viene desde la década del 70, cuando inicia el sistema interconectado a nivel nacional con la instalación de grandes plantas de generación ubicadas lejos del centro de carga. En aquella época y hasta unos pocos años atrás, los esquemas de distancia eran la selección mas frecuente por su velocidad de operación, su característica direccional y por el buen desempeño de los equipos, sólo estaba restringido, para el uso en líneas cortas. Con el avance de la tecnología y el desarrollo de la fibra óptica, fue tomando vigencia el uso de protección diferencial de línea, la cual es una protección unitaria, que utiliza el principio de comparación direccional y viene a complementar la protección de distancia.

A raíz del evento 325, ocurrido el día 27 de noviembre de 2005, en el que exploto el transformador de voltaje que alimentaba la fase C, de las protecciones de distancia asociadas al extremo de la línea 230-4B en subestación Llano Sánchez, y a consecuencia de esto, se bloquearon las protecciones de distancia por la característica de supervisión de falla fusible, resultando en la no operación de las protecciones, el cual ocasiono la partición del SIN y un consecuente apagón nacional.

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, en la resolución AN No. 036-Elec., del 1 de junio de 2006, ordena a ETESA preparar y presentar un estudio de viabilidad económica de las inversiones necesarias para mejorar el sistema de protección en la cual se revise el sistema redundante con distintas filosofías operativa de los mismos.

El grupo de protección, velando por la seguridad y confiabilidad de los equipos bajo nuestra responsabilidad, propone ***“realizar mejoras en los esquemas de protección de distancia primaria de las líneas de transmisión de la red de ETESA, utilizando para tal fin protección diferencial de línea, con canal de comunicación por fibra óptica dedicada, en reemplazo de los esquemas de protecciones de distancia primaria de las líneas con longitudes menores de 60 km.”***



de

OBJETIVO GENERAL:

Aumentar la confiabilidad de los esquemas de protección de la red de transmisión de ETESA, y cumplir con la resolución AN No. 036-Elec., emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de la República de Panamá.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Mejorar los índices de desempeño de los esquemas de protección, asociados a las líneas de transmisión de 115 y 230 kV.
- Contar con equipos de tecnología de punta de forma que se aprovechen los recursos disponibles para mejorar la operación del sistema.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA:

Enfoquemos el problema desde dos puntos de vista principales:

1- El cambio de los modelos de relevadores existentes (relevadores de distancia Optimhos), los cuales deben ser reemplazados debido a las siguientes condiciones operativas:

- **Tecnología Obsoleta:** Los relevadores optimhos son de tecnología híbrida, el cual combina circuitos digitales con estado sólido. Los mismos han quedado atrás gracias a los avances tecnológicos. El principal cambio es la incorporación de los microprocesadores en la construcción de los nuevos relevadores. Una de las principales ventajas de esta nueva tecnología es la disminución en los costos de mantenimiento y la obtención de mayor información para el análisis de eventos, el cual permite una repuesta mas rápida por parte del grupo de protección.
- **Disminución de la Confiabilidad del equipo:** Todo esquema de Protección debe obedecer criterios de Confiabilidad. Esto permite que el equipo tenga un buen desempeño de operación cuando requerido. Los relevadores de distancia **Optimho** han presentado problemas de mala operación para fallas, con corrientes altas de tierra, localizadas en la dirección reversa. Esta falla es debido a limitaciones de diseño del relevador en cuanto a su característica de polarización.



Handwritten signature or initials.

- 2- El uso de dos principios de medición diferentes para la protecciones de las líneas de transmisión. Esta alternativa, permitirá mejorar la sensibilidad y velocidad de disparos en ambos extremos de la línea, ya que el relé diferencial de corriente es inmune a bloqueo por pérdida de señales de voltaje, a fallas de alta impedancia, a problemas de fuente débil, y a problemas relacionados con sobre o bajo alcance debido al acoplamiento mutuo en circuitos paralelos. Podemos disminuir las consecuencias de no operación de las protecciones, como las ocurridas en el evento 325 del 27 de noviembre de 2006, la que ocasionaron un apagón nacional. O evitar problemas de inestabilidad en el sistema por despejes de fallas con tiempos superiores a los de zona 2.
- 3- Instalación de Fibra Optica: El cambio de filosofía de protección requiere que ETESA, realice inversiones en facilidades de enlace de fibra óptica para comunicación entre los relevadores diferenciales de ambos extremos de línea de transmisión a ser protegida, esto conllevará el suministro, instalación, y puesta en servicio de cable OPGW. El enlace dos integrará las subestaciones Mata de Nance (MDN), Caldera (CAL), Fortuna (FOR), Progreso (PROG) y Cchorrera (CHO) para un total de 94.9 Km y el enlace tres integrará las subestaciones Panamá II (PMA II), Copesa (COP) y Pacora (PAC) para un total de 19.0 Km. de Cable OPGW. Estos dos ultimos enlaces estaran incluido en el plan de reposicion de largo Plazo.
- 4- La inversion total relacionada con los enlaces de fibra, para los relevadores diferenciales de line, asciende a 1,374,367.50 balboas.

JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA:

4. **Fin del Periodo de Vida Útil:** En el año propuesto para el reemplazo, los equipos contarán con mas de 10 años de estar en servicio, estarán próximos de completar su periodo de vida útil sin tener garantía de fabrica contra cualquier daño que le ocurra. Por lo tanto es necesario que sean reemplazados.
5. **No instalación de Equipos:** De no reemplazar los relevadores de Distancia OPTIMHO, y no mejorar la confiabilidad de los esquemas de protección de las líneas menores de 60 Km., con facilidades de fibra óptica, la empresa se correría el riesgo de tener que pagar penalizaciones económicas por una mala operación de estos equipos, además de pagos de energía desplazada u obligada. Como en los casos de los eventos 57, y 325 del 11 de marzo del 2004, y 27 de Noviembre de 2005, respectivamente. En ambos eventos, tuvimos apagones parcial y total del sistema interconectado.



de

6. Costo total de la inversión Largo plazo. B/.1,478,731.49

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO:

MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
Costos Base					
1	Relevadores Diferenciales de Lineas	13	130,000.00	67,000.00	197,000.00
2	Tarjetas de Comunicación Optica	5	25,000.00	1,500.00	26,500.00
3	Materiales Eléctricos:	Varios	11,764.00		11,764.00
	Cable de Control (10500 pies)				
	Conectores (4400)				
	Etiquetas				
	Borneras				
		<i>Subtotal Base</i>	166,764.00	68,500.00	<u>235,264.00</u>
	Contingencias (5%)				<u>11,763.20</u>
Costos Indirectos					
	Diseño (3%)				7,057.92
	Ingeniería (4%)				9,410.56
	Inspección (3%)				7,057.92
	Administración (4%)				9,410.56
		<i>Subtotal Indirectos</i>			<u>32,936.96</u>
	Total (B/.)				<u>279,964.16</u>

MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
Costos Base					
1	Cable OPGW de 24 fibras con accesorios	110.5 Kms	650,372.00	243,100.00	893,472.00
2	Cable ADSS de 24 fibras con accesorios	3.2 Kms	91,714.92	22,180.58	113,895.50
		<i>Subtotal Base</i>	742,086.92	265,280.58	<u>1,007,367.50</u>
	Contingencias (5%)				<u>50,368.38</u>
Costos Indirectos					
	Diseño (3%)				30,221.03
	Ingeniería (4%)				40,294.70
	Inspección (3%)				30,221.03
	Administración (4%)				40,294.70
		<i>Subtotal Indirectos</i>			<u>141,031.45</u>
	Total (B/.)				<u>1,198,767.33</u>



Programa de Trabajo:

Id	Nombre de tarea	Duración	2007				2008				2009				2010		
			tri 3	tri 4	tri 1	tri 2	tri 3	tri 4	tri 1	tri 2	tri 3	tri 4	tri 1	tri 2	tri 3	tri 4	tri 1
1	ETAPA 2: Enlace de Fibra Óptica	735 días															
2	Estudio de Integración	90 días															
3	Invitación a Proponentes	2 días															
4	Acto de Presentación de los Proponentes	27 días															
5	Confección Final del Pliego de Cargos	20 días															
6	Concurso de Precio	30 días															
7	Evaluación de las Propuestas	20 días															
8	Confección de Contrato	20 días															
9	Refrendo de Contraloría	60 días															
10	Orden de Proceder	10 días															
11	ENLACE 2: MDH, CAL, FOR, PROG Y CHO (94.9 Kms)	280 días															
15	ENLACE 3: PMÁ 2, COP y PAC (19.0 Kms)	145 días															
19																	
20	REEMPLAZO DE PROTECCIONES DE DISTANCIA PRIMARIA	453.13 días															
21	TAREAS ADMINISTRATIVAS PARA SUMINISTRO DE RELÉS DIFERENCIAI	118 días															
28	REEMPLAZO DE 21PP 230-1B	23 días															
36	REEMPLAZO DE 21PP 230-3A	13 días															
43	REEMPLAZO DE 21PP 230-3B	13 días															
50	REEMPLAZO DE 21PP 230-7	13 días															
57	REEMPLAZO DE 21PP 230-8	13 días															
64	REEMPLAZO DE 21PS 230-9	13 días															
71	REEMPLAZO DE 21PP 115-15	6 días															
76	REEMPLAZO DE 21PP 115-16	6 días															
81																	
82																	
83																	
84																	



Handwritten signature or initials.

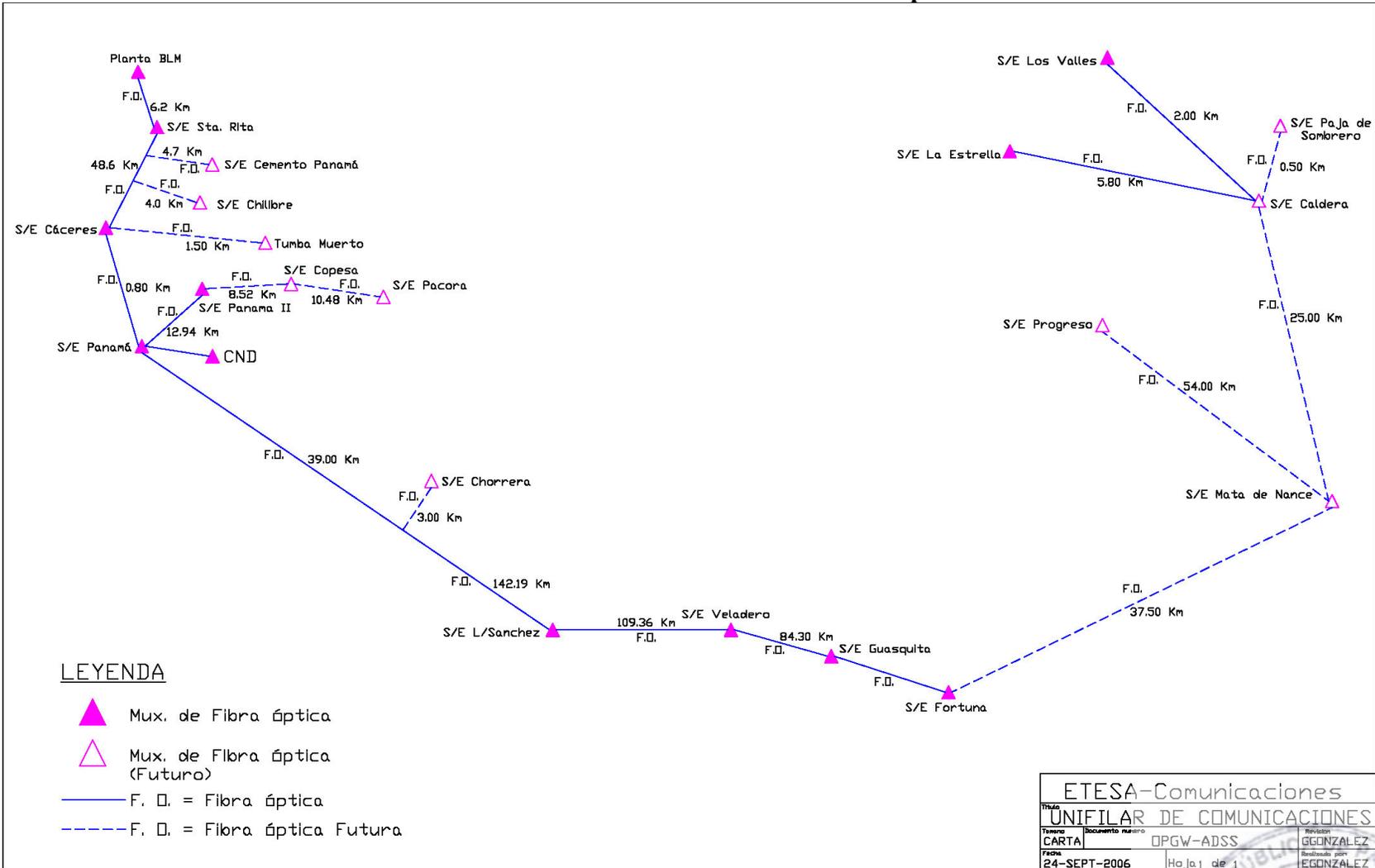
Flujo de Desembolso:

ETAPAS	2007		2008		2009			TOTAL
	ENE	MAY	JUN	OCT	ENE	JUN	OCT	
Suministro			794,990.92			113,860.00		908,850.92
Diseño	30,221.03			2,000.00	5,057.92			37,278.95
Ingeniería		40,294.70		3,000.00	6,410.56			49,705.26
Instalación				231,980.58	60,000.00		41,800.00	333,780.58
Inspección				20,671.73	5,057.92		11,549.30	37,278.95
Administración	15,399.00		18,899.00		5,910.56	9,496.70		49,705.26
Contingencia				25,129.60	5,881.60		31,120.38	62,131.58
Total	45,620.03	40,294.70	813,889.92	282,781.91	88,318.56	123,356.70	84,469.68	1,478,731.50



de

Ilustración 1- Unifilar de enlaces de Fibra Óptica



ETESA-Comunicaciones		
UNIFILAR DE COMUNICACIONES		
Título	Documento número	Revisión
CARTA	DPGW-ADSS	EGONZALEZ
Fecha	Hoja 1 de 1	Elaborado por
24-SEPT-2006		EGONZALEZ



Handwritten signature or initials.

REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE 230 Y 115 KV

ANTECEDENTES

Los transformadores de potencial de 230/115 kV que forman parte del Sistema Interconectado Nacional han estado en servicio por más de 28 años, por lo cual han superado su expectativa vida; dado esta situación, y a fin de garantizar la confiabilidad y disponibilidad de nuestro servicio de transmisión de energía es necesario el reemplazo de estos equipos.

OBJETIVO GENERAL

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión de energía de ETESA, mediante el óptimo funcionamiento de los equipos de potencia que conforman el sistema principal de transmisión.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

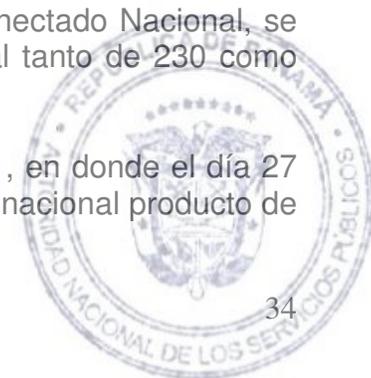
Reemplazo de los transformadores de potencial de 230/115 kV que estén por encima de los 25 años de servicio. En la tabla que se muestra a continuación se muestran los equipos que deben ser reemplazados:

<u>Subestaciones</u>	<u>Transformadores de Potencial</u>					
	230 kV		Año	115 kV		Año
Panamá	Magrini Galileo	6	1978			
Cáceres				General Electric	3	1975
Llano Sánchez	Magrini Galileo	14	1978	Magrini Galileo	9	1978
Mata de Nance	Magrini Galileo	5	1978	Magrini Galileo	12	1978
Progreso	Nuova Magrini Galileo	5	1982	Magrini Galileo	3	1978
	TOTAL	30			27	

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

A fin de salvaguardar la integridad de nuestro Sistema Interconectado Nacional, se requiere el reemplazo de todos los Transformadores de Potencial tanto de 230 como 115 kV, que superen los 20 años.

Esta situación responde a nuestra experiencia del año pasado, en donde el día 27 de noviembre de 2005 se tuvo un evento que ocasiono un apagón nacional producto de



de

la explosión de un Transformador de Potencial de 230 kV asociado a la línea 230–4B. La mayoría de los Transformadores de Potencial instalados a nivel nacional cuyo fabricante es Magrini Galileo tienen el mismo año de fabricación (1978), para obtener mayor conocimiento de lo ocurrido se realizaron las consultas con fábrica, en donde se manifestó que equipos con más de 20 años tienen una alta posibilidad de falla, ya que el dieléctrico sufre de un envejecimiento natural.

En base a lo antes expuesto, para asegurarnos que no se volverá repetir la situación presentada el 27 de noviembre de 2005, en donde quedaron afectados 653,000 clientes y en donde hubo una energía no servida de 900.00, se requiere el reemplazo gradual de los transformadores de potencial de 230/115 kV.

▪ **Datos Técnicas:**

Todos los transformadores de potencial tanto capacitivos como inductivos deberán cumplir con los requerimientos de la edición más reciente de las normas ANSI C57.13 ó IEC 186.

	Capacitivo		Inductivo
	230	115	115
Voltaje Nominal del Sistema (L – L, kV)	230	115	115
Voltaje Nominal del Sistema (L – G, kV)	132.79	66.4	66.4
Nivel básico de aislamiento, kV	1050	550	550
Frecuencia de operación, Hz	60	60	60
Prueba de Voltaje de Resistencia a la frecuencia del sistema:			
En seco, 1 minuto, kV	525	265	265
En húmedo, 10 segundos, kV	460	230	230
Capacitancia en microfaradios, MFD	0.003	0.006	-
Cantidad de bobinas secundarias	2	2	2
Relación de transformación para cada secundario	1200/2000:1	577/1000:1	577/1000:1
Voltaje secundario, V	115/69.0	115/66.4	115/66.4
Clase de exactitud (M, W, X, Y, Z, ZZ)	0.6	0.3	0.3
Aceite Dieléctrico	Última revisión de la norma ANSI/IEEE C57.106 ó IEC 296, Sin PCB		



de

JUSTIFICACIÓN ECONOMICA:

- **Expectativa de Vida:** los transformadores de potencial a reemplazar tienen una expectativa de vida promedio de 15 años, y los mismos han superado dicho periodo, ya que han estado en servicio por más de 20 años.
- **No Realizar la Inversión:** el no realizar este reemplazo podría provocar grandes problemas que repercutiría en la estabilidad y confiabilidad del SIN, ya que la falla de estos equipos pueden provocar desconexiones a clientes, trayendo como consecuencia penalizaciones económicas por energía no servida y el pago en concepto de generación obligada y desplazada. Un ejemplo, es el evento del 27 de noviembre de 2005 (Evento 325), en donde tuvimos un apagón nacional por la explosión del transformador de potencial de la fase A asociado a la línea 230-4B.

A continuación mostramos datos históricos de fallas en Transformadores de Potencial en la Subestaciones Eléctricas de ETESA:

- S/E Cáceres: en el año 2000, un Transformador de Potencial de 115 kV de fabricación General Electric explotó por falla de aislamiento. Este equipo llevaba cerca de 30 años de servicio.
- S/E Panamá: en el año 2001, se tuvo problemas con dos (2) Transformadores de Potencial (230 y 115 kV) de fabricación Micafil, en uno se encontró el voltaje secundario muy deprimido y en el otro equipo se presentaba mucho ruido. Ambos equipos se reemplazaron (ninguno explotó) para evitar fallas.
- S/E Progreso: en el año 1994, un (1) Transformador de Potencial de 230 kV de fabricación Magrini Galileo explota.

En el Anexo de esta sección presentamos, la nota del fabricante Nuova Magrini Galileo (Siemens Business), dando explicación sobre la vida útil de los Transformadores de Potencial y su recomendación para equipos mayores de 20 años.

- **Costo Total de la Inversión:** B/.665,280.00



de

ANÁLISIS ECONOMICO (DE RIESGO VS INVERSIÓN):

A continuación presentaremos un análisis de los costos que implicarían el realizar o no esta inversión, basándonos en el siguiente escenario:

- Si ETESA resultara penalizada por el Evento No. 325, ocurrido el 27 de noviembre de 2005, esto sería el monto de la penalización:

$$\text{Energía No Servida (MWh)} \times 1,500 \frac{\text{B/.}}{\text{MWh}} = 900.00 \text{ MWh} \times 1,500 \frac{\text{B/.}}{\text{MWh}} = \underline{\text{B/.1,350,000.00}}$$

Realizando una comparación del monto de la penalización (Riesgo) con el costo de la inversión tenemos,

Monto de la Penalización por el Evento No. 325 (B/.)	>	Costo de la Inversión (B/.)
1,350,000.00		665,280.00
Relación de Riesgo vs. Inversión		2.03

Esta relación nos indica que resulta mejor realizar la inversión que tomar el riesgo a que ocurra una falla.



Handwritten signature or initials.

MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)	(B/.)	
Costos Base					
1	Transformador de Potencial de 230 kV	30	300,000.00	10,000.00	310,000.00
2	Transformador de Potencial de 115 kV	27	270,000.00	9,000.00	279,000.00
3	Materiales Eléctricos: Cables Eléctricos	Varios	5,000.00		5,000.00
	<i>Subtotal Base</i>		575,000.00	19,000.00	<u>594,000.00</u>
	Contingencias (5%)				<u>29,700.00</u>
Costos Indirectos					
	Diseño (3%)				0.00
	Ingeniería (4%)				0.00
	Inspección (3%)				17,820.00
	Administración (4%)				23,760.00
	<i>Subtotal Indirectos</i>				<u>41,580.00</u>
	Total (B/.)				<u>665,280.00</u>



de

FLUJO DE DESEMBOLSO:

ETAPAS	2006	2007		2008		2009		2010
	NOVIEMBRE	ENERO	NOVIEMBRE	ENERO	NOVIEMBRE	ENERO	NOVIEMBRE	ENERO
Suministro	145,000.00		190,000.00		150,000.00		90,000.00	
Diseño								
Ingeniería								
Instalación		4,670.00		6,330.00		5,000.00		3,000.00
Inspección		4,455.00		4,455.00		4,455.00		4,455.00
Administración	5,940.00		5,940.00		5,940.00		5,940.00	
Contingencia		7,425.00		7,425.00		7,425.00		7,425.00
Total	150,940.00	16,550.00	195,940.00	18,210.00	155,940.00	16,880.00	95,940.00	14,880.00



Handwritten signature or initials.

ANEXO:

SIEMENS

Italia, 21 de febrero de 2006

Señores
ETESA
Panamá

Asunto: **Consideración sobre los PT de marca Magrini Galileo tipo 245 CPTf.**

Apreciados Señores:

A continuación nuestras consideraciones sobre los PT tipo CPTf fabricados en los años 1974 e instalados a Panamá:

Los PT están llegando al termine de su vida útil, de hecho los calentamientos detectado son un indicador del envejecimiento de estos PT y la explosión puede ser el fenómeno extremo de este procedimiento.

Sobre la vida útil, que es un concepto probabilista, podemos hacer las siguientes consideraciones:

- de 0 a 20 anos de vida de los equipos la probabilidad de problemas destructivo es muy baja
- de 20 a 30 anos la probabilidad aumenta porque el dieléctrico está sometido a un envejecimiento natural
- mas de 30 anos podemos hacer pocas consideraciones debidos al hecho que muy probablemente los equipos se han ya sustituidos por el cliente.

Magrini Galileo, como fabricante, aconseja que los equipos muy viejo (> de 20 anos) sean monitoreado (termovisión, comprobación de la capacidad y de la relación de transformación, etc.) con frecuencia mayor, que se tiene que establecer según el estado de los equipos y de las condiciones de servicios.

Para este tipo de PT (que son del tipo a papel de aceite y tienen aceite mineral sea en la parte capacitiva que inductiva) no tenemos una estadística de falla o el indicador MTBF (Mean Time Between Failures) que empieza desde el 1990 y por lo tanto tiene en cuenta solo los nuevo CPTf (que son del tipo "a película con aceite sintético"). Los CPT instalados en Italia (que son la mayoría) fueron todo reacondicionados al rededor de los 15 anos y por lo tanto no pueden ser tomados como comparación.

Siemens S.p.A.
PTD SE

Sede operativa:
Via Circonvallazione Est, 1
I-24040 Stezzano (BG)
Tel. +39 035 265 3211
Fax +39 035 265 3300

Sede sociale e Direzione:
Viale Piero e Alberto Pirelli, 10
I-20126 Milano
Tel. +39 02 243 1
Fax +39 02 243 62212

Capitale sociale: Euro 143.000.000; Iscrizione Registro Imprese Milano, Codice fiscale e partita I.V.A.: IT - 00751160151; R.E.A. Milano: 525193



SIEMENS

De los CPT instalados en otra parte del mundo no hemos recibidos particulares señalación de fallas, pero por otro lado queremos aclarar que no tenemos las informaciones si todavía siguen funcionando o si y cuando fueron sustituidos.

Para los nuevos CPTf hasta ahora no hemos tenido ninguna señalación por parte de los clientes de descargas, solo recibimos una señalación de fuga de aceite, que por otra parte no fue detectada en fabrica.

Teniendo en cuenta que una eventual regeneración de estos equipos se debería realizar en fábrica, aconsejamos la sustitución de los PT con equipos nuevos en el corto plazo.

Esperando que estos datos sean de su utilidad, le saludamos atentamente

Daniel Alvaro
Siemens S.p.A
PTD-SE



Siemens S.p.A.
PTD SE

Sede operativa:
Via Circonvallazione Est, 1
I-24040 Stezzano (BG)
Tel. +39 035 265 3211
Fax +39 035 265 3300

Sede sociale e Direzione:
Viale Piero e Alberto Pirelli, 10
I-20126 Milano
Tel. +39 02 243 1
Fax +39 02 243 62212

Capitale sociale: Euro 143.000.000; Iscrizione Registro Imprese Milano, Codice fiscale e partita I.V.A.: IT - 00751160151; R.E.A. Milano: 525193

