



ANEXO III-9

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

Plan de Reposición Corto Plazo

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



PROYECTO: **REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROTECCIONES DIFERENCIALES ETAPA II**

SUBPROYECTO: **CAMBIO DE LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA PRIMARIA DE LAS LINEAS CON LONGITUD IGUAL O MENOR A 60 KM.**

ANTECEDENTES:

Las Líneas de Transmisión de la Red de ETESA, en su gran mayoría, se encuentran actualmente protegida por dos (2) esquemas de protección de distancia, un esquema primario y un esquema redundante o secundario. Este esquema 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 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 en la tecnología y el desarrollo de la fibra óptica, el uso de protección diferencial de línea fue tomando vigencia. Esta 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 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, lo que 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**, ordenó 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 configuraciones operativas.

El grupo de protección, velando por la seguridad y confiabilidad de los equipos bajo su 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, en reemplazo de los esquemas de protecciones de distancia primaria de las líneas con longitudes menores de 60 km."*

OBJETIVO GENERAL:

Aumentar la confiabilidad de los esquemas de protección de la red de transmisión de ETESA para 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 para aprovechar los recursos disponibles con el fin de mejorar la operación del sistema.

**JUSTIFICACIÓN TÉCNICA:**

El problema se debe enfocar desde dos (2) puntos de vista principales:

1. Los relevadores existentes (Relevadores de distancia Optimhos y REL531) deben ser cambiados por las siguientes condiciones operativas:
 - **Tecnología Obsoleta:** Los relevadores Optimhos son de tecnología híbrida, el cual combina circuitos digitales con estado sólido. Estos equipos se han quedado atrás debido 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, lo que permite una repuesta más rápida por parte del grupo de protección. En cuanto a los relevadores REL531, éstos ya tienen más de 10 años de estar en servicio y son considerados actualmente relés obsoletos por el propio fabricante.
 - **Disminución de la Confiabilidad del Equipo:** Todo esquema de Protección debe obedecer a los 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 se presenta debido a las limitaciones de diseño del relevador en cuanto a su característica de polarización.
2. El uso de dos (2) 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 la no operación de las protecciones, como las ocurridas en el evento **325 del 27 de noviembre de 2005**, que ocasionó un apagón nacional. Lo que provocó problemas de inestabilidad en el sistema por despejes de fallas con tiempos superiores a los de zona 2.

Instalación de Fibra Óptica: 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 contempla el suministro, instalación, y puesta en servicio de cable OPGW por un total de 131.8 kilómetros.

El proyecto se ejecutará en dos (2) etapas, con una duración de seis (6) años (2007,2008, 2009, 2010 2011 y 2012).

El enlace uno (Etapa 1), integrará las subestaciones CHI, CEPESA y PDS para un total de 17.9 Km. de OPGW, el mismo estará incluido dentro del Plan de Reposición de Corto Plazo.

El enlace dos (Etapa 2), integrará las subestaciones MDN, CAL, FOR, PROG y CHO con una longitud total de 94.9 Km.

El enlace tres (Etapa 2), integrará las subestaciones PMA II, COP y PAC con una longitud total de 19.0 Km. de Cable OPGW.



JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA – ETAPA 2:

- 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 (11.nov.04), y 325 (27.nov.05), respectivamente. En ambos eventos, tuvimos apagones parcial y total del sistema interconectado.
- 3. Costo total de la Inversión Largo plazo. B/.2,067,958.45**

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO:**MONTO DE INVERSION - ENLACE 2 (RELEVADORES)**

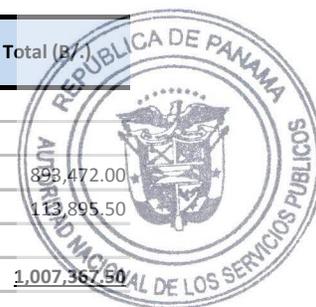
No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
	Costos Base				
1	Relevadores Diferenciales de Lineas	13	130,000.00	67,000.00	197,000.00
2	Tarjetas de Comunicación Optica	5	25,000.00	1,500.00	26,500.00
3	Materiales Eléctricos:	Varios	11,764.00		11,764.00
	Cable de Control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

**MONTO DE INVERSION-ENLACE 3 (RELEVADORES)**

Nº	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
	Costos Base				
1	Relevadores Diferenciales de Línea	7	83,000.00	5,510.00	88,510.00
2	Equipos de comunicación	2	62,000.00	2,800.00	64,800.00
3	Materiales Eléctricos	Varios	6,300.00		6,300.00
	Cable de control				
	Borneras de conexión				
	Terminales para cables				
	Etiquetas para cables				
	Subtotal Base				159,610.00
	Costos Indirectos				
	Diseño				4,788.30
	Ingeniería				6,384.40
	Inspección				4,788.30
	Administración				6,384.40
	Contingencias				0.00
	Subtotal Costos Indirectos				22,345.40
	Total				181,955.40

MONTOS DE INVERSIÓN- ENLACE 2 (OPGW)

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
	Subtotal Base		742,086.92	265,280.58	1,007,367.50
	Contingencias (5%)				50,368.38
	Costos Indirectos				
	Diseño (3%)				30,221.03
	Ingeniería (4%)				40,294.70
	Inspección (3%)				30,221.03
	Administración (4%)				40,294.70
	Subtotal Indirectos				141,031.45
	Total (B/.)				1,198,767.33

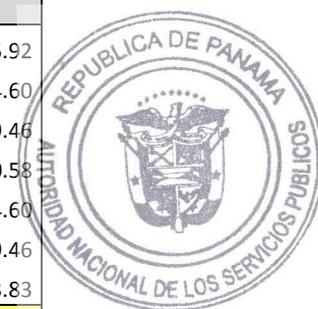


MONTOS DE INVERSIÓN-ENLACE 3 (OPGW)

Nº	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
	Costos Base				
1	Cable OPGW de 24 fibras con accesorios	21.3 Km	131,700.00	170,000.00	301,700.00
2	Cable ADSS de 24 fibras con accesorios	1 km	29,235.00	11,310.00	40,545.00
	Subtotal Base				342,245.00
	Costos Indirectos				
	Diseño				10,267.35
	Ingeniería				13,689.80
	Inspección				10,267.35
	Administración				13,689.80
	Contingencias				17,112.25
	Subtotal Costos Indirectos				65,026.55
	Total				407,271.55

Flujo de Desembolso:

Etapas	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Suministro		794,990.92	113,860.00			312,235.00	1,221,085.92
Diseño	30,221.03	2,000.00	5,057.92			15,055.65	52,334.60
Ingeniería	40,294.70	3,000.00	6,410.56			20,074.20	69,779.46
Instalación		231,980.58	101,800.00			189,620.00	523,400.58
Inspección		20,671.73	16,607.22			15,055.65	52,334.60
Administración	15,399.00	18,899.00	15,407.26			20,074.20	69,779.46
Contingencia		25,129.60	37,001.98			17,112.25	79,243.83
Total	85,914.73	1,096,671.83	296,144.94	0.00	0.00	589,226.95	2,067,958.45





Programa de Trabajo:

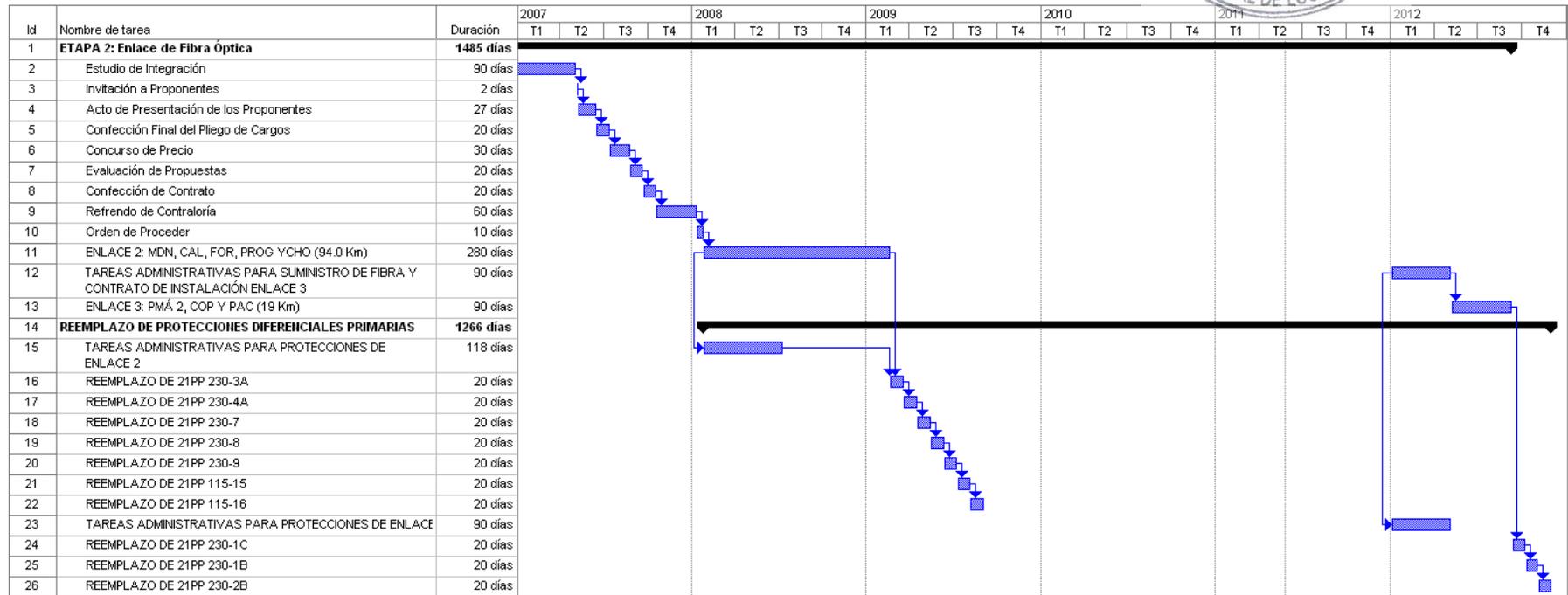
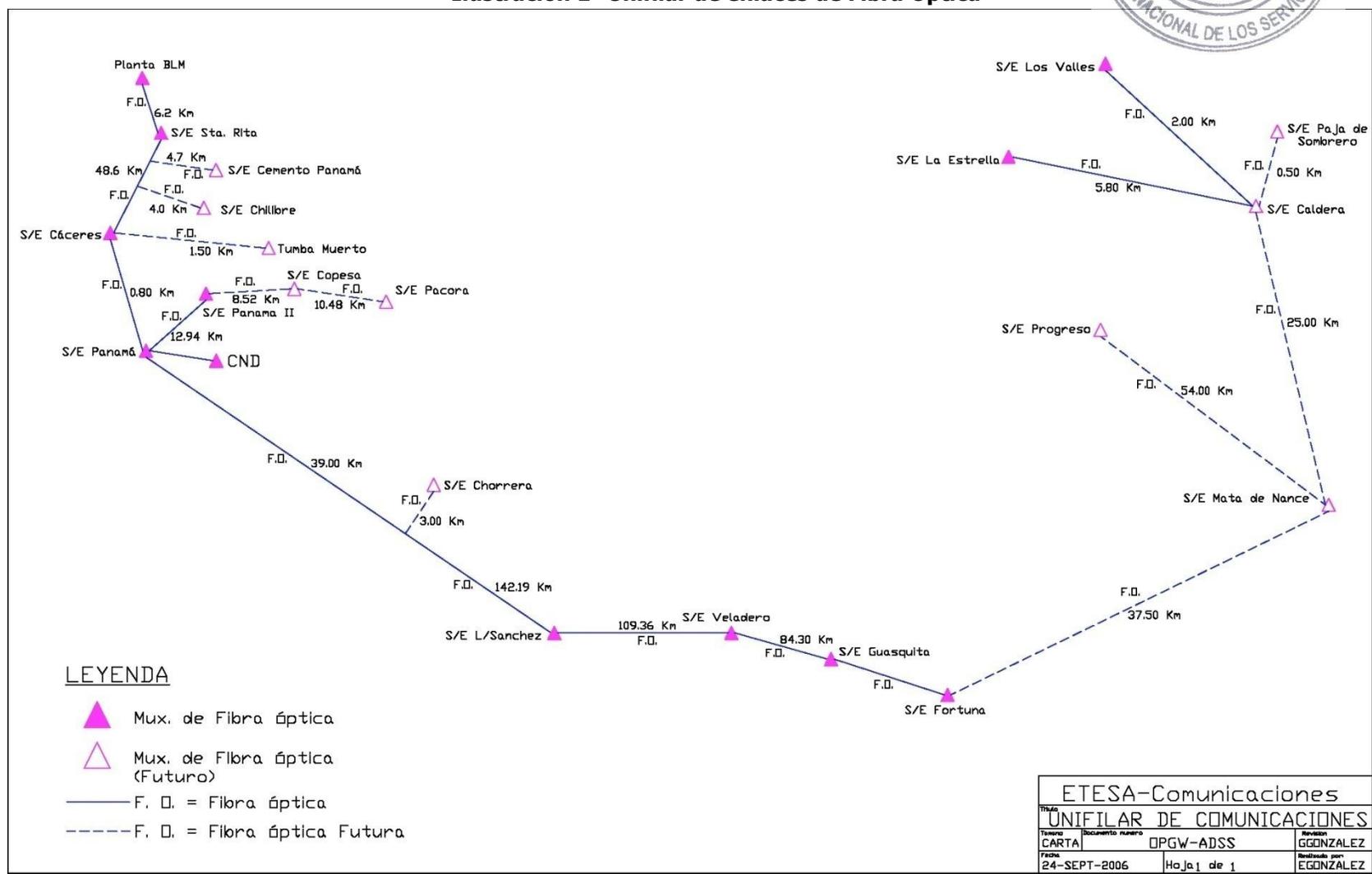




Ilustración 1- Unifilar de enlaces de Fibra Óptica



PROYECTO: MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES

ANTECEDENTES

Por razones de carga y confiabilidad del sistema, cada año es más difícil sacar de servicio los transformadores de potencia del sistema eléctrico de ETESA, además de tener un par de ellos que están llegando al promedio de la vida útil de los transformadores que es más o menos 40 años, lo que es un indicativo para observar de cerca las tendencias de los elementos indicadores de una posible falla en el aislamiento del tanque.



OBJETIVO GENERAL

Instalar equipos de monitoreo en tiempo real y continuo de diferentes parámetros técnicos de operación de los transformadores. En la siguiente tabla se listan los transformadores en los cuales se instalarán los equipos e indican los años de servicio.

Cuadro No. 1
Transformadores en que se instalará el equipo de monitoreo.

<u>SUBESTACION</u>	EQUIPO	AÑOS DE SERVICIO	POTENCIA (MVA)
<i>PROGRESO</i>	T-2	8	70
<i>M. DE NANCE</i>	T-3	8	70
<i>CH. AZUL*</i>	T-1	25	50
<i>LLANO SANCHEZ</i>	T-2	16	70
<i>CHANGUINOLA*</i>	T-1	4	70
<i>CALDERA*</i>	T-1	3	50
<i>BOQUERON III*</i>	T-1	1	50
PANAMA	T-1	18	175
PANAMA	T-3	30	350
PANAMA 2	T-1	12	175
PANAMA 2	T-2	12	175

* Se incluyeron estos transformadores porque son transformadores especiales, los cuales se dificultan sacar de servicio para un mantenimiento normal. Lo que la mayor parte del tiempo hace que el mantenimiento sea más difícil y costoso. Ejemplo: Boquerón III y Caldera han sido destinados a más de una planta y habría que esperar

que ellos tengan un mantenimiento en común para poder sacar el transformador para prueba.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

Tenemos identificado 4 transformadores de potencia que están en el rango de 15 a 30 años de servicio y 2 (dos) de 12 años que por su importancia está incluido en el listado. El tener vigilados estos transformadores nos evitaría sacar los transformadores fuera de servicio y movilización de personal, lo cual representa, salarios, sobre- tiempos viáticos, combustible, repuestos, etc.



JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

Tomando en cuenta las exigencias de la red eléctrica y el crecimiento de la carga en todo el país, a los transformadores se les va a incrementar la carga, lo cual llegará a niveles que por su edad, no la aguantarían por mucho tiempo.

Como parte del mantenimiento de subestaciones y con los cambios de paradigmas nace la necesidad de incursionar en la automatización y control de subestaciones, por ende los equipos que en ella están.

Esto lo podemos ver en el control SCADA que utiliza el CND para controlar ciertos equipos en las subestaciones; tal es el cierre y apertura de interruptores, cuchillas motorizadas y medición de otros parámetros como son: potencia real y reactiva, voltaje, amperaje y otras más. Esta automatización y control se usan en las subestaciones Panamá II, Santa Rita, Llano Sánchez II, Veladero y Guasquitas, computarizadas en su totalidad. Además hay un proyecto de automatizar otras subestaciones que son más viejas.

Debemos estar a la vanguardia en lo que a tecnología se refiere, para afrontar los retos de la privatización y cumplir con los requerimientos del mercado eléctrico. Cada salida no programada de algún componente eléctrico ocasiona grandes pérdidas a la compañía y ahora más que nunca debemos ser competitivos. Para mantener así la confiabilidad que es el objetivo de ETESA al brindar un servicio de alta calidad.

DATOS TECNICOS DEL EQUIPO DE MONITOREO

Se pueden monitorear los siguientes parámetros:

- Corriente de carga en las diferentes bobinas
- Voltajes de las diferentes bobinas
- Generación de gases en el aceite
- Humedad en el aceite
- Temperatura ambiente
- Temperatura superior del aceite
- Pasos del Tap Changer

- Condición del enfriamiento
- Control de los enfriamientos
- Temperatura del Tap Changer
- Ver alarmas como Buchholz, nivel de aceite y del relé presión, etc.
- Si el transformador cuenta con transductores de temperatura de bobina, también se pueden ver con este equipo



Beneficios del equipo de monitoreo

- Monitorea la evolución de fallas incipientes.
- Detecta los primeros síntomas de fallas, reduce y posiblemente puede eliminar las salidas y fallas no programadas.
- Se minimizarían las horas de salidas programadas para mantenimiento.
- Se reducirían los costos de inspección y mantenimiento.
- Incrementa la duración de la vida del equipo.
- Aplaza gastos de capital debido a un incremento de carga o reemplazo de equipo deteriorado.
- Mejora el planeamiento con salidas programadas.
- Reduce los costos de reparación relacionados a fallas.
- Reduce las visitas periódicas a transformadores en sitios remotos para inspección y muestreo de aceites.
- Extiende la vida útil del transformador basado en análisis de tiempo real del perfil de carga y rata de envejecimiento.

JUSTIFICACIÓN ECONOMICA

Hay muchas razones económicas para monitorear los transformadores en línea, siendo la principal de ellas la reducción de los costos de mantenimiento; se reducen los costos de reparación, debido a que se le puede dar un seguimiento en línea a los transformadores; segundo se evita el costo de la energía no servida, debido a que el transformador es intervenido en el momento justo y necesario, tercero, se desplaza la compra de un nuevos transformadores, debido a que se hace más eficiente la gestión de mantenimiento, se puede controlar el rango del nivel de voltaje y potencia, con lo cual se contribuye a garantizar y o extender la vida útil teórica y técnica de transformadores.

Cuadro N° 2
Costo Anual de Mantenimiento Predictivo

Costo de pruebas de 11 Autotransformadores	46,500
Costo de Calibración de Equipos de Pruebas	16,000
Costo de Personal	7,075
Costo de Combustible	625
Total*	B/. 70,200

*Este monto representa el costo total por año.

El Cuadro N° 3 muestra el análisis de los costos de mantenimiento en el escenario Sin Proyecto, en donde se

Cuadro N° 3
Costo de Mantenimiento en Escenario Sin Proyecto

AÑO	SIN PROYECTO									TOTAL
	MANTENIMIENTO PREVENTIVO					MANTENIMIENTO CORRECTIVO				
	MANO DE OBRA	PRUEBA	CALIBRACIÓN	REPUESTOS	TRANSPORTE	MANO DE OBRA	MAT Y REPUESTOS	GO + ENS		
2013	7,075	70,200	16,000	2,500	625	715	6,500	8,000	111,615	
2014	7,287	72,461	17,253	2,581	798	736	6,709	8,000	115,825	
2015	7,506	74,794	18,605	2,664	1,018	3,294	1,000,000	80,000,000	81,107,881	
2016	7,731	77,202	20,062	2,749	1,300	781	7,148	8,000	124,975	
2017	7,963	79,689	21,634	2,838	1,660	805	7,379	8,000	129,966	
2018	8,202	82,255	23,328	2,929	2,119	829	7,616	8,000	135,278	
2019	8,448	84,903	25,156	3,024	2,704	854	7,861	8,000	140,950	
2020	8,701	87,637	27,126	3,121	3,452	879	8,115	8,000	147,032	
2021	8,962	90,460	29,251	3,221	4,407	906	8,376	8,000	153,583	
2022	9,231	93,373	31,543	3,325	5,626	933	8,646	8,000	160,676	
2023	9,508	96,379	34,013	3,432	7,181	961	8,924	8,000	168,399	
2024	9,793	99,483	36,678	3,543	9,167	990	9,211	8,000	176,865	
2025	10,087	102,686	39,551	3,657	11,702	1,019	9,508	8,000	186,211	
2026	10,390	105,993	42,649	3,775	14,938	1,050	9,814	8,000	196,609	
2027	10,702	109,406	45,990	3,896	19,069	1,082	10,130	8,000	208,274	

*Este escenario fue calculado estimando el costo de una falla dentro de un transformador, la cual requeriría enviar el transformador a fábrica para su reparación, y la misma demorara 6 meses.

Hay que tomar en cuenta que al pasar los años los costos del mantenimiento van aumentando debido a la intensidad de mantenimientos preventivos, inflación, al deterioro de los vehículos, incremento de salario de los trabajadores, el sistema se vuelve más sensible al sacar equipos, caso típico crítico: la S/E Chorrera (estos ya tienen monitores), al incrementar la carga se afectaría más clientes al salir un transformador por motivos no deseados, los cargos serían mayores, energía no servida, multas, etc.

Cuadro N° 4
Costo de Mantenimiento en Escenario Con Proyecto

AÑO	CON PROYECTO									
	MANTENIMIENTO PREVENTIVO						MANTENIMIENTO CORRECTIVO			
	MANO DE OBRA	PRUEBA	CALIBRACIÓN	REPUESTOS	TRANSPORTE	MONITOREO	MANO DE OBRA	MAT Y REPUESTOS	GO + ENS	TOTAL
2013	7,075	70,200	16,000	2,500	625	34,429	549	5,000	5,000	141,378

2014	7,287	72,461	17,253	2,581	798	34,429	565	5,161	5,000	145,535
2015	7,506	74,794	18,605	2,664	1,018	34,429	582	5,327	5,000	149,926
2016	7,731	77,202	20,062	2,749	1,300	34,429	600	5,499	5,000	154,573
2017	7,963	79,689	21,634	2,838	1,660	34,429	618	5,676	5,000	159,506
2018	8,202	82,255	23,328	2,929	2,119	34,429	636	5,859	5,000	164,757
2019	8,448	84,903	25,156	3,024	2,704	34,429	656	6,047	5,000	170,367
2020	8,701	87,637	27,126	3,121	3,452	34,429	675	6,242	5,000	176,385
2021	8,962	90,460	29,251	3,221	4,407	34,429	695	6,443	5,000	182,869
2022	9,231	93,373	31,543	3,325	5,626	34,429	716	6,650	5,000	189,893
2023	9,508	96,379	34,013	3,432	7,181	34,429	738	6,865	5,000	197,546
2024	9,793	99,483	36,678	3,543	9,167	34,429	760	7,086	5,000	205,939
2025	10,087	102,686	39,551	3,657	11,702	34,429	783	7,314	5,000	215,209
2026	10,390	105,993	42,649	3,775	14,938	34,429	806	7,549	5,000	225,529
2027	10,702	109,406	45,990	3,896	19,069	34,429	830	7,792	5,000	237,115

Los índices de precios utilizados en los cálculos de los Cuadros N° 3 y 4 se listan a continuación:

Cuadro N°5

INDICE DE PRECIOS	
Índice de mano de obra	1.03
Índice de Combustible	1.28
Índice de Maquinaria*	1.03
Índice de Servicios Profesionales	1.08

*Tomado del IPC al por mayor (Maquinaria, Aparatos, Accesorios y Suministros Eléctricos: Equipos y aparatos de radio, televisión y comunicaciones, Aparatos eléctricos, n.e.p) (marzo 2011/ diciembre 2010)

El monitoreo en tiempo real de los 11 transformadores bajarían los gastos de mantenimiento después de la instalación de los monitores según se muestra en el Cuadro N° 5. En el mismo se puede observar que, a valor presente, el escenario sin proyecto es más oneroso para la Empresa en más de B/. 79, 000,000. (Tomando como escenario sin proyecto el que se detalla en el Cuadro N° 3)

Cuadro N° 6
Análisis de Costos

AÑO	CON PROYECTO			SIN PROYECTO	
	INVERSIÓN	AOYM	TOTAL	AOYM	TOTAL
2013	664,657	141,378	806,035	111,615	111,615
2014	-	145,535	145,535	115,825	115,825
2015	-	149,926	149,926	81,107,881	81,107,881

2016	-	154,573	154,573	124,975	124,975
2017	-	159,506	159,506	129,966	129,966
2018	-	164,757	164,757	135,278	135,278
2019	-	170,367	170,367	140,950	140,950
2020	-	176,385	176,385	147,032	147,032
2021	-	182,869	182,869	153,583	153,583
2022	-	189,893	189,893	160,676	160,676
2023	-	197,546	197,546	168,399	168,399
2024	-	205,939	205,939	176,865	176,865
2025	-	215,209	215,209	186,211	186,211
2026	-	225,529	225,529	196,609	196,609
2027	-	237,115	237,115	208,274	208,274
VALOR PRESENTE			\$3,381,184		\$83,264,140



Cuadro N° 7
Costo de Suministro e Instalación de Equipo de Monitoreo en Línea de Transformadores

DETALLE	UNIDAD / %	IMPORTE (B/.)
Suministro		572,000.00
Instalación / Montaje		980.00
Subtotal- COSTOS BASE	USD	572,980.00
Contingencias	5%	28,649.00
Ingeniería	4%	22,919.20
Inspección	3%	17,189.40
Administración	4%	22,919.20
TOTAL	USD	B/. 664,656.80

Proyecto: Reemplazo de Interruptores de 230 KV en S/E Panamá

INTRODUCCIÓN:

El patio de 230 kV de la Subestación Panamá es el principal centro de acopio de energía eléctrica del país, cuyo primordial objetivo es captar y transferir la energía eléctrica generada por el Sistema de Generación, a través de las líneas de transmisión 230-3A, 230-1A y la 230-1C, 2B, con 798 MW de capacidad en conjunto, conectadas en esquemas de interruptor y medio, para brindar confiabilidad al sistema. Actualmente esta subestación entrega, aproximadamente, el 70% de los 530 MW de demanda máxima requerida por la Ciudad de Panamá.

El proyecto de reemplazo de los interruptores de 230 kV de la S/E Panamá nace de la necesidad de mantener en óptima condiciones de confiabilidad el patio de 230 KV, cuyos equipos son sometidos a grandes esfuerzos mecánicos y eléctricos, cada vez que operan por eventos en los circuitos que protegen o para mantenimiento.

ANTECEDENTES

A continuación se presenta las fechas de instalación de los interruptores de 230 kV de la S/E Panamá.

Cuadro No 1.
INTERRUPTORES DE POTENCIA 230 KV DE LA S/E PANAMA

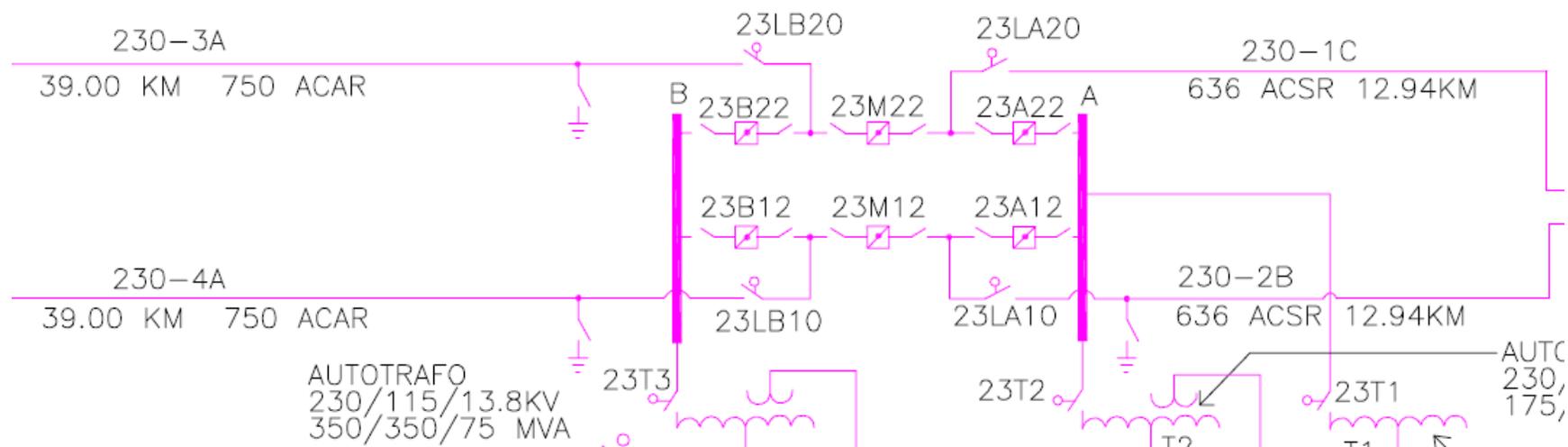
Id_General	Localización	Marca	Año de Fabricación / Capitalización
19777	NAVE 1 - 23A12 FASE A	NUOVA MAGRINI GALILEO	1992/1993
19776	NAVE 1 - 23A12 FASE B		
19778	NAVE 1 - 23A12 FASE C		
19797	NAVE 1 - 23B12 FASE A	ALSTOM	1996/1996
19798	NAVE 1 - 23B12 FASE B		
19799	NAVE 1 - 23B12 FASE C		
19789	NAVE 1 - 23M12 FASE A	NUOVA MAGRINI GALILEO	1992/1993
19788	NAVE 1 - 23M12 FASE B		
19790	NAVE 1 - 23M12 FASE C		
19818	NAVE 2 - 23A22 FASE A	NUOVA MAGRINI GALILEO	1992/1993
19817	NAVE 2 - 23A22 FASE B		
19819	NAVE 2 - 23A22 FASE C		
19838	NAVE 2 - 23B22 FASE A	ALSTOM	1996/1998
19839	NAVE 2 - 23B22 FASE B		
19840	NAVE 2 - 23B22 FASE C		
19830	NAVE 2 - 23M22 FASE A	NUOVA MAGRINI GALILEO	1992/1993
19829	NAVE 2 - 23M22 FASE B		



19831	NAVE 2 - 23M22 FASE C		
-------	-----------------------	--	--

Los interruptores 23B12, 23A12 y 23M12, están asociados a las líneas 230-1C, y 230-3A. Los interruptores 23B22, 23A22 y 23M22, están asociados a las líneas 230-2B y 230-4A. Las líneas 230-1C y 2B provienen de la subestación Panamá II, con generación eléctrica de las centrales Bayano y Pacora. Las líneas 230-3A/4A, provienen de la subestación Chorrera, con generación eléctrica de Fortuna y todas las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas ubicadas al oeste del territorio nacional. (Ver diagrama #1).

DIAGRAMA #1



SITUACIÓN ACTUAL:

Las líneas 230-1C y 2B, actualmente están operando al 59% de su cargas nominal en condiciones de demanda máxima, por lo cual, si por algún evento una de ellas quedase fuera de servicio, la otra línea tendrá que ser sobrecargada, limitarse la generación, desplazar energía proveniente de la planta hidroeléctrica AES Bayano o de las térmicas COPESA y EGESA, y/o desconectar carga, en última instancia, según las condiciones de despacho y de la demanda de la ciudad de Panamá, por tal motivo, el patio de 230 KV de la Subestación Panamá debe operar con el máximo de confiabilidad posible.



A continuación se presentan los máximos valores de carga, de las líneas antes señaladas, registrados durante los últimos cuatro días a la fecha de elaboración de este documento:

Cuadro No 2.
VALORES MÁXIMOS DE CARGA DE LAS LÍNEAS 230-2B Y 230-1C

FECHA	Línea 230-2B		Línea 230-1C	
	MVA	%/LÍMITE	MVA	%/LÍMITE
Lunes 25 de abril de 2011	110.62	59.47	110.61	59.47
Martes 26 de abril de 2011	107.48	57.78	107.50	57.80
Miércoles 27 de abril de 2011	113.90	61.23	113.85	61.21
Jueves 28 de abril de 2011	104.54	56.20	104.50	56.18
Límite en operación normal	186.00	MVA		

Los interruptores MAGRINI MHM-e IP tienen dieciocho (18) años de estar en servicio, y los GEC ALSTOM tienen trece (13) y quince (15) años, durante los cuales se les han realizado los mantenimientos menores requeridos. Los mantenimientos mayores se deben realizar cada diez años aproximadamente. Para realizar los mantenimientos mayores se requiere del suministro de piezas del fabricante, solicitadas por pedido especial.

Las fábricas originales de estos interruptores cambiaron de dueño. En el caso de los MAGRINI GALILEO, la compañía SIEMMENS adquirió la patente y, en el caso de los ALSTOM, la actual compañía es AREVA. Los interruptores Nuova Magrini MHMe-Ip 245 ya no se fabrican, solo sus refacciones, por pedido.

Los interruptores GEC ALSTOM HGF-114/4 con mecanismo FKF 1-2 y el GEC ALSTOM FXT14F con mecanismo FK3-2, son únicos en la República de Panamá; las piezas no son intercambiables entre ambos interruptores; y no se dispone de suficiente repuestos para urgencias. Adicionalmente, el mantenimiento mayor presenta similares condiciones a los interruptores MAGRINI, respecto a las condiciones de suministro de fábrica y costo estimado de los repuestos discontinuados. Adicionalmente, no se cuenta con interruptores de 230 kV de reemplazo.



A continuación se presentan los resultados de las últimas pruebas realizadas a los interruptores de 230 kV de la Subestación Panamá.

Cuadro No 3.
RESULTADOS DE PRUEBAS DE LOS INTERRUPTORES DE 230 KVDE LA S/E PANAMÁ

Código Interruptor	Pruebas ejecutadas por ETESA (*)									Valores de Fábrica								
	Resistencia de Contacto ($\mu\Omega$)			Tiempos de Apertura (ms)			Tiempos de Cierre (ms)			Resistencia de Contacto ($\mu\Omega$)			Tiempo de Apertura (ms)			Tiempos de Cierre (ms)		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
23A12	37	37	35	25	25.2	25.1	58.1	59.2	57.8	35	35	35	27	27	27	58	58	58
23A12	30	34	36	24.7	24.9	24.7	57.4	57	57.1									
23A12	38.8	36.1	33.8	25.1	25.2	25	56.4	56.5	56.7									
23A22	37.3	36.9	40.2	25.1	25.4	24.9	57.2	56.9	56.7	35	35	35	27	27	27	58	58	58
23A22	36.7	36.4	39.7	24.6	25.1	24.4	55.7	55.3	55.1									
23A22	37.2	37.5	39.6	24.7	25.3	24.6	56.5	56.1	56.1									
23M22	37.1	37	35.6	25.1	25.4	25.6	59.2	59.4	56.2	35	35	35	27	27	27	58	58	58
23B12	27.7	27.5	27.4	36.6	36.9	38.6	150.5	144.8	150.8									
23B12	29	31	29	37.3	37.1	36.6	143.8	139.5	146.7	56	56	56	28	28	28	150	150	150
23B12	29.2	29.3	28.5	37.3	37.3	36	143.4	139.9	146.5									
23B22	46.4	44.2	49.5	29.1	30.1	30.1	105	105.2	105	56	56	56						
23B22	47.5	46.5	52.2	29.2	30.1	31.1	103.9	104	104									
23B22	45.8	43.8	51.8	28.9	29.7	30.9	103.7	104.3	103.7									
23M22	36.2	36	35	25.2	25.5	25.6	56.3	56.8	56.1									
23M22	37	37	35.8	25.7	26.1	26.3	59.2	59.8	58.6									
23M12	41.6	35.7	36.1	25.7	25.5	25.4	58.9	58.5	57.6	35	35	35	27	27	27	58	58	58
23M12	41	40	36.5	25.7	25.5	25.3	59	58.5	57.7									
23M12	36.2	36	35	26	25.7	25.6	58.8	57.4	56.9									

(*) Estos resultados corresponden a las pruebas realizadas en el año 2009. (Se realizan cada dos años).

Estas pruebas demuestran que los interruptores están operando correctamente, en su parte eléctrica. Estas pruebas no contemplan el funcionamiento de la parte neumática, de mayor desgaste.

OBJETIVO

El proyecto tiene como primer objetivo el reemplazo de los interruptores MAGRINI y GEC ALSTOM de la Subestación Panamá, aunque los mismos no hayan agotado la Vida Útil estimada entre 25 a 30 años, aproximadamente, debido a que el mantenimiento mayor resulta con costos superiores al reemplazo.



OBJETIVOS COMPLEMENTARIOS

Adicionalmente, con el reemplazo de los interruptores, en lugar de proceder con el Mantenimiento Mayor, se logran disminuir los costos de mantenimientos, en función de los requerimientos estándares de mantenimiento general, durante los primeros diez años de los equipos nuevos.

Se espera una disminución de las llamadas por emergencias, con respecto al escenario de no realizar el reemplazo, ya que los problemas de operación o fallas van aumentando en función de las cantidades de operaciones, conforme pasa el tiempo. Con la degradación del equipo, en el tiempo, aumenta la frecuencia de los mantenimientos correctivos, los costos que dichos mantenimientos conllevan y la indisponibilidad de los equipos, es cada vez más frecuente, dando como resultado degradaciones de la calidad del servicio de transmisión, con las consecuentes penalizaciones que pueden surgir, según las reglas de Mercado Eléctrico Nacional actual. (Ver cuadro #4)

El reemplazo completo de estos interruptores garantiza la calidad y continuidad del servicio, al mínimo costo.

Alcance:

El proyecto de reemplazo de interruptores de 230 kV de la S/E Panamá, incluye el suministro y la instalación de seis (6) interruptores de Tanque Muerto, con sus transformadores de corriente tipo Toroide, dos (2) por polo, más una jornada de capacitación de una semana.

En el siguiente cuadro se listan los interruptores de la subestación de Panamá que serán reemplazados:

Cuadro No 4.
INTERRUPTORES DE 230 Kv DE LA S/E PANAMÁ A SER REEMPLAZADOS

Código	Marca	Modelo	# de serie	Voltaje(Kv)	Corriente(A)
23A22	Nuova Magrini	245MHMe-IP	152285	245	2000
23M12	Nuova Magrini	245MHMe-IP	152283	245	2000
23A22	Nuova Magrini	245MHMe-IP	152286	245	2000
23M22	Nuova Magrini	245MHMe-IP	152284	245	2000
23B12	GEC ALSTOM	HGF-114/14	13550-0010-1	245	3150
23B22	GEC ALSTOM	FXT14F	418-632-00-01	245	3150

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

Los fabricantes, a través de sus manuales de instrucción, indican que los mantenimientos mayores generales preventivos requieren inversiones para la reposición parcial de los interruptores, como por ejemplo el cambio de las cámaras interruptivas, cuando ocurra uno de los siguientes eventos:

- Cada 1000 operaciones a plena carga.
- Cada 10 años de servicio.
- Cada 700 kA acumulados de carga y/o por falla.

En el cuadro No.5 se presenta el número de operaciones, registrados por fase, acumulados a febrero de 2011.

Cuadro No 5.

**CANTIDAD DE OPERACIONES DE LOS INTERRUPTORES DE 230 KV DE LA S/E PANAMÁ
 REGISTRO ACUMULADO A FEBRERO 2011**

CÓDIGO	FASE A	FASE B	FASE C
23A12	943	699	792
23A22	747	926	614
23M12	1048	847	1142
23M22	990	880	790
23B12	640	638	651
23B22	614	614	611

Se observa que dos de las fases del interruptor 23M12 superan las 1,000 operaciones, mientras que el 23M22 y el 23A12 muestran registros próximos a las 1,000 operaciones.

Como se indicó anteriormente, los interruptores MAGRINI MHM-e IP tienen dieciocho (18) años de estar en servicio, y los GEC ALSTOM tienen trece (13) y quince (15) años.

El registro de kA acumulados no está implementado en la S/E Panamá, debido a que los relevadores de protección instalados no tienen esta capacidad.

De acuerdo a las fechas de inicio de operación, a los registros de operaciones y a las especificaciones técnicas del fabricante, los interruptores de 230 kV de la S/E Panamá requieren mantenimientos mayores.



Adicionalmente, con la reposición se prevé un cambio tecnológico necesario, retirando los interruptores de Tanque Vivo, e instalando interruptores de Tanque Muerto, mejorando con ello el funcionamiento de la S/E Panamá, con lo cual se espera una disminución de posibles fallas por efectos de que los Transformadores de Corriente tipo pedestal son más susceptibles a explosiones, por la degradación del aceite aislante con que están relleno, además, con los tanques muertos se elimina la posibilidad de Anomalías Térmicas (Puntos Calientes) al eliminarse los conectores, tornillos etc.

La rehabilitación preventiva cíclica, de mantenimiento mayor, es requerida para que el equipamiento se mantenga operando durante el periodo de vida útil esperada. Sin embargo, de acuerdo al fabricante, cuando se requiera el **segundo mantenimiento mayor (a los veinte años), se debe evaluar el reemplazo per se**, ya que, generalmente, la compra de un equipo nuevo es más económica, que la rehabilitación de los equipos con muchas operaciones.

JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

Para el mantenimiento mayor, la empresa **SIEMENS**, que compró a la empresa MAGRINI, confeccionó una oferta económica para la compra de doce (12) cámaras interruptivas, para cuatro (4) interruptores MAGRINI GALILEO, con un técnico para instalación o montaje y capacitación al personal de mantenimiento, a un costo de **B/.952,120.24 (Anexo No. 1)**

Con base en la cotización indicada anteriormente, se estima que el mantenimiento mayor, equivalente, para la rehabilitación de los seis (6) interruptores de 230 kV de la S/E Panamá, tendría un costo aproximado de **1.5 millones de Balboas**.

Para la reposición total de los seis (6) interruptores de 230 kV de la S/E Panamá, se han estimado los siguientes costos.

Cuadro No 6.

COSTO DE REPOSICIÓN DE SEIS INTERRUPTORES DE 230 KV EN LA S/E
PANAMÁ



DETALLE	UNIDAD / %	IMPORTE (B/.)
Suministro (puesto en obra)	USD	510,000.00
Herrajes, estructuras y soportes	15.25%	77,775.00
Cables, conductores, ductos, etc.	10.00%	51,000.00
Subtotal	USD	638,775.00
Desmontaje y Montaje	12.08%	77,164.02
Subtotal- COSTOS BASE	USD	715,939.02
Contingencias	5%	35,796.95
Diseño	3%	21,478.17
Ingeniería	4%	28,637.56
Inspección	3%	21,478.17
Administración	4%	28,637.56
TOTAL		851,967.43

El costo del mantenimiento mayor, es superior al costo de reposición total, por lo tanto, la reposición total, mediante la compra e instalación de los interruptores nuevos es la alternativa de mínimo costo.

ESCENARIO SIN PROYECTO:

La falla de dos interruptores en este esquema (Interruptor y medio ver diagrama #1), daría como resultado, la salida de alguna línea o indisposición de uno de los elementos de transformación que ocasionaría restricciones de flujo a los generadores asociados. Al tener fuera de servicio uno de los interruptores, resultaría que los mantenimientos preventivos programados, y las operaciones del día a día estarían restringidos, esta situación ocasionaría inestabilidad y disminuiría la confiabilidad, al sistema.

En el Cuadro No. 7 se muestra el análisis de costo con y sin proyecto en el que se demuestra que, a valor presente, el escenario sin proyecto resulta B/. 496,145.38 más oneroso, en concepto de costos de mantenimiento, que un escenario en el que sí se realice el proyecto. Los Cuadros No. 8, 9 y 10 detallan los costos de operación y mantenimiento de los escenarios con y sin proyecto.

Cuadro No. 7.



Análisis de Costo Con y Sin Proyecto

AÑO	CON PROYECTO DE REPOSICIÓN				SIN PROYECTO DE REPOSICIÓN		
	INVERSIÓN	DESCARTE	AOYM	TOTAL	INVERSION	AOYM	TOTAL
2013	851,967	428,662	11,894	1,292,524	1,428,180	18,204	1,446,384
2014			3,270	3,270		18,827	18,827
2015			3,391	3,391		19,475	19,475
2016			15,745	15,745		32,702	32,702
2017			16,009	16,009		33,259	33,259
2018			16,285	16,285		33,840	33,840
2019			16,573	16,573		34,447	34,447
2020			16,874	16,874		35,080	35,080
2021			22,039	22,039		40,592	40,592
2022			22,534	22,534		41,448	41,448
2023	1,144,973		31,963	1,176,936	1,919,355	51,255	1,970,610
2024			32,537	32,537		52,224	52,224
2025			33,138	33,138		53,237	53,237
VALOR PRESENTE				\$1,636,929.31			\$2,133,074.69

BENEFICIOS DEL PROYECTO

1. El reemplazo de estos interruptores, redundará en una mejor calidad del servicio, ampliando a garantía de continuidad, debido a la disminución del riesgo de paradas forzosas por daños inesperados o por mal funcionamiento de algún componente de los interruptores que han estado operando durante 15 a 20 años.
2. Mejora la confiabilidad del sistema, debido a la minimización de riesgos por salidas no programadas.
3. Reducción de costos de mantenimiento, dado que se requerirán sólo mantenimientos menores estándares.
4. Mejoras de eficiencias de mantenimiento y reducción de costos, por la capacitación y actualización de los colaboradores, para las labores de mantenimiento, y disminución de los costos de técnicos extranjeros especializados.
5. Los interruptores Tipo Tanque Muerto previstos a instalar no requieren de los pedestales para los Transformadores de Corriente que usan los Interruptores Tipo Tanque Vivo. Esta ventaja, limita en gran proporción, posibles fallas del equipo, ya que al estar provistos de Transformadores de Corriente Tipo Toroidales, la causa de falla de los Transformadores de Corriente por efecto del aceite aislante, no ocurriría. De igual forma, las anomalías térmicas desaparecerían porque los Toroidales no requieren de encapsulamiento especial aislado, como los diseñados para los interruptores Tanque Vivo.





2221

**Cuadro No. 8.
CUADRO DE DESEMBOLSO**

Flujos de cajas para los años 2013 según la programación de los trabajos.

REPOSICIÓN DE INTERRUPTORES MAGRINI GALILEO MHM-e IP Y GEC ALSTOM DE 230kv S/E PANAMÁ												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Octubre	Nov.	Totales
Trámites Administrativos	2,603	2,603	2,603	2,603	2,603	2,603	2,603	2,603	2,603	2,603	2,603	28,638
Diseño e Ing.	8,353	8,353	8,353	8,353	8,353	8,353						50,116
Inspección								5,370	5,370	5,370	5,370	21,478
Imprevistos	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	35,797
Suministro							511,020				127,755	638,775
Desmontaje y Montaje											77,164	77,164
Totales	14,210	14,210	14,210	14,210	14,210	14,210	516,878	11,227	11,227	11,227	216,146	\$ 851,967

Cuadro No. 9.
COSTOS ESTIMADOS DE MANTENIMIENTOS

Año	Mantenimiento Preventivo				Mantenimiento Correctivo ²⁵				Mantenimiento Predictivo				Gran total
	Mano Obra	Insumos	Frecuencia	Total	Mano Obra	Insumos	Frecuencia	Total	Mano Obra	Insumos	Frecuencia	Total	
ESCENARIO SIN PROYECTO, CON MANTENIMIENTO MAYOR EN EL AÑO 2013													
2011	344.46	60.13	3.00	1213.78	1248.02	35.82	1.00	1283.84	136.90	33.00	2.00	339.79	2837.42
2012	354.80	64.34	3.00	1257.41	1285.46	38.33	1.00	1323.79	141.00	35.31	2.00	352.63	2933.83
2013	365.44	68.84	3.00	1302.86	1324.02	41.01	1.00	1365.04	145.23	37.78	2.00	366.03	3033.93
2014	376.40	73.66	3.00	1350.20	1363.75	43.89	1.00	1407.63	149.59	40.43	2.00	380.04	3137.87
2015	387.70	78.82	3.00	1399.55	1404.66	46.96	1.00	1451.61	154.08	43.26	2.00	394.67	3245.83
2016	399.33	84.34	4.00	1934.66	1446.80	50.24	2.00	2994.08	158.70	43.26	3.00	605.87	5534.61
2017	411.31	90.24	4.00	2006.19	1490.20	53.76	2.00	3087.92	163.46	43.26	3.00	620.16	5714.27
2018	423.65	96.56	4.00	2080.82	1534.91	57.52	2.00	3184.86	168.37	43.26	3.00	634.87	5900.55
2019	436.36	103.32	4.00	2158.69	1580.95	61.55	2.00	3285.01	173.42	43.26	3.00	650.02	6093.72
2020	449.45	110.55	4.00	2239.98	1628.38	65.86	2.00	3388.49	178.62	43.26	3.00	665.63	6294.09
2021	462.93	118.29	5.00	2906.08	1677.23	70.47	2.00	3495.41	183.98	43.26	4.00	908.94	7310.43
2022	476.82	126.57	5.00	3016.92	1727.55	75.40	2.00	3605.91	189.50	43.26	4.00	931.02	7553.85
2023	491.12	135.43	5.00	3132.75	1779.38	80.68	3.00	5580.18	195.18	43.26	4.00	953.76	9666.68
2024	505.86	144.91	5.00	3253.81	1832.76	86.33	3.00	5757.26	201.04	43.26	4.00	977.18	9988.26
2025	521.03	155.05	5.00	3380.41	1887.74	92.37	3.00	5940.34	207.07	43.26	4.00	1001.30	10322.05

Cuadro No. 10.



2223

COSTOS ESTIMADOS DE MANTENIMIENTOS

Año	Mantenimiento Preventivo				Mantenimiento Correctivo **				Mantenimiento Predictivo				Gran total
	Mano Obra	Insumos	Frecuencia	Total	Mano Obra	Insumos	Frecuencia	Total	Mano Obra	Insumos	Frecuencia	Total	
ESCENARIO CON PROYECTO, CON REPOSICION TOTAL EN EL AÑO 2013													
2011	344.46	60.13	3.00	1213.78	1248.02	35.82	1.00	1283.84	136.90	33.00	2.00	339.79	2837.42
2012	354.80	64.34	3.00	1257.41	1285.46	38.33	1.00	1323.79	141.00	35.31	2.00	352.63	2933.83
2013	365.44	68.84	1.00	434.29	1324.02	41.01	1.00	1365.04	145.23	37.78	1.00	183.02	1982.34
2014	376.40	73.66	1.00	450.07	1363.75	43.89	0.00	0.00	149.59	40.43	0.50	95.01	545.08
2015	387.70	78.82	1.00	466.52	1404.66	46.96	0.00	0.00	154.08	43.26	0.50	98.67	565.18
2016	399.33	84.34	2.00	967.33	1446.80	50.24	1.00	1497.04	158.70	43.26	1.00	201.96	2666.33
2017	411.31	90.24	2.00	1003.10	1490.20	53.76	1.00	1543.96	163.46	43.26	1.00	206.72	2753.78
2018	423.65	96.56	2.00	1040.41	1534.91	57.52	1.00	1592.43	168.37	43.26	1.00	211.62	2844.46
2019	436.36	103.32	2.00	1079.34	1580.95	61.55	1.00	1642.51	173.42	43.26	1.00	216.67	2938.52
2020	449.45	110.55	2.00	1119.99	1628.38	65.86	1.00	1694.24	178.62	43.26	1.00	221.88	3036.11
2021	462.93	118.29	3.00	1743.65	1677.23	70.47	1.00	1747.70	183.98	43.26	2.00	454.47	3945.82
2022	476.82	126.57	3.00	1810.15	1727.55	75.40	1.00	1802.95	189.50	43.26	2.00	465.51	4078.62
2023	491.12	135.43	3.00	1879.65	1779.38	80.68	2.00	3720.12	195.18	43.26	2.00	476.88	6076.64
2024	505.86	144.91	3.00	1952.29	1832.76	86.33	2.00	3838.18	201.04	43.26	2.00	488.59	6279.05
2025	521.03	155.05	3.00	2028.25	1887.74	92.37	2.00	3960.23	207.07	43.26	2.00	500.65	6489.13
Indice de escalación de costo de mano obra e insumos								1.03					

Cuadro No. 11.

Costo estimado de mantenimientos (Resumen)

**SIN PROYECTO
POR TIPO DE MANTENIMIENTO**

Año	Preventivo	Correctivo	Predictivo	TOTAL
2011	7,283	7,703	2,039	17,025
2012	7,544	7,943	2,116	17,603
2013	7,817	8,190	2,196	18,204
2014	8,101	8,446	2,280	18,827
2015	8,397	8,710	2,368	19,475
2016	11,608	17,964	3,635	33,208
2017	12,037	18,528	3,721	34,286
2018	12,485	19,109	3,809	35,403
2019	12,952	19,710	3,900	36,562
2020	13,440	20,331	3,994	37,765
2021	17,437	20,972	5,454	43,863
2022	18,102	21,635	5,586	45,323
2023	18,796	33,481	5,723	58,000
2024	19,523	34,544	5,863	59,930
2025	20,282	35,642	6,008	61,932

**CON PROYECTO
POR TIPO DE MANTENIMIENTO**

Año	Preventivo	Correctivo	Predictivo	TOTAL
2011	7,283	7,703	2,039	17,025
2012	7,544	7,943	2,116	17,603
2013	2,606	8,190	1,098	11,894
2014	2,700	-	570	3,270
2015	2,799	-	592	3,391
2016	5,804	8,982	1,212	15,998
2017	6,019	9,264	1,240	16,523
2018	6,242	9,555	1,270	17,067
2019	6,476	9,855	1,300	17,631
2020	6,720	10,165	1,331	18,217
2021	10,462	10,486	2,727	23,675
2022	10,861	10,818	2,793	24,472
2023	11,278	22,321	2,861	36,460
2024	11,714	23,029	2,932	37,674
2025	12,169	23,761	3,004	38,935

Con proyecto, el predictivo es una vez cada 5 años.

Cuadro No. 12.**Costos de Energía por Circuito**

Circuito	Interruptor asociado	Probabilidad de falla			Energía perdida [MWh/año]			VPN inversión	VPN costo de falla [USD]			Promedio
		2011	2012	2013	2011	2012	2013	USD	2011	2012	2013	
230-3A	23M22/B22	100%	100%	100%	123576.12	150602.98	177691.62	299260.77	411593.45	399708.12	385551.37	398950.98
230-2B	23A22/M22	93%	95%	97%	123576.12	150602.98	177691.62	74851.68	191125.89	200894.37	206062.62	199360.96
230-2B / 230-4A	23A12/M12-23B12/M12	93%	95%	97%	123576.12	150602.98	177691.62	74851.68	191125.89	200894.37	206062.62	199360.96
230-4A	23B12/M12	100%	100%	100%	123576.12	150602.98	177691.62	359249.23	466531.23	450005.68	431604.85	449380.58

Cuadro No. 13.**Condiciones de Reparación de Daños en Interruptores**

Subestacion / Patio	Equipo	Pertenece o afecta a:	Estimacion de Reparacion		Observaciones
			Se tiene Repuesto	No se tiene Repuesto	
Patio 230 KV-Panamá	23B23	Interruptor 23B22	8 hrs	3 meses	Si es del lado de barra habra que aislarla
Patio 230 KV-Panamá	23B21	Interruptor 23B22	8 hrs	3 meses	Si es lado del nodo afectara la linea 230-4 A
Patio 230 KV-Panamá	23M23	Interruptor 23M22	8 hrs	3 meses	Si es lado del nodo afectara la linea 230-3 A
Patio 230 KV-Panamá	23A11	Interruptor 23A12	8 hrs	3 meses	Si es del lado de barra habra que aislarla
Patio 230 KV-Panamá	23A21	Interruptor 23A22	8 hrs	3 meses	Si es del lado de barra habra que aislarla
Patio 230 KV-Panamá	23A23	Interruptor 23A22	8 hrs	3 meses	Si es lado del nodo afectara la linea 230-1 C



Cuadro No. 14.

Detalle de Valor de Adquisición y Neto de Interruptores de Potencia 230 KV de la S/E PANAMA al 30 de abril de 2011

Id_General	Localización	Marca	Año de Fabricación / Capitalización	Costo Histórico	Depreciación Acumulada	Valor Neto al 30 de abril de 2011	Depreciación Estimada por año	Depreciación Estimada por DIA (365)	Fecha Actual del proyecto
19777	NAVE 1 - 23 ^a 12 FASE A	NUOVA MAGRINI GALILEO	1992/1993	98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19776	NAVE 1 - 23 ^a 12 FASE B			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19778	NAVE 1 - 23 ^a 12 FASE C			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19797	NAVE 1 - 23B12 FASE A	ALSTOM	1996/1996	98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19798	NAVE 1 - 23B12 FASE B			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19799	NAVE 1 - 23B12 FASE C			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19789	NAVE 1 - 23M12 FASE A	NUOVA MAGRINI GALILEO	1992/1993	98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19788	NAVE 1 - 23M12 FASE B			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19790	NAVE 1 - 23M12 FASE C			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19818	NAVE 2 - 23 ^a 22 FASE A	NUOVA MAGRINI GALILEO	1992/1993	98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19817	NAVE 2 - 23 ^a 22 FASE B			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19819	NAVE 2 - 23 ^a 22 FASE C			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19838	NAVE 2 - 23B22 FASE A	ALSTOM	1996/1998	98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19839	NAVE 2 - 23B22 FASE B			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19840	NAVE 2 - 23B22 FASE C			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19830	NAVE 2 - 23M22 FASE A	NUOVA MAGRINI GALILEO	1992/1993	98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19829	NAVE 2 - 23M22 FASE B			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19831	NAVE 2 - 23M22 FASE C			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
Total				1,781,197.20	1,227,971.52	553,225.68	50,891.22	139.43	

ANEXO No. 1

Siemens, S.A.

Propuesta: PANRCH125
Fecha: Julio 05.2010

Energía



Ing. Conrado E. Anria.
Zona1 Gerencia de Operaciones y Mantenimiento
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Energy

Tel: (+507) - 501-8932
FAX: (507) 501-3545
Email: canria@etesa.com.pa
<http://www.etesa.com.pa>

Propuesta SIEMENS, S.A.

Muy estimado Ing. Anria:

Atendiendo a su apreciable solicitud de propuesta y de acuerdo con sus necesidades, nos permitimos poner a su consideración nuestra mejor propuesta técnica y comercial con equipo innovador SIEMENS, S.A.

SIEMENS, S.A. le garantiza que los equipos serán fabricados e instalados de acuerdo a sus necesidades, bajo un estricto programa de calidad en sus procesos y en sus componentes.

Sin otro particular, quedamos a sus órdenes para cualquier duda o aclaración, brindándole como siempre un excelente servicio.

Atentamente,

SIEMENS, S.A.
Energy

Sus contactos en SIEMENS, S.A.

Responsable de ventas	Rubén Chávez Trejos
Teléfono	507 391 2499 Ext. 110
Fax	507 391 24 98
Correo electrónico	ruben.chavez@siemens.com

Responsable técnico	Ing. Omar Laredo
Teléfono	507 391 2499 Ext. 111
Fax	507 391 24 98
Correo electrónico	omar.laredo@siemens.com

Consulte nuestra página <http://www.siemens.com> donde además de los equipos para la transmisión y distribución de energía, usted encontrará una amplia gama de soluciones a sus necesidades tecnológicas.

Siemens, S.A.

Avenida Justo Arosemena y calle 44 bellavista, Panamá. Tel. (507) 391 2499 Fax. (507) 391 2498



2. Propuesta comercial

Muy estimado:

Por medio de la presente nos permitimos someter a su consideración nuestra propuesta para su proyecto, cuyo alcance se detalla en el Alcance de Suministro:

2.1. Precio global de la propuesta

Item	Cant.	Unidad	Descripción	Precio unitario USD	Precio total USD
1.0	1	LOTE	Spare Parts for circuit breaker type 245 MHMe-1P		
1.1	12	Pzas	Complete Pole included: - Interrupting chamber - Supporting insulator - Transmission rod - Operating Mechanism See fig. items f + e + d (here attached)	68,944.00	827,328.00
2.0	1	Serv.	Supervision in site		
2.1	1	Serv.	Supervisor to supervise the repair / rehabilitation of the Circuit Breakers type 245 MHMe-1P with the assistance of Customer technicians, for 10 day.	62,504.00	62,504.00
				Subtotal usd	889,832.00
				ITBMS 7%	62,288.24
				Tota USD DDP Panamá	952,120.24

Nuestro precio total es de novecientos cincuenta y dos mil ciento veinte con 24/100 dólares.

2.2. Base de los precios

Los precios indicados en la presente propuesta se entienden fijos en dólares estadounidenses, pagaderos en la misma moneda o en su equivalente en moneda nacional al tipo de cambio vigente en la fecha de pago.

Los precios son válidos si el contrato/orden es colocado durante la vigencia de la propuesta y por la totalidad de los conceptos.

Cualquier solicitud de cambio en la especificación original, en cantidad, tipo y/o características técnicas de componentes del equipo, modificará el Precio y la fecha de entrega del pedido; dicha modificación dependerá de la magnitud del cambio.

Siemens, S.A.

Avenida Justo Arosemena y calle 44 bellavista, Panamá. Tel. (507) 391 2499 Fax. (507) 391 2490

PROYECTO: Mejoras al Sistema de Adquisición de Datos de Relés

ANTECEDENTES:

El grupo de protección, interesado en brindar una respuesta rápida y eficiente a los eventos que Subestación suscitan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), propone realizar mejoras el sistema de adquisición de datos de los relés instalados a los largo del sistema de transmisión.



OBJETIVO GENERAL:

Contar con la información correspondiente a cualquier evento ocurrido en el SIN de una forma rápida y eficaz. Tener acceso remoto con todos los relés de protección que así lo permitan en las diferentes subestaciones desde el Centro de Gestión de Protecciones.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Instalar un concentrador de comunicaciones en Subestación Veladero, Subestación Llano Sánchez (Nueva) y Subestación Guasquitas con el fin de integrar las teleprotecciones y la red ABB SPA de dichas subestaciones al sistema de adquisición de datos.
- Instalar un concentrador de comunicaciones en el Centro de Gestión de Protecciones, con el fin de ampliar la capacidad de comunicación actual.
- Integrar al sistema de adquisición de datos los relés de la serie MICOM-Px3x instalados en Subestación Progreso, Subestación Mata del Nance y Subestación Panamá, mediante la instalación de convertidores RS485-RS232 en dichas subestaciones.
- Integrar al sistema de adquisición de datos los relés de la serie MICOM-Px4x instalados en Subestación Cáceres, mediante la instalación de convertidores Courier-RS232 en dicha subestación.
- Integrar al sistema de adquisición de datos las protecciones diferenciales de las líneas 115-17 y 115-18, instalando convertidores RS485-RS232 en las subestaciones de La Estrella y Los Valles.
- Instalar software de adquisición automática y almacenaje de reportes de eventos y fallas para los relés marca SEL y GE.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

Los equipos solicitados deben ser instalados debido a las siguientes condiciones operativas:

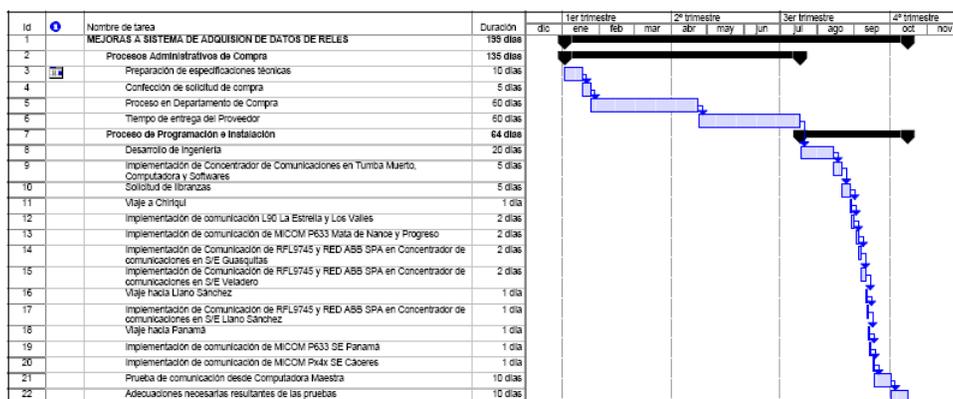
1. **Mejor Análisis:** Contando con mayor información referente a un determinado suceso registrado en el SIN, pueden realizar análisis más completos de estos y tomar las acciones requeridas con el fin de reducir los efectos perjudiciales que puedan tener sobre el sistema.

2. **Respuesta Rápida:** Al suscitarse un evento, alarma o cualquier otra situación de emergencia que requiera atención por parte del grupo de protección, tendrá la facilidad de revisar el/los equipos involucrados y dar un diagnóstico al instante de la situación, en lugar de esperar a que el personal se traslade a Subestación y realice una inspección en sitio de lo ocurrido.
3. **Prevención:** Teniendo integrados la mayoría de los equipos al sistema de adquisición de datos, se pueden efectuar monitoreos periódicos de las condiciones operativas de los mismos, con el propósito de anticipar cualquier condición irregular que pueda afectar el desempeño de estos.



JUSTIFICACIÓN ECONOMICA:

1. **Costos de Funcionamiento:** Al no tener que desplazarse personal a los sitios para dar atención a los eventos que Subestación susciten en el SIN, Subestación estaría reduciendo considerablemente los costos de funcionamiento en concepto de sobretiempo, combustible y gastos de alimentación.
2. **No instalación de Equipos:** De no instalar los equipos antes mencionados, ETESA podría incurrir en costos de energía no servida producto de la salida no atendida en forma rápida de un componente importante del sistema, tal como una línea de transmisión o un transformador de potencia.
3. **Costo total de la inversión.** B/. 44,938.00
4. **Cronograma de Trabajo**



5. Detalle de la Inversión

Descripción	Suministro (B/.)	Instalación (B/.)	Total (B/.)
Costos Base			
Gestores de comunicación (4)	18,000.00	2,358.00	20,358.00
Convertidores RS485-RS232 (5)	1,250.00	2,356.00	3,606.00
Convertidores Courier-RS232 (2)	600.00	2,356.00	2,956.00
Equipos de computadoras y licencias	8,200.00		8,200.00
Materiales Eléctricos	4,300.00	0.00	4,300.00
Cable de control			
Borneras de conexión			
Terminales para cables			
Etiquetas para cables			
Subtotal Base			39,420.00
Costos Indirectos			
Diseño			1,182.60
Ingeniería			1,576.80
Inspección			1,182.60
Administración			1,576.80
Contingencias			0.00
Subtotal Costos Indirectos			5,518.80
Total del Proyecto			44,938.80

6. Flujo de Desembolso

Etapas	2012	2013	2014	2015
Suministro	39,420.00			
Diseño	1,182.60			
Ingeniería	1,576.80			
Inspección	1,182.60			
Administración	1,576.80			
Contingencia	0.00			
Total	44,938.80			