

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa a la obtención del título de: Ingeniero Eléctrico

**TEMA:
FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA
SUBTERRÁNEO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE UN
SISTEMA CROSS-BONDING**

**AUTOR:
EDISON FABRICIO LÓPEZ ANDRANGO**

**DIRECTOR:
SANTIAGO ESPINOSA GUALOTUÑA**

Quito, Marzo de 2015

DECLARATORIA DE AUTORÍA:

Yo, Edison Fabricio López Andrango autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 06 de Marzo del 2015

Edison Fabricio López Andrango
CC: 171838594-9

AUTOR

CERTIFICA:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe del trabajo final de carrera, “FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA SUBTERRANEO DE TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA MEDIANTE UN SISTEMA CROSS-BONDING” realizada por el Sr. Edison Fabricio López Andrango, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 06 de Marzo del 2013

Ing. Santiago Espinosa Gualotuña
DIRECTOR

DEDICATORIA.

Edison Fabricio López Andrango

Este proyecto es dedicado en primer lugar a Dios por brindarme las fuerzas necesarias para seguir adelante y no desfallecer antes las adversidades que se me presentaron durante el transcurso de mi vida estudiantil.

Con mucho amor principalmente a mi madre, a mi hija Danna López, a mi familia, amigos y todas aquellas personas que me apoyaron incondicionalmente, que creyeron y confiaron en mí en cada una de las etapas de mi vida.

AGRADECIMIENTO.

Edison Fabricio López Andrango

El resultado obtenido en este proyecto se debe al esfuerzo de varias personas las cuales han hecho posible la realización y culminación de este trabajo. Por esta razón agradezco de todo corazón a mi director de tesis Ing. Santiago Espinosa, por brindarme la oportunidad de contar con sus conocimientos, experiencia, paciencia y dedicación en la realización de esta investigación.

Agradezco también a la Universidad Politécnica Salesiana y a todos sus docentes muy bien calificados, los cuales me han impartido sus conocimientos, valores, experiencias a lo largo de mi vida estudiantil; agradezco el haberme brindado la oportunidad de realizar y culminar mis estudios superiores, con el objetivo de forjar un futuro más prometedor formándonos como personas de bien.

INDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.	2
INTRODUCCIÓN.	2
1.1. Sistema eléctrico en el sector petrolero.	2
1.1.1. Sistema de generación eléctrica de las operadoras petroleras estatales.	4
1.1.2. Sistema de generación eléctrica de las operadoras petroleras privadas.	4
1.1.3. Sistema de sub-transmisión y distribución de energía eléctrica.	5
1.1.4. Sistema de generación, proyecto OGE sectorial.....	6
1.2. Fuentes de energía eléctrica.	9
1.2.1. Fuentes de energía renovables.	9
1.2.1.1. Energía hidráulica.	10
1.2.1.2. Energía solar.	11
1.2.1.3. Energía eólica.	12
1.2.1.4. Energía mareomotriz.	12
1.2.1.5. Energía de biomasa.	13
1.2.2. Fuentes de energía no renovables.	13
1.2.2.1. Carbón.	14
1.2.2.2. Petróleo.....	14
1.2.2.3. Gas natural.....	14
1.2.2.4. Energía nuclear.	15
1.3. Sistemas de transmisión de energía subterránea a nivel de 69 kV.....	15
1.3.1. Instalación subterránea.	16
1.3.2. Cables de poder y su estructura.	16
1.3.2.1. Conductores.	18
1.3.2.2. Aislamientos.	20
1.3.2.3. Capas semiconductoras.	25
1.3.2.4. Pantallas.....	26

1.3.2.5.	Armadura y cubierta externa.	26
1.4.	Introducción al sistema Cross-Bonding.....	27
1.4.1.	Definición del sistema Cross-Bonding.....	27
1.4.2.	Configuración básica del Cross-Bonding.....	28
CAPÍTULO II.....		31
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA “CROSS-BONDING”		31
2.1.	Diseño de la red de transmisión empleando tecnología Cross-Bonding.	31
2.1.1.	Ubicación geográfica de las estaciones a conectar EPF & ECB.	32
2.1.2.	Trayectoria de la línea de transmisión subterránea entre el EPF y ECB.....	34
2.1.3.	Configuración Cross-Bonding de la línea del EPF hacia la ECB.....	36
2.1.3.1.	Diagrama Unifilar – Conexión EPF & ECB	37
2.1.3.2.	Configuración del sistema.	39
2.2.	Estudios eléctricos de los componentes principales del Cross-Bonding.....	44
2.2.1.	Conductor	44
2.2.2.	Cajas de Cross-Bonding y aterrizamiento.	49
2.2.3.	Empalmes y puntas terminales.	53
2.2.4.	Casing de Aluminio & Brea Asfáltica.....	53
2.3.	Análisis de la infraestructura e impacto ambiental del sistema Cross-Bonding ...	54
2.3.1.	Fase de construcción.	54
2.3.2.	Fase de funcionamiento.....	56
2.3.3.	Impacto ambiental.....	57
2.4.	Evaluación de costo para la implementación del sistema Cross-Bonding.	58
2.4.1.	Procura.....	58
2.4.2.	Construcción.....	59
CAPÍTULO III.....		64
EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICO DEL SISTEMA “CROSS-BONDING”		64
3.1.	Benchmarking de materiales para el sistema “Cross-Bonding”.	64
3.1.1.	Definición de benchmarking.....	64
3.1.2.	Tipos de benchmarking.	65

3.1.3.	Estructura de un benchmarking.	66
3.1.4.	Desarrollo del benchmarking del conductor eléctrico.....	68
3.2.	Evaluación Económica.	69
3.2.1.	Evaluación económica de la procura.....	69
3.2.2.	Evaluación económica del servicio.	71
3.2.2.1.	Análisis de precios unitarios (APU).....	72
3.2.2.2.	Desglose de precios unitarios del proyecto.	74
3.3.	Evaluación Técnica.	77
3.3.1.	Análisis de pérdidas en las pantallas.	78
3.3.1.1.	Análisis de tensiones inducidas.	78
3.3.1.2.	Pérdidas de potencia en las pantallas.	83
3.3.2.	Pérdidas de potencia en el conductor.	86
3.3.2.1.	Efecto pelicular.	88
3.3.2.2.	Efecto proximidad.	89
3.4.	Análisis de la puesta en marcha del sistema “Cross-Bonding”.	91
CAPITULO IV.....		94
ANALISIS DE RESULTADOS		94
4.1.	Beneficios de la propuesta técnica.	94
4.1.1.	Costo de pérdidas en las pantallas.....	94
4.1.2.	Valor económico de las pérdidas en conductor.	98
4.2.	Evaluación financiera y análisis.....	100
4.2.1.	Datos de partida.	100
4.2.2.	Desarrollo del análisis.	103
4.2.2.1.	Valor actual neto (VAN).	104
4.2.2.2.	Tasa interna de retorno (TIR).	105
4.2.2.3.	Relación costo - beneficio.	106
4.2.3.	Análisis de resultados.....	106
4.3.	Sensibilidad.....	109
4.3.1.	Antecedentes.....	109

4.3.2.	Análisis de sensibilidad en la evaluación financiera de proyectos de inversión.	110
4.3.3.	Sensibilidad de los indicadores dinámicos financieros.	111
4.4.	Verificación de Hipótesis.	114
CONCLUSIONES.		117
RECOMENDACIONES.		119
LISTA DE REFERENCIAS.		121

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1. 1 <i>Cambio de la matriz energética sin OGE&EE</i>	3
Figura 1. 2 <i>Cambio de la matriz energética con OGE&EE</i>	8
Figura 1. 3 <i>Cambio de la matriz energética con/sin OGE&EE</i>	9
Figura 1. 4 <i>Central hidroeléctrica</i>	10
Figura 1. 5 <i>Generación eléctrica mediante energía solar</i>	11
Figura 1. 6 <i>Generación eléctrica mediante energía eólica</i>	12
Figura 1. 7 <i>Generación eléctrica mediante energía de biomasa</i>	13
Figura 1. 8 <i>Estructura general del cable.</i>	17
Figura 1. 9 <i>Estructura general del cable con aislamiento de papel impregnado</i>	22
Figura 1. 10 <i>Estructura general del cable con aislamiento XLPE</i>	23
Figura 1. 11 <i>Estructura general del cable con aislamiento EPR</i>	24
Figura 1. 12 <i>Configuración de un sistema Cross-Bonding</i>	28
Figura 2. 1 <i>Mapa Geográfico – Bloques de PETROAMAZONAS EP</i>	32
Figura 2. 2 <i>Mapa Geográfico – Estaciones EPF & ECB</i>	34
Figura 2. 3 <i>Trasmisión subterránea de cable eléctrico, fibra óptica y tubería de crudo</i>	35
Figura 2. 4 <i>Técnica de cruce subfluvial</i>	36
Figura 2. 5 <i>Diagrama Unifilar, interconexión EPF y ECB</i>	38
Figura 2. 6 <i>Sección mayor y menor del cross-bonding</i>	39
Figura 2. 7 <i>Distribución de tramos y cajas del sistema Cross-Bonding</i>	43
Figura 2. 8 <i>Precios del cobre y aluminio 2015</i>	44
Figura 2. 9 <i>Corrientes y flujos en pantallas sin extremos enlazados</i>	47
Figura 2. 10 <i>Dos cables con pantallas enlazadas</i>	47
Figura 2. 11 <i>Circuito equivalente formato por el conductor y las pantallas enlazadas</i>	49
Figura 2. 12 <i>Curva característica del limitador de voltaje (SVL)</i>	52
Figura 2. 13 <i>Dimensiones de las zanjas</i>	55
Figura 3. 1 <i>Etapas del Benchmarking</i>	66
Figura 3. 2 <i>Tensión inducida vs longitud</i>	80
Figura 3. 3 <i>Coeficiente k_s y k_p para el cálculo del efecto pelicular y proximidad</i>	87
Figura 3. 4 <i>Efecto pelicular para diferentes frecuencias. La corriente se muestra en azul</i>	88
Figura 3. 5 <i>Efecto proximidad. Corriente en amarillo, campo magnético en azul</i>	90
Figura 4. 1 <i>Factor de pérdida</i>	95
Figura 4. 2 <i>Curva del factor de pérdida (LSF) en función del factor de carga (LDF)</i>	96

Figura 4. 3 <i>Periodo de recuperación de la inversión</i>	108
Figura 4. 4 <i>Grafica del análisis de sensibilidad del VAN</i>	112
Figura 4. 5 <i>Grafica del análisis de sensibilidad de la TIR</i>	114
Figura 4. 6 <i>Pérdidas de potencia en un sistema con y sin Cross-Bonding</i>	115
Figura 4. 7 <i>Costo de pérdidas anuales en un sistema con o sin Cross-Bonding</i>	116

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1. 1 <i>Conductividad eléctrica de los metales</i>	19
Tabla 1. 2 <i>Parámetros del cobre y aluminio</i>	20
Tabla 1. 3 <i>Propiedades de los dieléctricos.</i>	23
Tabla 2. 1 <i>Hoja técnica - Switchgear EPF (SWG-20001)</i>	37
Tabla 2. 2 <i>Hoja técnica - Switchgear ECB (SWG-50001)</i>	38
Tabla 2. 3 <i>Requisición de materiales (MR)</i>	40
Tabla 2. 4 <i>Distribución de tramos/bobinas de cable de poder</i>	42
Tabla 2. 5 <i>Especificación del cable de poder 1/C 750 kcmil, Al, 9 kV</i>	45
Tabla 2. 6 <i>Definición y tabla del grado de protección (IP)</i>	51
Tabla 2. 7 <i>Lista de materiales.</i>	59
Tabla 2. 8 <i>Remuneración mensual 2015 – Sector petrolero.</i>	61
Tabla 2. 9 <i>Costos de alquiler diario de maquinaria pesada</i>	62
Tabla 2. 10 <i>Costos de logística para el proyecto</i>	63
Tabla 3. 1 <i>Comparación técnica entre dos fabricantes (oferente 2 - The Okonite Company)</i>	68
Tabla 3. 2 <i>Oferta económica del material principal (costos USA).</i>	71
Tabla 3. 3 <i>Formato de análisis de precios unitarios (APUs)</i>	74
Tabla 3. 4 <i>Precios de la instalación de la línea de transmisión de 69kV mediante cross- bonding</i>	76
Tabla 3. 5 <i>Tensiones inducidas del circuito de 32,9 km</i>	82
Tabla 3. 6 <i>Resistencia equivalente (Rs)</i>	85
Tabla 3. 7 <i>Costos referenciales por el servicio de energización del sistema.</i>	93
Tabla 4. 1 <i>Costos de operación por tipo de tecnología</i>	95
Tabla 4. 2 <i>Calculo de tensiones inducidas (32,9 km)</i>	97
Tabla 4. 3 <i>Calculo de pérdidas de potencia en la pantalla (32,9 km).</i>	97
Tabla 4. 4 <i>Calculo del costo de pérdidas anuales de potencia en las pantallas (32,9 km).</i> ..	98
Tabla 4. 5 <i>Calculo de la resistencia CC a 20°C y 60°C (32,9 km).</i>	99
Tabla 4. 6 <i>Calculo del efecto pelicular y proximidad (32,9 km).</i>	99
Tabla 4. 7 <i>Calculo de las pérdidas de potencia en el conductor (32,9 km).</i>	99
Tabla 4. 8 <i>Calculo del costo de pérdidas anuales de potencia en el conductor (32,9 km).</i>	100
Tabla 4. 10 <i>Inversión inicial a considerar</i>	102
Tabla 4. 11 <i>Servicio de operación y mantenimiento.</i>	103

Tabla 4. 12 <i>Pérdidas de potencia en transmisión de energía subterránea a 69 kV, con y sin sistema cross-bonding.</i>	106
Tabla 4. 13 <i>Premisas de trabajo</i>	107
Tabla 4. 14 <i>Resultados económicos</i>	107
Tabla 4. 15 <i>Resultados finales de los indicadores económicos</i>	109
Tabla 4. 16 <i>Premisas de trabajo.</i>	111
Tabla 4. 17 <i>Análisis de sensibilidad del VAN</i>	112
Tabla 4. 18 <i>Análisis de sensibilidad de la TIR</i>	113

ÍNDICE DE ECUACIONES.

Ecuación (1).- Demanda energética del sector petrolero (ejemplo).

Ecuación (2).- Onda senoidal.

Ecuación (3).- Onda senoidal en retraso.

Ecuación (4).- Onda senoidal en adelanto.

Ecuación (5).- Tensión Inducida.

Ecuación (6).- Corriente eficaz.

Ecuación (7).- Inductancia mutua.

Ecuación (8).- Inductancia mutua (sistema trifásico con separación equilateral).

Ecuación (9).- Corriente en las pantallas.

Ecuación (10).- Perdidas en la pantalla.

Ecuación (11).- Inductancia.

Ecuación (12).- Reactancia.

Ecuación (13).- Radio medio de la pantalla.

Ecuación (14).- Resistencia del conductor a temperatura de 20°C.

Ecuación (15).- Resistencia del conductor a temperatura diferente de 20°C. (R')

Ecuación (16).- Resistencia equivalente (R_s)

Ecuación (17).- Perdidas en el conductor.

Ecuación (18).- Resistencia en AC.

Ecuación (19).- Efecto pelicular.

Ecuación (20).- Coeficiente K , para el efecto pelicular.

Ecuación (21).- Efecto proximidad.

Ecuación (22).- Coeficiente K , para el efecto proximidad.

Ecuación (23).- Factor de perdida.

Ecuación (24).- Valor Actual Neto (VAN)

Ecuación (25).- Tasa Interna de Retorno (TIR)

ÍNDICE DE ANEXOS.

Anexo 1.- Cable de poder compacto 1/C 750 kcmil de aluminio, aislamiento EPR, apantallado con armadura metálica tipo CLX, chaqueta de PVC retardante a la flama

Anexo 2.- Caja de transposición de pantallas “Cross-Bonding” con limitador de tensión SVL

Anexo 3.- Caja de aterrizamiento de las pantallas con limitador de tensión SVL.

Anexo 4.- Caja de aterrizamiento directo de las pantallas.

Anexo 5.- Casing o misil de aluminio.

Anexo 6.- Terminal para cable armado al 6".onector de 6”

Anexo 7.- Zanja para el tendido del cable eléctrico.

Anexo 8.- Diagrama unifilar.

Anexo 9.- Configuración del sistema Cross-Bonding en la línea de 32,9 km.

Anexo 10.- Formato de análisis de Precios Unitarios APU

Anexo 11.- Comparación técnica del conductor principal.

Anexo 12.- Tabla de cálculos del Valor Actual Neto (VAN), de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y grafica de la recuperación de la inversión.

GLOSARIO DE TÉRMINOS.

PAM EP.- Petroamazonas Empresa Pública.

OGE & EE.- Optimización de Generación Eléctrica y Eficiencia Energética.

EPF.- Facilidad de Producción Edén

ECB.- Estación Central de Bombeo

ITT.- Ishpingo, Tambococha y Tiputini

CONELEC.- Consejo Nacional de Electricidad.

SVL.- Sheath Voltage Limiter.

BPPD.- Barril de Petróleo Producido por Día.

BAPD.- Barril de Agua Producido por Día.

BFPD.- Barril de Fluido Producido por Día.

Resumen

Factibilidad para la implementación de un sistema subterráneo de transmisión de energía eléctrica mediante un sistema Cross-Bonding

Edison Fabricio López Andrango

e87lopez@hotmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

Resumen—Este trabajo presenta una visión completa sobre la factibilidad para la implementación de un sistema subterráneo de transmisión de energía eléctrica mediante un sistema Cross-Bonding como una adecuada alternativa para un proyecto de estas características donde su principal objetivo es el de conectar dos campamentos petroleros del país los mismos que se encuentran bajo la responsabilidad de la principal empresa estatal.

Petroamazonas EP tiene bajo su responsabilidad la explotación responsable y adecuada de los recursos naturales de petróleo, y en virtud su objetivo debe desarrollar y potencializar bloques petroleros y es aquí donde el simple hecho de la ubicación y diversidad geográfica de estos campamentos, dificulta el tendido aéreo de la red eléctrica y entra el sistema Cross-Bonding, el cual mediante su configuración de trasposición de pantallas podemos eliminar pérdidas por efecto de voltajes inducidos en las mismas y producto de estas pérdidas de potencia surgen pérdidas económicas en el sistema.

Índice de Términos—Análisis de precios unitarios (APU), Barril de Agua Producido por Día (BAPD), Barril de fluido Producido por Día (BFPD), Barril de Petróleo Producido por Día (BPPD), Cross-Bonding, Estación Central de Bombeo (ECB), Facilidad de Producción Edén (EPF), Optimización de Generación Eléctrica & Eficiencia Energética (OGE&EE), Pantallas, Petroamazonas EP, Sheath Voltage Limiters (SVL), Voltaje inducido.

Abstract.

Feasibility of implementing a system of underground power transmission through a Cross-Bonding system.

Edison Fabricio López Andrango

e87lopez@hotmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

Abstract—This paper presents a complete overview of the feasibility of implementing a system of underground power transmission through a Cross-Bonding system as a suitable alternative for a project of this nature where the main objective is to connect two oil fields in the country them that are under the responsibility of the principal state enterprise.

Petroamazonas EP is responsible for responsible and proper exploitation of natural resources of oil, and under your goal should develop and empower oil blocks and this is where the simple fact of the location and geographic diversity of these camps tended hinders air mains and enters the Cross-Bonding system, which by its transpose setting screens can eliminate losses as a result of voltages induced in them and the product of these power losses arise economic losses in the system.

Index of Terms—Análisis de precios unitarios (APU), Barril de Agua Producido por Día (BAPD), Barril de fluido Producido por Día (BFPD), Barril de Petróleo Producido por Día (BPPD), Cross-Bonding, Estación Central de Bombeo (ECB), Facilidad de Producción Edén (EPF), Optimización de Generación Eléctrica & Eficiencia Energética (OGE&EE), Pantallas, Petroamazonas EP, Sheath Voltage Limiters (SVL), Voltaje inducido.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el país en miras a un desarrollo sustentable y la continua búsqueda del progreso, el Estado Ecuatoriano no escatima en esfuerzos y hace énfasis en uno de los sectores que le permite obtener mayores réditos económicos, los mismos que ayudaran al desarrollo de la sociedad. En tal virtud, día a día con el avance de la tecnología y la misión de cubrir eficaz y satisfactoriamente las necesidades de una nación, nace la necesidad de ir ampliando responsablemente el sector petrolero con el desarrollo de nuevos campos (bloques), para lo cual uno de los factores primordiales, es la transmisión a grandes distancias de energía eléctrica.

Debido a la complejidad y rigurosidad que conlleva explotar responsablemente el crudo, se requiere disponer de máquinas y equipos de gran potencia para lo cual se debe contar con un sistema eléctrico confiable y rentable, evitando en lo posible pérdidas de potencia y energía considerables en la línea, las mismas que producen pérdidas económicas, perjudiciales para el sistema eléctrico y sobre todo al Estado. Es aquí, donde nos vemos con la necesidad de buscar o implementar sistemas de transmisión de energía eléctrica más rentables, en tal situacional tras un análisis de las condiciones a las cuales estará instalada la red de transmisión, surge como una buena opción técnica y económica la configuración Cross-Bonding o transposición de pantallas para la longitud total de 32,9 km.

Para conseguir un sistema de Cross-Bonding efectivo, se requiere contar con tres tramos de idéntica longitud que permitan obtener tensiones inducidas (por la corriente principal de cada fase) iguales en cada tramo, pero desfasadas a 120° , lo que dará como resultante una suma fasorial de cero (0) voltios y por tanto cero (0) amperios de corriente inducida. Teniendo en cuenta que la disposición de los cables será en configuración trefoil, no es necesario hacer transposición adicional de los cables para evitar tensiones residuales ya que la inductancia mutua entre conductor y pantalla tendrá valor igual en cada fase por la disposición simétrica de las fases. Producto de esta configuración se establece una reducción de pérdidas de potencia en la transmisión subterránea de energía eléctrica.

CAPÍTULO I.

INTRODUCCIÓN.

En el presente capítulo desarrolla de forma general lo referente al sistema eléctrico orientado al sector petrolero, donde se efectuará un análisis sobre la incidencia que tienen compañías del sector petrolero, tanto privadas como estatales, sobre la demanda energética que tiene el país y como las compañías sobre todos estatales aportan con el cambio de la matriz energética.

Complementando de manera clara y desarrollada se habla sobre las fuentes de energía eléctrica, las cuales se dividen principalmente en energías renovables y energías no renovables, para así más adelante incursionar en un sistema de transmisión de energía subterránea, la cual está orientada a ser una de las principales formas de transmisión de energía debido factores ambientales, sociales, entre otros.

1.1. Sistema eléctrico en el sector petrolero.

El sector petrolero está considerado como uno de los principales segmentos de desarrollo en el Ecuador, debido a que tiene el carácter de estratégico para la economía del país, razón por la cual todos sus procesos deben garantizar un producto de calidad, volviendo así que todos los procesos tengan el carácter de exigente en parámetros técnicos, económicos, sociales y ambientales.

Con base a lo comentado, la industria petrolera es intensiva en el consumo de energía eléctrica, la cual se concentra principalmente en los siguientes procesos [1]:

- Bombas electro sumergibles, utilizadas en la extracción de petróleo, agua y gas asociado.
- Transporte secundario del fluido denominados islas de producción hacia las facilidades de producción donde el petróleo, agua y gas asociado son separados.

- Facilidades de producción, sistemas de separación, estaciones de bombeo, sistema booster para inyección de agua, etc.
- Inyección de agua, bien en las facilidades de producción o en sus respectivas islas de inyección.

En tal virtud el sector petrolero requiere de energía eléctrica para el manejo de fluidos (petróleo y agua) “en cantidades que varían entre 0,10 y 0,14 kW por barril de fluido al día (dependiendo de varios factores como economía de escala, tipo de reservorio / presión, corte de agua, etc.)”¹. En otras palabras, si el país extrae 500.000 barriles de petróleo con 3.500.000 barriles de agua, la demanda energética suma aproximadamente [1]:

$$(500.000 \text{ BPPD} + 3.500.000 \text{ BAPD}) \times 0,11 \frac{\text{kW}}{\text{BFPD8}} = 440 \text{ MW} \quad (1)$$

En las condiciones actuales, se puede afirmar que el sector petrolero ecuatoriano estatal no cuenta con suficiente capacidad instalada para cubrir la demanda requerida; lo cual ha obligado a rentar generación a diésel con elevados costos, motivo contraproducente debido a que se exige utilizar un combustible del cual el país es deficitario.

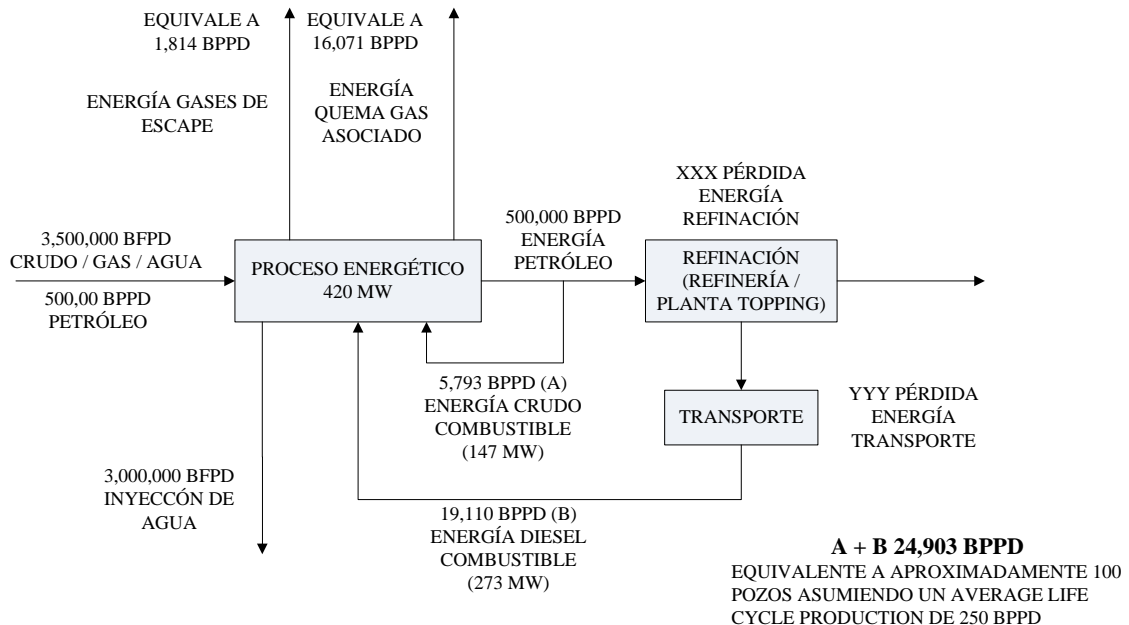


Figura 1. 1 Cambio de la matriz energética sin OGE&EE

Fuente: Cambio de la matriz energética OGE capítulo 4 [1]

¹PETROAMAZONAS EP, Descripción del proyecto OGE, pp. 43

En los últimos 10 años el sector petrolero ha generado un promedio de 150 MW con diésel para lo cual se ha requerido aproximadamente 1.000.000.000 de galones de diésel lo cual equivale a 31.900.000 barriles equivalentes de petróleo (BEP) aproximadamente. Lo anterior ha provocado un egreso para el estado Ecuatoriano por más de US \$ 3,000.000.000 solo en importación de diésel. Cabe recalcar que por cada barril de diésel que importa Ecuador, se tiene que exportar aproximadamente 1,34 barriles de crudo considerando precios internacionales actuales.

1.1.1. Sistema de generación eléctrica de las operadoras petroleras estatales.

Los sistemas de generación eléctrica de las operadoras petroleras del Ecuador, desarrollan su generación eléctrica principalmente a base de diésel. Cabe mencionar que gran parte de esta generación es rentada mientras que en algunos casos se tiene instalado sistemas de generación eléctrica a crudo y/o a gas asociado.

Debido a que el sistema de distribución eléctrica a nivel de 69 kV de EP PETROECUADOR era poco confiable, hoy en día se exige que EP PETROECUADOR cuente con capacidad de generación en cada estación o plataforma de producción, lo cual viene a ser un modelo en el desarrollo de generación eléctrica para el resto de operadoras petroleras estatales como ahora en la actualidad es el caso de PETROAMAZONAS EP.

Los sistemas desactualizados de control para generación eléctrica como reguladores de voltaje, reguladores de velocidad, controlador de motor, etc., con tecnologías obsoletas hace que no se pueda realizar un despacho por mérito económicos de manera centralizada y automatizada, para garantizar una operación donde se optimizan los recursos no renovables.

1.1.2. Sistema de generación eléctrica de las operadoras petroleras privadas.

La mayor parte de la generación eléctrica de las operadoras petroleras privadas está operando con crudo, diésel y un porcentaje menor esta operado con gas asociado.

El inconveniente es que cada operador petrolero privado se maneja de manera aislada y no se encuentran interconectados a un sistema eléctrico compartido, lo cual implica que el Estado no tiene injerencia para regular mediante órdenes de despacho alineados con criterios económicos y ambientales. En otras palabras, una operadora petrolera privada puede utilizar diésel o crudo mientras que en distintos campos operados por otras compañías se usa el gas asociado.

1.1.3. Sistema de sub-transmisión y distribución de energía eléctrica.

Los sistemas de subtransmisión y distribución en la industria petrolera estatal ecuatoriana se diferencian según las siguientes categorías:

a. Sistema de subtransmisión y distribución subterráneo (PETROAMAZONAS EP).

Previo al desarrollo del Proyecto OGE-EE, PETROAMAZONAS EP tenía como práctica común la entrega de energía eléctrica a los pozos mediante generación localizada para todas las plataformas de producción del Campo ILYP (Indillana, Limoncocha, Yanaquincha, Paka) [1], por lo cual los sistemas de subtransmisión y distribución primaria en estos campos eran inexistentes.

“En el campo Edén Yuturi (EPF) el sistema de distribución primaria se realiza a través de líneas eléctricas de 13,8 kV y 35 kV (Pañacocha) enterradas, centralizando y optimizando la capacidad de generación eléctrica existente en el EPF”².

b. Sistema de subtransmisión y distribución aérea (EP PETROECUADOR y OPERACIONES RIO NAPO).

EP PETROECUADOR dispone de un sistema de subtransmisión de energía eléctrica a nivel de 69 kV aéreo, con los respectivos problemas de confiabilidad y sostenibilidad asociados a este tipo de sistemas.

Se han identificado varios inconvenientes con el sistema de subtransmisión aéreo que afectan directamente a la continuidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica a

²PETROAMAZONAS EP, Descripción del proyecto OGE, pp. 43

todas las zonas del SEIP, en este sentido se puede citar que la escasa confiabilidad es dada por estar expuesto a:

- Vegetación (Crecimiento de maleza bajo las líneas).
- Condiciones atmosféricas (descargas).
- Posibilidad de acceso directo de la población y/o animales.
- Afectación ambiental en virtud de que se debe alejar todo tipo de población y vegetación productiva de la franja de líneas eléctricas de alta tensión.
- Deterioro acelerado de componentes metálicos (torres, herrajes, etc.).

De igual forma, el sistema de distribución primaria de energía eléctrica de EP PETROECUADOR y OPERACIONES RIO NAPO es aéreo a través de líneas de 13,8 kV. Este sistema muestra las mismas limitantes y desventajas indicadas anteriormente, con el agravante de que al tratarse de un nivel de tensión menor, presenta limitaciones de transferencia de corriente a través de los cables, teniendo que resolver este inconveniente con el uso obligado de líneas de doble circuito o doble corrida de cables lo que conlleva una desventaja ya que existe limitaciones para instalar cables de calibres “grandes” tipo aéreo debido al peso de los mismos [1].

1.1.4. Sistema de generación, proyecto OGE sectorial

"Tras un pasado engorroso e impune para empresas petroleras como Chevron-Texaco que se acostumbró a saquear y dejar su huella negra en las áreas afectadas sin ningún tipo de remediación, renace la esperanza de una nueva extracción petrolera amigable con el medioambiente"³.

Trascender en el antes y el después en cuanto al modelo de gestión histórico de la industria es crucial no solo porque parte de los proyectos emblemáticos como Optimización

³APOYA AL ECUADOR, «Apoya al Ecuador,» [En línea]. Available: <http://apoya-al-ecuador.com/el-proyecto-de-optimizacion-de-generacion-electrica-ogeee-un-proceso-ejemplar-de-cambio-hacia-una-matriz-energetica-eficient>

de Generación Eléctrica OGE&EE que, desde su creación en 2009, fundamentan una mejor planificación referentes al sistema eléctrico eficiente para el crecimiento y desarrollo del Ecuador y de sus ciudadanos.

El proyecto OGE&EE nos lleva a edificar las bases del Ecuador energéticamente eficiente, un modelo a seguir en cuanto al sector petrolero, tal es así que las estrategias principales se resumen en:

- Reducción del impacto ambiental por barril de petrolero extraído.
- Optimización de recursos energéticos existentes dentro del sector petrolero.
- Eliminación del uso de diésel y reducir el uso de crudo para la generación eléctrica.
- Optimización del Gas Asociado para la producción de GLP y energía eléctrica.
- Desarrollar un sistema de distribución y transmisión robusto con el fin de poder llevar energía de menor costo e impacto al ambiente a los diferentes usuarios como operadoras petroleras, poblaciones dentro del área de influencia aprovechando el uso eficiente y sostenible de recursos no renovables [2]

En los últimos 20 años, anteriormente a la creación de la Unidad de Gestión OGE&EE de PETROAMAZONAS EP, la Gerencia de Exploración y Producción de EP PETROECUADOR había desarrollado una capacidad de generación nueva de 16 MW mientras que la Unidad de Gestión OGE&EE, a partir del 2009, hasta la fecha, ha desarrollado 100 MW tiene previsto licitar otros 100 MW para llegar a instalar más de 300 MW.

Como parte del proyecto OGE PETROAMAZONAS se van desarrollar los siguientes esquemas de generación eléctrica:

- Sistema de generación a crudo (con capacidad de convenir a gas/crudo en caso que se verifique que se va a disponer de más gas asociado de lo proyectado)
- Sistema de generación a gas / crudo
- Sistemas de generación en capacidad de utilizar condensados de gas asociado (hidrocarburos pesados)

- Sistemas de generación a gas (gas asociado no tratado o gas residual)

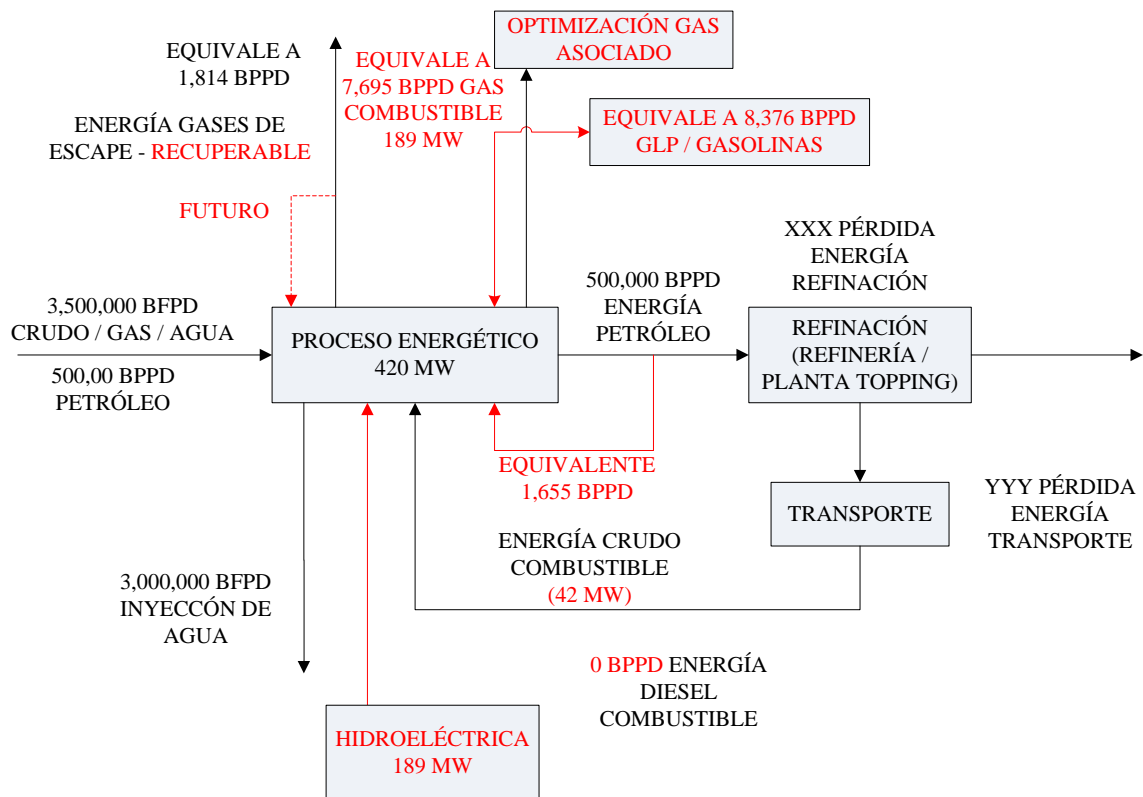


Figura 1. 2 Cambio de la matriz energética con OGE&EE
Fuente: Cambio de la matriz energética OGE capítulo 4 [1]

Es importante notar que todos los sistemas que se están desarrollando son modulares; es decir, con capacidad de ser desmovilizados y trasladados a otros sitios en caso de haber variaciones significativas fuera de los rangos proyectados (tal como se puede dar dentro de la industria petrolera).

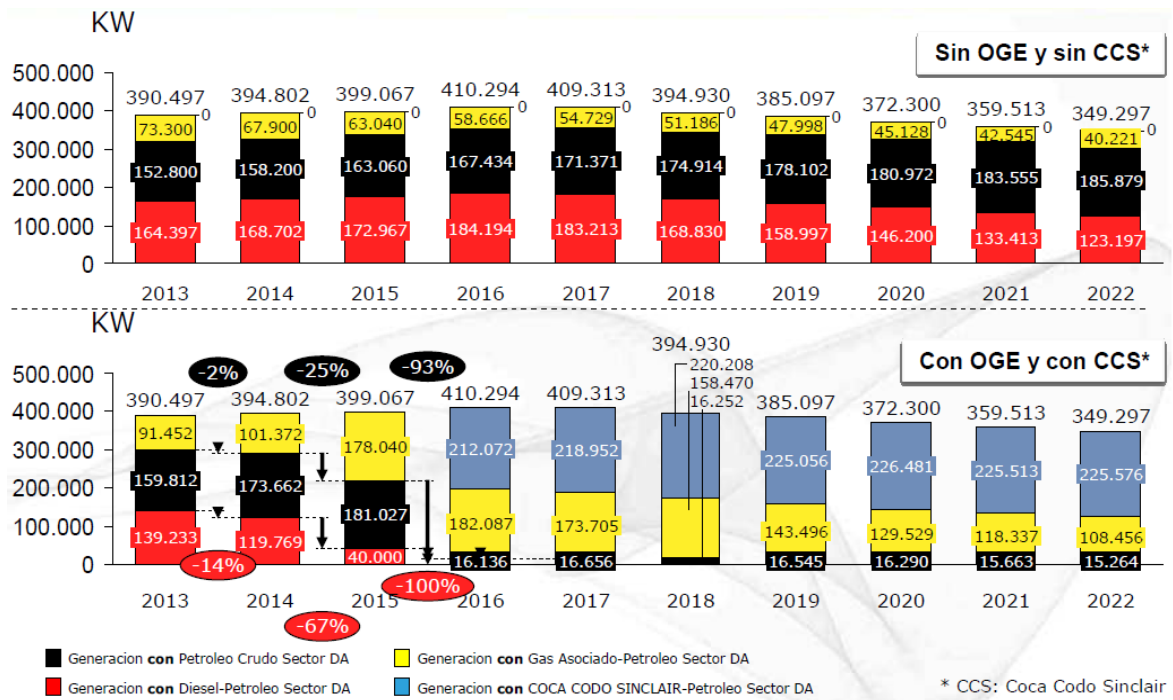


Figura 1.3 Cambio de la matriz energética con/sin OGE&EE
Fuente: Cambio de la matriz energética OGE capítulo 4 [1]

1.2. Fuentes de energía eléctrica.

Uno de los principales factores para el avance y desarrollo de la tecnología y de la sociedad a nivel global, es la energía eléctrica, para lo cual podemos mencionar varias fuentes de explotación para su generación y a estas se las puede dividir en dos grandes grupos:

- Fuentes de energía renovables.
- Fuentes de energía no renovables.

1.2.1. Fuentes de energía renovables.

Energía renovable denominada así al tipo de energía que se puede obtener de fuentes naturales que llegan en forma continua a la tierra y que a escalas de tiempo real parecen ser inagotables.

Las fuentes de energía renovables son:

- Energía hidráulica.
- Energía solar.
- Energía eólica.
- Energía de biomasa.
- Energía mareomotriz

1.2.1.1. Energía hidráulica.

Es aquella energía obtenida principalmente de las corrientes de agua de los ríos la cual es almacenada en grandes embalses artificiales a gran altura respecto a un nivel referencial. A la energía hidráulica se la considera como energía renovable, pero se debería considerar estar en un grupo intermedio entre las energías limpias y energías contaminantes. Esto debido al elevado impacto ambiental y humano que causa la construcción de presas y embalses. Sin embargo, en el Ecuador una de las principales fuentes de generación de energía eléctrica son las centrales hidroeléctricas debido a la gran diversidad geográfica de ríos que disponemos en el país.

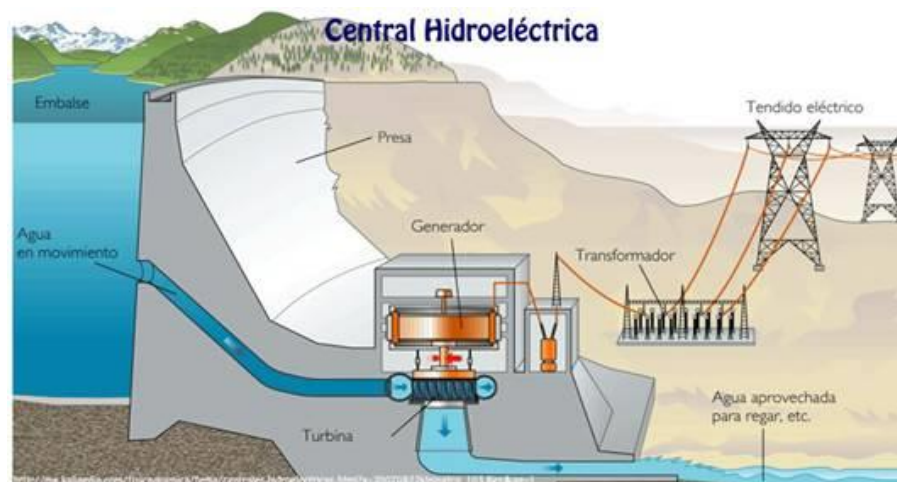


Figura 1. 4 Central hidroeléctrica
Fuente: <https://www.fiec.espol.edu.ec/GICA-Web/page2.html> [3].

Tomando en cuenta y pese a que la construcción de centrales hidroeléctricas es costosa; la cual necesita de una gran infraestructura en mano de obra y suministro; esta modalidad energética se vuelve aceptable ecológica y económicamente cuando se apuesta a la

construcción de mini presas cuyo principal funcionamiento es idéntico al de los grandes embalses y, sin embargo su impacto ambiental es reducido y aunque su rendimiento es menor es perfectamente almacenable y valido para el consumo.

1.2.1.2. Energía solar.

A la energía solar se la puede considerar como uno de los recursos más abundantes del planeta debido a su fundamental fuente de energía. El flujo solar puede ser utilizado para suministrar calefacción, agua caliente o electricidad. Para ello existen tres formas de sacar provecho a la energía solar.

- **Pasiva:** La arquitectura solar pasiva aprovecha al máximo la luz natural valiéndose de la estructura y los materiales de edificación para capturar, almacenar y distribuir el calor y la luz.
- **Activa:** Los sistemas solares activos que se valen de bombas o ventiladores para transportar el calor desde el punto de captación, hasta el lugar donde se precisa calor o agua caliente.
- **Fotovoltaicas:** Las células fotovoltaicas que aprovechan la inestabilidad electrónica de elementos como el silicio, para provocar, con el aporte de luz solar, una corriente eléctrica capaz de ser almacenada.

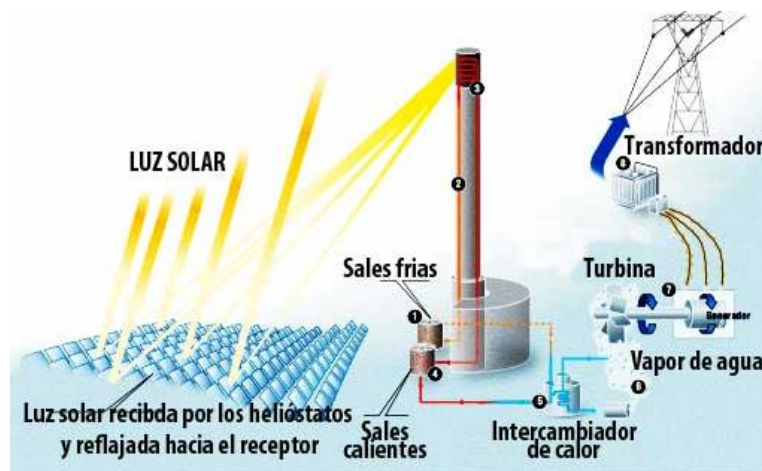


Figura 1. 5 Generación eléctrica mediante energía solar

Fuente: <http://www.solucionesespeciales.com/search/label/energ%C3%ADa%20solar> [4]

1.2.1.3. Energía eólica.

Para la energía eólica su principal fuente generación viene del viento generado en la atmosfera terrestre. Para ser aprovechada como energía eléctrica se requiere el uso de turbinas eólicas las cuales basan su funcionamiento en el giro de aspas movidas por los vientos.

Al igual que la energía solar se trata de un tipo de energía limpia, la cual sin embargo presenta dificultades, pues no existen en la naturaleza flujos de aire constantes en el tiempo, más bien son dispersos e intermitentes. Este tipo de energía puede ser de gran utilidad en regiones aisladas, de difícil acceso, con necesidades de energía eléctrica y cuyos vientos son apreciables en el transcurso del año.

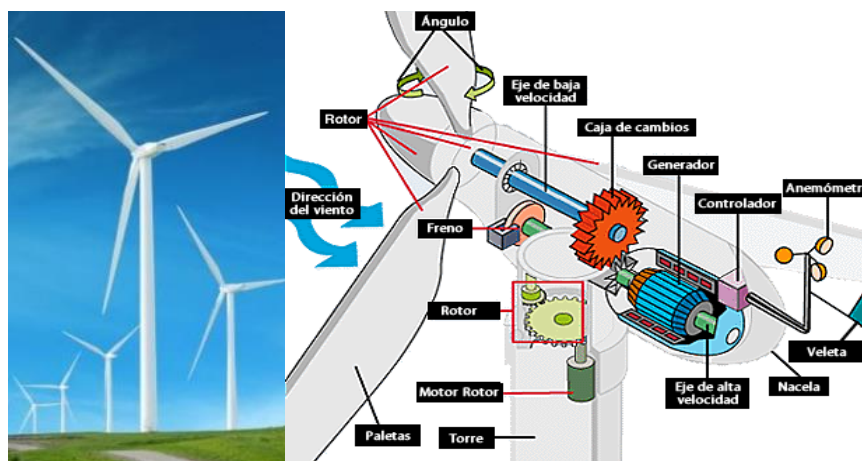


Figura 1. 6 Generación eléctrica mediante energía eólica
Fuente: <http://www.energy-spain.com/energia-eolica> [5]

1.2.1.4. Energía mareomotriz.

Otro de los recursos naturales de los cuales se puede aprovechar para generar electricidad, lo proporcionan las mareas. Esta se produce en un número muy reducido de localizaciones. Al ser esta natural constituye una energía muy limpia, pero plantea algunas cuestiones por resolver, sobre todo a la hora de construir grandes instalaciones:

- Impacto visual y estructura sobre el paisaje costero.
- Efecto negativo sobre la flora y la fauna.

1.2.1.5. Energía de biomasa.

Existen varios criterios, muchos de estos se inclinan a que es la opción más compleja de energía renovable, debido fundamentalmente a la variedad de materiales de alimentación, la multitud de procesos de conversión y la amplia gama de rendimientos.

El principio fundamental de este tipo de energía para convertirla en energía calórica a eléctrica, mediante la transformación de materia orgánica, como residuos agrícolas e industriales, desperdicios varios, aguas negras, residuos municipales, residuos ganaderos, troncos de árbol, restos de cosechas, etc.

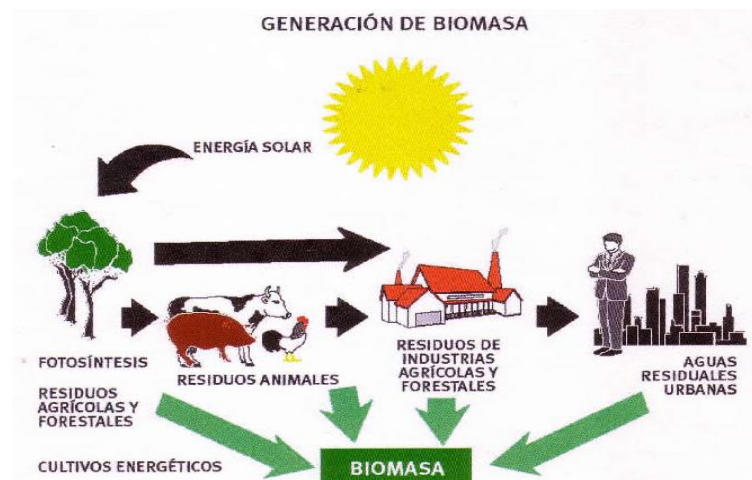


Figura 1. 7 Generación eléctrica mediante energía de biomasa

Fuente: <http://opex-energy.com/biomasa/> [6]

1.2.2. Fuentes de energía no renovables.

Las fuentes de energías no renovables son aquellas que se encuentran de forma limitada en el planeta y cuya velocidad de consumo es mayor que la de su regeneración. Existen varias fuentes de energía no renovable y se clasifican en:

- Carbón.
- Petróleo
- Gas natural.
- Energía Nuclear.

1.2.2.1. Carbón.

El carbón es considerado como un combustible fósil y sólido que se encuentra en el subsuelo de la corteza terrestre que se ha formado a partir de la materia orgánica de los bosques del periodo carbonífero.

La explotación del carbón representa un múltiple y acusa impacto sobre el medio ambiente y se lo ha clasificado en:

- Impacto minero.
- Impacto de centrales térmicas.

1.2.2.2. Petróleo.

El petróleo es considerado como uno de los recursos más importantes dentro de la economía de cada país, a pesar de su importancia constituye uno de los elementos líquidos más peligrosos del planeta, no por su naturaleza en sí, sino por el catastrófico uso que de él hace su nombre. La contaminación que provoca se manifiesta de varias formas:

- El crudo.
- La combustión.
- Los residuos.

1.2.2.3. Gas natural.

El gas natural constituye un tipo de energía no renovable, ligado muy directamente a la industria petrolera, aunque las consecuencias derivadas de su consumo son menos perjudiciales para el entorno natural. En realidad, debido a su menor impacto, se lo podría utilizar como energía de transito capaz de sustituir con éxito al carbón al petróleo, a corto o medio plazo, hasta alcanzar un óptimo desarrollo y aplicación de las energías limpias.

1.2.2.4. Energía nuclear.

Es el medio utilizado en las centrales nucleares para la generación de energía eléctrica, para lo cual se emplea combustible nuclear fisionable, que mediante reacciones nucleares produce calor, el mismo que mediante un ciclo termodinámico convencional es utilizado para generar el movimiento de alternadores, los cuales transforman el trabajo mecánico en energía eléctrica.

Es la fuente de energía de mayor poder, aunque no la más rentable. Sus dos principales problemas son:

- Desechos radioactivos de larga vida.
- Alta potencialidad aniquiladora en caso de accidente.

1.3. Sistemas de transmisión de energía subterránea a nivel de 69 kV.

El uso de líneas subterránea es una opción para instalar redes de transmisión eléctrica, conforme el país va desarrollándose al pasar el tiempo, por lo que tiende a incrementar la demanda de energía eléctrica. Con todos estos factores es inminente que en un futuro no muy lejano la mayor demanda de energía, el crecimiento de nuestro país, la escases de hidrocarburos, el crecimiento urbano, la limitación de espacio para instalar redes aéreas y el aumento de la contaminación den como resultado el tomar en cuenta la instalación de redes de transmisión subterránea para la transmisión de la energía eléctrica.

Como es necesario que un sistema eléctrico amplíe su potencia instalada en un determinado tiempo es importante realizar una línea subterránea que pueda manejar estas variaciones eléctricas en el transcurso del tiempo, ya que las líneas existentes pueden ser no aptas para la nueva potencia que se deba trasportar.

Conociendo la tensión nominal, la distancia, el tipo de suelo y el número de conductores por fase podemos determinar la potencia característica así como los demás aspectos eléctricos. El objetivo de un sistema de transmisión de energía subterráneo, es estimar el comportamiento de voltaje y corriente que se obtendrían durante la puesta en marcha del sistema, *“debido al inconveniente de que en voltajes muy elevados, las pérdidas de energía*

por diversos factores se incrementan, originado así, deficiencias en el suministro de electricidad, disminución de la vida útil de los conductores, entre otras”⁴.

1.3.1. Instalación subterránea.

En la actualidad, se disponen de diversos métodos para la instalación subterránea debido al desarrollo y la gran variedad de maquinaria que existe para realizar este tipo de trabajos, sobre todo donde en lugares de difícil acceso.

Teniendo en cuenta lo antes mencionado, se puede abrir cortes en forma de zanjas o surcos, hacer perforaciones horizontales y perforaciones de túneles o bien se puede empujar tubos. Las dimensiones de la zanja abierta (excavación) van a depender del tipo de cable y del número de circuitos o corridas que vayan a ser instaladas. En las áreas urbanas pueden surgir complicaciones cuando es difícil el espacio requerido ocupado por otros servicios públicos.

Pero en estas áreas se minimizaran la problemática ya que el tendido del cable cruzara la jungla; a menos que exista lugares donde haya comunidad nativa, en donde se deba analizar el espacio adecuado para realizar la excavación ya que está en ningún momento debe alcanzar o interrumpir el derecho de vía, ya que hay que considerar que el zanjado (corte de zanjas realizado con máquinas) se lleva acabo con retroexcavadoras la cual tiene la capacidad de excavar en una sola operación hasta más de un metro de anchura, adicono también se pueden usar montacargas, gallinetas, etc.

1.3.2. Cables de poder y su estructura.

Existen ocasiones en donde la instalación de una línea de transmisión aérea no es posible o por lo menos no es conveniente, por lo general ocurre cuando el trazado de la línea de transmisión o distribución pasa por zonas donde se encuentran obstáculos que serían muy difíciles de sortear, como un rio, cruce de un aeropuerto, zonas densamente pobladas y en

⁴Universidad Veracruzana, Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica, “Descripción delineaas de transmisión subterránea de 115 kV a 135 kV” Pp. 10, 2011

regiones naturales de difícil acceso debido a la diversidad geográfica de la zona. Sin mencionar que uno de los aspectos importantes también tiene que ver por disminuir o producir el menor impacto posible en el medioambiente y preservar la naturaleza del paisaje.

Adicionalmente, hay que tomar en cuenta el factor humano ya que hay posibles efectos en la salud de las personas producto de la exposición a campos electromagnéticos, lo que sería una de las razones por el cual preferir líneas de transmisión subterráneas, ya que el campo eléctrico producido en los cables de poder es nulo fuera de este y el alcance del campo magnético se reduce considerablemente a comparación de las líneas aéreas.

Los cables de poder están constituidos principalmente por uno (monofásico) o tres (trifásico) conductores según sea el caso, los cuales pueden ser básicamente de cobre o de aluminio con dos tipos de aislación que pueden ser de papel, o una aislación de polímeros.

La instalación del tendido de los cables generalmente se las hace en zanjas, canales(o túneles), pero también pueden ser enterrados directamente y en algunos casos cubierto por un bloque de concreto.

La estructura básica o elementos principales de un cable eléctrico de poder aislado, se muestra en la *Figura 1.8*.

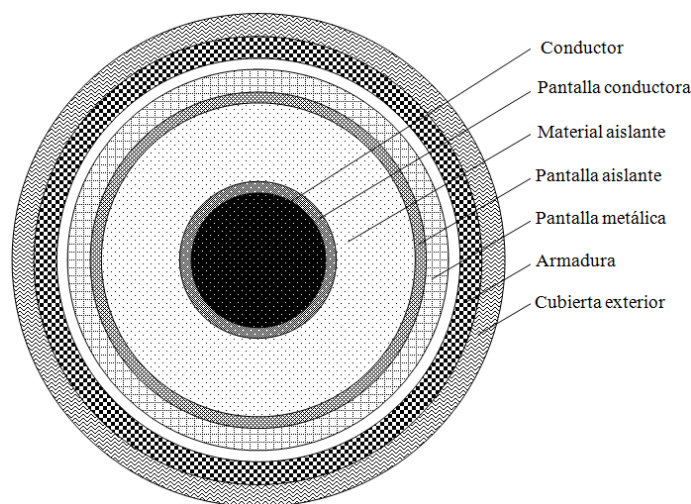


Figura 1. 8 Estructura general del cable.

Fuente: Estudio de la capacidad de transporte de sistemas de cables aislados de alta tensión [7].

En función de la naturaleza de la protección que realiza, se distinguen cuatro tipos de elementos de protección:

- Protección contra daños de origen mecánico: cubiertas y armaduras
- Protección contra daños de origen eléctrico: pantallas y capas semiconductoras

Los cables eléctricos aislados utilizados en las líneas subterráneas de alta tensión son unipolares, de campo radial, y están formados por un solo conductor de cobre o aluminio según sea el caso, rodeado de aislamiento, cubierta, envoltura protectora, armadura y chaqueta exterior. Estos cables deben satisfacer los siguientes requerimientos:

- Deben estar aislados con materiales adecuados a las condiciones de instalación y explotación.
- Tiene que estar debidamente apantallados y protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instalen o la producida por corrientes erráticas.
- Deben tener resistencia mecánica suficiente para soportar las acciones de instalación y tendido habituales (exceptuando las agresiones mecánicas procedentes de maquinaria de obra pública como excavadoras, perforadoras, etc.).

1.3.2.1. Conductores.

La energía eléctrica se transporta por los cables a través de los conductores como se había comentado anteriormente, corresponde al resultado de la suma de las energías cinéticas de cada uno de los electrones que se trasladan por los conductores. Por tanto, la función de un conductor en un cable aislado es desplazar estos electrones a través del cable, perdiendo la menor cantidad de energía posible por el camino, es decir, permitiendo el paso de corriente eléctrica.

Los materiales que se utilizan para fabricar los conductores de los cables eléctricos aislados son generalmente metálicos, los más utilizados son:

- El cobre (que se presenta en las variantes de cobre desnudo, cobre recocido estañado y cobre duro).

- El aluminio, cuyo uso es cada vez mayor en los cables de energía y principalmente en redes de transición aéreas.

El conductor de cobre es el segundo material con mejor conductividad eléctrica, después de la plata, a temperatura ambiente es un metal de color rojizo, dúctil y maleable, es un buen conductor de calor y electricidad. Por su conductividad eléctrica el cobre es el metal ideal para instalaciones eléctricas, además los conductores de cobre son resistentes a la corrosión, presentan una gran resistencia mecánica y alta flexibilidad. Algunas de las variedades de cobre que se usan en aplicaciones eléctricas corresponden a cobre electrolítico, cobre recocido, cobre semiduro, cobre duro, y aleación de cobre, siendo cobre de alta pureza (99,9%) el usado en conductores de cables de poder.

El aluminio es un material blanco plateado que presenta una pequeña resistividad mecánica y alta ductilidad y maleabilidad. Su conductividad es un 61,7% de la conductividad del cobre de similar tamaño, pero su peso es aproximadamente la mitad puesto que la densidad del aluminio es un 30% de la densidad del cobre. Debido a estas cualidades en la actualidad se usan conductores de aluminio y aleación de aluminio en líneas aéreas y se están considerando también en líneas subterráneas de transmisión eléctrica de alto voltaje. *La Tabla 1.1* muestra el coeficiente de conductividad eléctrica de algunos metales.

Metal	Conductividad Eléctrica (%)
Plata	106.3
Cobre	100
Oro	73.8
Aluminio	61.7
Sodio	35.4
Zinc	29
Hierro	17.2
Estaño	15
Plomo	7.9

Tabla 1. 1 Conductividad eléctrica de los metales
Fuente: Elaborado por Autor.

Parámetros	Unidades	Aluminio	Cobre
Resistividad específica a 20°C	$10^{-8}\Omega m$	28.264	17.241
Coefficiente térmico	$^{\circ}C^{-1}$	0.0043	0.0039
Densidad	$10^3 \frac{kg}{m^3}$	2.7	8.9
Calor específico	$\frac{J}{kgK}$	880	385
Resistencia a la tracción 0,2% de elongación - Harddrawn - Recocido	$\frac{N}{mm^2}$	140 45	330 70
Tracción permitida en la instalación (recocido)	$\frac{N}{mm^2}$	20	50

Tabla 1. 2 Parámetros del cobre y aluminio

Fuente: Facultad de ciencias físicas y matemáticas, cables de potencia AC en extra alta tensión

1.3.2.2. Aislamientos.

Como ya se ha indicado anteriormente, los materiales aislantes están formados por electrones fuertemente ligados a sus núcleos, a los que no se les permite un fácil desplazamiento debido a que les es muy difícil saltar a la banda de conducción, por ello cuando se aplica una diferencia de potencial entre dos puntos de un material aislante, no hay paso de corriente eléctrica. Los aislamientos siempre se deben fabricar con materiales en los que los electrones estén fuertemente ligados a sus núcleos, es decir, materiales con una elevada resistencia eléctrica.

Además de las características eléctricas, los aislamientos deben cumplir otras características en función de las influencias externas a las que se va a ver sometido el cable durante subida útil:

- Absorción de agua y resistencia a la humedad.
- Grado de polimerización, vulcanización o reticulación.
- Resistencia al ozono, a la acción solar, a la radiación ultra violeta, a la radiación gamma.
- Resistente a los hidrocarburos, a los agente corrosivos, a los ambientes salinos, alcalinos, etc.

También es importante tener en cuenta otras características de los aislamientos tales como:

- Termoplasticidad.
- Cristalinidad.
- Resistencia al agrietamiento o gelificación.
- Resistencia al frío/calor.
- Resistencia al fuego.
- Temperatura máxima de servicio.
- Temperaturas de cortocircuito.
- Resistencia a la tracción.
- Carga de rotura.
- Resistencia al alargamiento permanente.
- Resistencia a la abrasión.
- Resistencia al envejecimiento, etc.

En función del tipo de aislamiento, los cables aislados se pueden clasificar en dos grandes grupos:

Cables con aislamiento de papel impregnado.

Este tipo de aislamiento se encuentra formado por una mezcla de resinas y aceites minerales, que utiliza como soporte físico un encintado de papel celulósico desmineralizado [7]. Esta mezcla se caracteriza por estar prácticamente solidificada a temperatura ambiente, y a superiores aumenta su fluidez. Por ello el conjunto debe estar rodeado por un tubo de plomo que impida la pérdida de la mezcla.

Este tipo de aislamiento tiene la ventaja de presentar una vida útil muy superior a la de los cables secos. Su inconveniente es que en el pasado, a temperatura de servicio, la fluidez de la mezcla se hacía muy elevada y esta se escapaba del tubo de plomo a través de minúsculas fisuras producidas por cristalizaciones del plomo que se formaba por

vibraciones o fallos en la soldadura de los empalmes de los cables cuando estos estaban colocados en posición vertical y presentaban una importante presión hidrostática dentro del tubo.

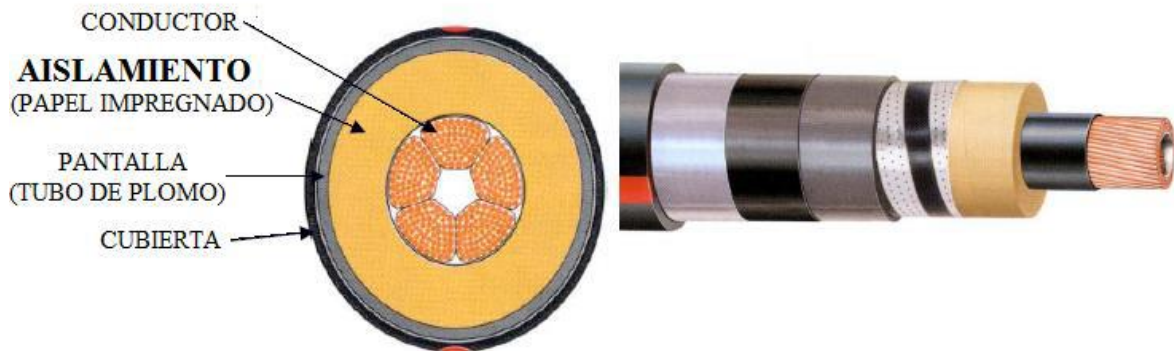


Figura 1.9 Estructura general del cable con aislamiento de papel impregnado
Fuente: Estudio de la capacidad de transporte de sistemas de cables aislados de alta tensión [7].

Cables de aislamientos de polímeros (secos)

Los aislamientos secos están constituidos por aislantes sintéticos extruidos tales como el PVC, el EPR o el XLPE, presentan unas características que los diferencia de los aislamientos de papel impregnado tales como:

- No presentan vertimiento de material ni en posición vertical.
- No precisan el tubo de plomo como protección mecánica para evitar pérdida de material fluido o la entrada de humedad.
- Tienen buena resistencia a la humedad.
- Soportan bastante bien las vibraciones.
- Algunos tipos especiales presentan buen comportamiento frente al fuego.

El PVC es termoplástico, de modo que a baja temperatura presenta una cadena polimérica compacta y ordenada dándole una estructura cristalina, pero al aumentar la temperatura se transforma el polímero en un material plástico o deformable. Mientras que los polímeros XLPE y EPR son dieléctricos termoestables, los que van mejorada su resistencia mecánica permitiendo operar los cables a una temperatura mayor.

Propiedades de los Dieléctricos				
Aislación	PVC	XLPE	EPR	Papel Impregnado
Densidad [kg/m ³]	1400	900	1200	1250
Resistividad Térmica [Cm/W]	6	3,5	5	5 - 6
Permitividad Relativa [Er]	8	2,3	3,3	3,5
tan(d)	100.10 ⁻³	4.10 ⁻⁴	4.10 ⁻³	2.10 ⁻³
Max. Temperatura (operación continua) [°C]	70	90	90	65-80
Max. Temperatura (operación de emergencia) [°C]	150 - 160	250	250	160-250

Tabla 1. 3 Propiedades de los dieléctricos.

Fuente: Cables de potencia AC en extra alta tensión – Universidad de Chile Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica.

Polietileno reticulado (XLPE)

El XLPE se ha desarrollado como consecuencia de la necesidad de obtener un aislamiento con las mismas propiedades del polietileno termoplástico (PE), pero que supera sus limitaciones. Las limitaciones que presenta el PE son: bajo punto de fusión, riesgo de propagación de la llama, y una muy elevada cristalinidad que le confiere una alta rigidez y fragilidad a altas temperaturas.

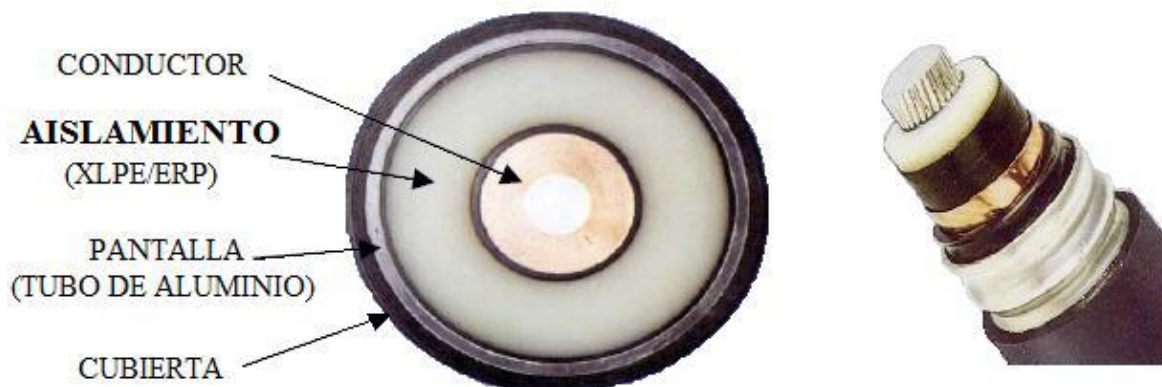


Figura 1. 10 Estructura general del cable con aislamiento XLPE

Fuente: Estudio de la capacidad de transporte de sistemas de cables aislados de alta tensión [7].

Goma de etileno-propileno (EPR)

Se ha desarrollado con el fin de mejorar los inconvenientes del XLPE, ya que presenta elevada rigidez mecánica. El XLPE difícilmente acepta la introducción de componentes que permitan modificar sus propiedades, sin embargo el EPR permite la incorporación de cargas y plastificantes que facultan la creación de mezclas adaptadas a exigencias particulares.

Los aislamientos de los cables eléctricos aislados de alta tensión se fabrican sobre el conductor, por triple extrusión simultánea, mediante cabezal triple y reticulación en seco, de:

- Pantalla sobre el conductor de compuesto semiconductor.
- Aislamiento a base de polietileno reticulado (XLPE).
- Pantalla sobre el aislamiento de compuesto semiconductor

El XLPE no es un material termoplástico, lo que significa que al aumentar la temperatura no se vuelve fluido, manteniendo su forma aunque con propiedades de material elástico. Como consecuencia aumenta la temperatura admisible del conductor, que pasa de 75°C en el PE a 90°C en el XLPE, lo que permite la circulación de mayores intensidades de corriente en régimen permanente. En el caso de cortocircuitos, se pueden alcanzar hasta 250°C durante cortos periodos de tiempo [7].

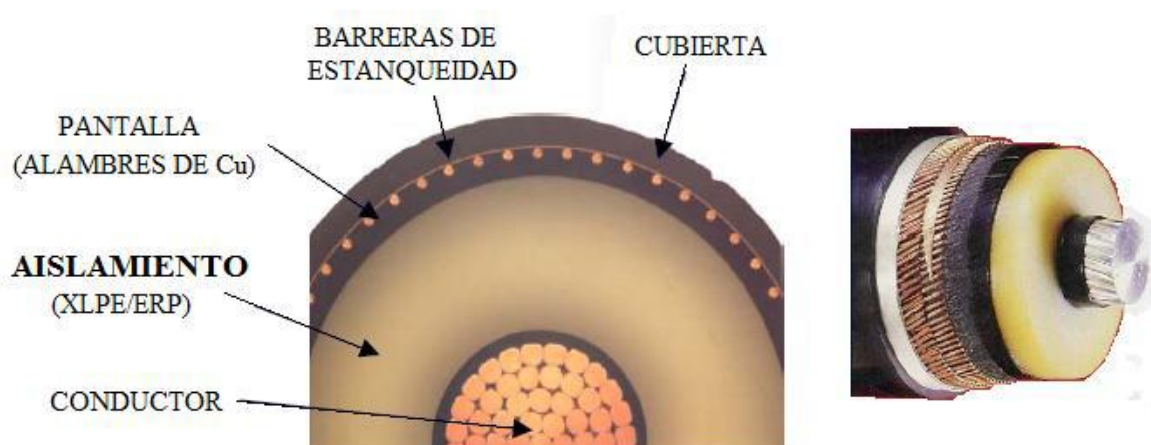


Figura 1. 11 Estructura general del cable con aislamiento EPR

Fuente: Estudio de la capacidad de transporte de sistemas de cables aislados de alta tensión [7].

El XLPE al tratarse de un aislamiento seco, es especialmente sensible a la penetración de la humedad la cual termina por dañarlo cuando el cable está se encuentra enterrado en terrenos húmedos debido al efecto de arborización que penetra progresivamente a través del aislamiento. Razón por la cual los cables XLPE se pueden fabricar con una o dos barreras longitudinales que evitan la propagación del agua por el interior del cable mediante una obturación tanto sobre el conductor como sobre la pantalla.

1.3.2.3. Capas semiconductoras.

Las capas semiconductoras de los cables eléctricos aislados se las pueden considerar como un tipo especial de pantallas. Ya que son unas capas delgadas de polímero, que suelen ser de la misma composición básica que el material aislante, con la diferencia que se mezcla o contiene partículas de productos conductores, como el carbono, para reducir su resistencia de aislamiento.

Las capas semiconductoras internas y externa se disponen para homogenizar el campo eléctrico en la superficie del conductor y en la pantalla metálica respectivamente, con la misión de evitar que las zonas huecas de la superficie interior y exterior del aislamiento soporten campos eléctricos intensos, en los que se podrían producir descargas parciales ante la presencia de aire o vapor de agua que degradarían el aislamiento.

Semiconductora interna.

La semiconductora interna aísla el campo eléctrico más próximo al conductor, lo hace perfectamente cilíndrico y así evita las irregularidades superficiales que introduce el cableado de la cuerda al rellenar los huecos presentes entre los alambres. Como consecuencia, se reduce el gradiente eléctrico, y se disminuye el riesgo de formación de puntos de ionización en la parte del aislamiento en la que el campo es más intenso. La capa semiconductora interna está a la misma tensión que el conductor con el que está en contacto.

Semiconductora externa.

La semiconductora externa cumple una función muy similar a la de la capa semiconductora interna en la parte exterior del aislamiento. Se mantiene en contacto con este, evitando vacíos de tensión entre los elementos de la pantalla y el aislamiento. Esta capa, al estar en contacto con la pantalla, se mantiene a la tensión de tierra.

1.3.2.4. Pantallas.

Las pantallas de los cables eléctricos aislados son elementos metálicos con función de protección eléctrica, en el caso de cables de media y alta tensión se empelan para dar forma regular y cilíndrica al campo eléctrico que rodea el conductor.

La pantalla metálica de un cable eléctrico aislado está constituida por una corona de alambres de cobre o en ciertos casos de aluminio arrollados helicoidalmente, con contra espira de cobre o aluminio que garantiza la sujeción de la pantalla frente a los esfuerzos electrodinámicos. Sobre la pantalla se coloca un sistema contra penetración de agua la cual está constituida por una cinta semiconductora hinchable que garantiza la estanqueidad longitudinal del cable, y por una lámina de aluminio copolímero adherida a la cubierta exterior como barrera transversal.

1.3.2.5. Armadura y cubierta externa.

La armadura metálica de aluminio sirve principalmente para brindar una protección mecánica al cable en el transcurso del tendido de la línea de transmisión eléctrica. Generalmente en el mercado existen dos tipos de armadura:

Armadura tipo Interlock: Esta construida por una lámina de aluminio en forma de “S” la cual envuelve al cable en forma helicoidal, traslapándose una vuelta a la otra. De esta forma su forma en “S” hace que la armadura quede cerrada completamente.

La armadura tipo CLX (Continuos-Lightweight-Exterior): Es un tubo de aluminio soldado a lo largo y corrugado helicoidalmente para ofrecer flexibilidad, resistencia y garantía de que los conductores puedan salir del cable en un determinado momento de realizar el tendido del cable.

Las cubiertas o chaquetas de los cables eléctricos aislados son elementos de protección mecánica contra la corrosión, generalmente no metálicos, que aíslan la pantalla metálica (cobre o aluminio) del terreno. Cuya función principal es la de proteger al cable contra agentes dañinos exteriores como químicos, biológicos, atmosféricos, abrasivo, etc.

Adicional se pueden utilizar para mejorar las características internas del cable que le permitan satisfacer mejor sus prestaciones:

- Como materiales de relleno para dar forma cilíndrica a cables multi-conductores.
- Como elementos portantes que soportan esfuerzos tractors.
- De barreras anti llamas en cables resistentes al fuego o anti propagación de flama.
- Como asientos de armadura para evitar que esta dañe los conductores

1.4. Introducción al sistema Cross-Bonding.

1.4.1. Definición del sistema Cross-Bonding

En la implementación de un sistema de transmisión de energía eléctrica subterránea en grandes distancias, bien tenemos como una óptima alternativa el sistema Cross-Bonding o transposición de pantallas. El sistema Cross-Bonding consiste esencialmente en la distribución de las pantallas de cable en las secciones o tramos elementales llamadas menores, cruzan las pantallas de tal manera que se neutralice la totalidad del voltaje inducido en 3 secciones consecutivas.

Tres secciones menores juntas conforman una sección o tramo mayor. En un sistema de cruzamiento de pantallas, la ruta se divide en grupos de 3 longitudes iguales (con esto el sistema queda eléctricamente equilibrado), con las pantallas puestas a tierra en los dos extremos de cada sección mayor pero no en todos los otros puntos. De esta manera se induce una tensión entre la pantalla y tierra pero se eliminan las corrientes inducidas.

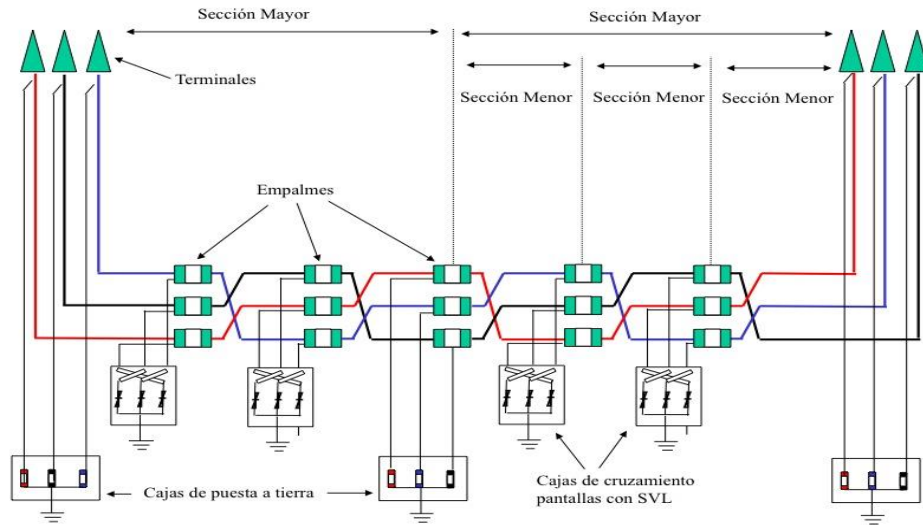


Figura 1. 12 Configuración de un sistema Cross-Bonding

Fuente: <http://infisat.com/cruzamientopantallas.html> [8]

Cada tres empalmes, las pantallas son aterrizadas, es decir, se conectan rígidamente a tierra, mientras que en dos empalmes intermedios se cruzan de acuerdo a como muestra la figura anterior y estas estarán aisladas a tierra mediante limitadores de tensión tipo SVL (Sheath Voltage Limiters).

1.4.2. Configuración básica del Cross-Bonding.

Las tres pantallas conectadas en serie están asociadas a conductores de diferentes fases, y *“para conseguir un sistema Cross-Bonding efectivo, se requiere contar con tres tramos de idéntica longitud tendidos en configuración trifolio que permitan obtener tensiones inducidas (por la corriente principal de cada fase) iguales en cada tramo, pero desfasadas 120°, lo que dará como resultante de una suma fasorial de cero (0) Voltios y por tanto cero (0) Amperios de corriente inducida”*⁵.

Si las ecuaciones de las ondas son:

$$a = a_m \cdot \sin(\omega t) \quad (2)$$

⁵MEMORIA DESCRIPTIVA PETROAMAZONASEP, Proyecto Desarrollo Bloque 31, pp. 7

$$a = a_m \cdot \sin(\omega t - \varphi) \quad (3)$$

$$a = a_m \cdot \sin(\omega t + \varphi) \quad (4)$$

Dónde:

$a_m =$ Amplitud de oscilacion

$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f =$ Velocidad Angular

$f =$ Frecuencia de oscilacion

$t =$ Tiempo

La sumatoria fasorial de las ondas desfasadas 120° dará como resultado cero.

Por ejemplo:

Si tenemos los siguientes valores:

$$a_1, a_2, a_3 = 120 \text{ V}$$

$$f = 60 \text{ Hz}$$

$$t = 10^{-3} \text{ s}$$

$$\varphi_{a_2}, \varphi_{a_3} = 120^\circ \approx 2,0944 \text{ rad}$$

Tenemos que:

$$a_{m1} = 120 \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 10^{-3}) = 44,1749$$

$$a_{m2} = 120 \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 10^{-3} - 2,0944) = 74,5377$$

$$a_{m3} = 120 \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 10^{-3} + 2,0944) = -118,7127$$

Entonces:

$$a = [a_{m1} \cdot \sin(\omega t)] + [a_{m2} \cdot \sin(\omega t - \varphi)] + [a_{m3} \cdot \sin(\omega t + \varphi)]$$

$$a = 44,1749 + 74,5377 + (-118,7127) = 0$$

Teniendo en cuenta que la disposición de los cables será en configuración trifolio, no es necesario hacer transposición adicional de los cables para evitar tensiones residuales, ya que la inductancia mutua entre conductor y pantalla tendrá valor igual en cada fase, debido a la disposición simétrica de las fases.

Cuando los cables están colocados en formación plana, las tensiones inducidas en las pantallas del cable exterior son mayores que las inducidas en las pantallas del cable del medio y la suma de los fasores no es cero. Debido a esto, en formación plana, es necesario transponer en cada punto de empalme y el cruzamiento se realiza con una rotación de fase opuesta a la de la transposición de tal manera que las pantallas están colocadas rectas [8].

El sistema Cross-Bonding no necesita de un conductor de tierra debido a que las pantallas están continuamente conectadas y solamente es necesario ponerlas a tierra en los extremos de cada sección mayor.

CAPÍTULO II.

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA “CROSS-BONDING”

En esta sección se realiza un análisis técnico económico sobre la implementación de la línea de transmisión subterránea bajo la modalidad Cross-Bonding, dicho análisis se efectuará y permitirá definir los aspectos técnicos bajo los cuales se realiza el diseño de la red, considerando para el efecto datos importantes como la ubicación geográfica de las estaciones a conectar, los parámetros que se deben considerar para trazar la trayectoria de la línea en un ambiente ecológico y el impacto ambiental que tiene el mismo y característica eléctricas de las estaciones a conectar.

Con el diseño técnico de la red se procede a realizar un estudio económico sobre el costo de la procura de los componentes principales (cable de potencia, cajas de Cross-Bonding, cajas de aterrizamiento con descargadores tipo SLV) los cuales forman parte del sistema.

2.1. Diseño de la red de transmisión empleando tecnología Cross-Bonding.

Debido a efectos eléctricos propios de los conductores eléctricos como corrientes inducidas en las pantallas de los cables, se considera técnicamente apropiado implementar un sistema subterráneo de transmisión de energía eléctrica mediante un sistema Cross-Bonding (transposición de pantallas), con el objetivo de reducir pérdidas técnicas en las pantallas de los cables por efectos de tensiones inducidas.

De acuerdo a lo citado en el párrafo anterior, se plantea la configuración del sistema Cross-Bonding entre las facilidades de producción, EPF (Facilidad de Producción Edén) y la ECB (Estación Central de Bombeo), bloques pertenecientes a la empresa estatal Petroamazonas EP. El EPF actualmente conocido como el bloque 12, va ser considerado el punto de generación para suministrar de energía eléctrica necesaria a la demanda de la ECB, dicha estación se encuentra en pleno desarrollo la cual es vital y estación clave en el

desarrollo del Bloque 31, el cual va a transportar el crudo proveniente de la explotación de los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini (ITT) bloque 43 [9] [10].

Definidos los bloques a ser interconectados mediante la línea de transmisión subterránea a 69 kV utilizando el sistema Cross-Bonding, se debe considerar varios aspectos, tales como: reconocimiento y ubicación geográfica de las estaciones, trayectoria y tendido del cable, impacto ambiental, configuración del sistema, etc.

2.1.1. Ubicación geográfica de las estaciones a conectar EPF & ECB.

Petroamazonas EP actualmente tiene a su cargo la operación de 20 bloques, 17 ubicados en la cuenca amazónica ecuatoriana, zona donde se encuentran las reservas petroleras y 3 en el Litoral, incluida la operación off shore en la plataforma de gas (Bloque 6) en el Golfo de Guayaquil, obteniéndose un total de 85 campos en producción. Para el diseño de una red de transmisión subterránea se debe identificar y localizar geográficamente las estaciones a conectar y familiarizarse con ellas.

Como objeto de estudio, se tomaran los datos eléctricos del EPF (B12) y el ECB (B31) para diseñar la línea de transmisión subterránea utilizando tecnología Cross-Bonding.

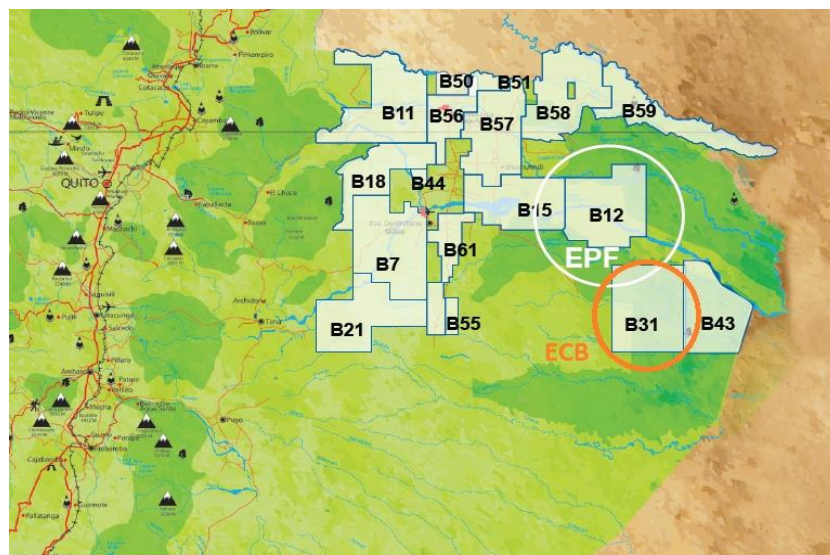


Figura 2. 1 Mapa Geográfico – Bloques de PETROAMAZONAS EP
Fuente: Petroamazonas EP, En la Vanguardia Tecnológica

- **Facilidad de Producción Edén (EPF).**

La Estación de Facilidades Petroleras (EPF) de Petroamazonas EP [10], se ubica en la parroquia Edén del cantón Orellana, ubicado al noroeste de la cuenca oriente del Ecuador, entre las provincias Sucumbíos y Orellana, y en la actualidad constituye un ejemplo de alta tecnología, prácticas y seguridad en la industria petrolera nacional. Debido a que tiene 7 campos productores: Edén Yuturi, Dumbique Norte, Tumali, Yanahurco, Dumbique Sur, Tangay y Pañacocha [11].

El EPF procesa, de acuerdo a las mejores prácticas internacionales, el crudo (petróleo, agua y gas) producidos en los campos cercanos, los cuales llegan hasta el EPF gracias al bombeo de fluido, realizado a través de bombas multifásicas. Por ejemplo, el crudo de Pañacocha y Edén es bombeado hasta el EPF, donde es tratado y separado el agua y el gas del petróleo. El agua es reinyectada en los pozos, mientras que el gas es aprovechado para generar electricidad, a través del proyecto OGE&EE.

“El EPF procesa diariamente 45.000 barriles de petróleo procedentes de los campos Edén y Pañacocha, en el Bloque 12 y 5.000 barriles del campo Apaika del Bloque 31. La estación utiliza 4 millones de pies cúbicos de gas asociado para la generación de 45 MW de potencia, la capacidad instalada es de 60 MW”⁶.

- **Estación Central de Bombeo (ECB).**

La Estación Central de Bombeo (ECB) de Petromazonas EP [10], forma parte del Bloque 31 el cual se encuentra localizado al este de la cuenca Oriente en la provincia de Orellana. El Bloque 31 tiene tres campos productores: Apaika, Nenke y Apaika Sur [12].

La estación es vital para el transporte del crudo pesado proveniente de la explotación del ITT, el cual tiene una densidad de 14 grados API y este a su vez será combinado con el crudo de mejor calidad proveniente del Bloque 31 con una densidad que tiene alrededor de 20 grados API, la mezcla reducirá la viscosidad del crudo del ITT y mejorara su calidad lo que facilitara su transporte hacia la Estación de Procesos Edén, Yuturi, en el Boque 12 [9].

⁶ PETROAMAZONAS EP, “En la Vanguardia Tecnológica”, pp.8, Quito, Ecuador

Otra alternativa para su transporte, sería instalar una planta para calentar y mejorar su viscosidad. Sin embargo, debido al impacto ambiental que representa esta alternativa se hace menos viable este procedimiento.

2.1.2. Trayectoria de la línea de transmisión subterránea entre el EPF y ECB.

Previo al desarrollo de las operaciones de PAM EP, un equipo de especialistas en flora y fauna realiza un minucioso análisis e inventario de las condiciones del sector, buscando determinar la alternativa con menor impacto para el medio ambiente. El equipo biótico identifica a plantas, animales, arboles, insectos, reptiles, bacterias y hongos que habitan en el área los cuales forman el ecosistema con la finalidad de salvaguardarlo para el futuro.

Con la información obtenida y la licencia ambiental habilitada, se procede a desarrollar el proyecto para la red de transmisión subterránea mediante el sistema Cross-Bonding entre el EPF y la ECB, el mismo que contempla una distancia aproximada entre los dos campos de 32.9 km. Como resultado del análisis previamente mencionado se estudia la trayectoria de la ruta a seguir en el tendido del cable para la línea de transmisión de energía subterránea de alta tensión.



Figura 2. 2 Mapa Geográfico – Estaciones EPF & ECB
Fuente: PETROAMAZONAS EP, *En la Vanguardia Tecnológica*

Con la finalidad de evitar el impacto visual, disminuir el impacto ambiental y evitar daños al medio ambiente ocasionados por la exploración, se construye un angosto derecho de vía; a los costados de este acceso, con sus respectivos procedimientos y evitando en lo más posible afectar el medioambiente se hace una zanja donde se instala la tubería por donde se transporta el crudo, el cable energía eléctrica y la fibra óptica para la transmisión de datos.

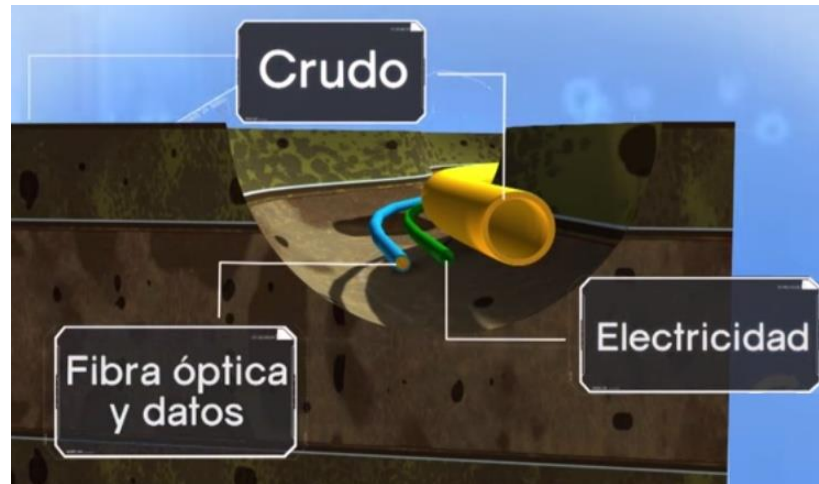


Figura 2. 3 *Trasmisión subterránea de cable eléctrico, fibra óptica y tubería de crudo.*
Fuente: PETROAMAZONAS EP

Posteriormente, la zanja es tapada, los cables son enterrados y el área es revegetada dejando apenas operativo un acceso ecológico para el trasporte de los equipos necesarios para la operación. El trayecto del acceso ecológico es sinuoso, ya que respeta la geografía de la zona, preserva saladeros de donde toman sal las especies animales, cursos de agua y arboles gigantes, factores importantes para el ecosistema.

- **Cruces subfluvial.**

La técnica de perforación direccional, aplicable a diversos campos es actualmente utilizada en la mayor parte de proyectos en donde sortear obstáculos naturales así como cumplir normas ambientales se hace necesario, siendo ahí donde los cruces subfluviales, usando perforación direccional, se hacen imprescindibles y aplicables tanto para la

construcción de líneas de transporte de petróleo, gas natural, petroquímicos, agua, y sistemas de alcantarillado, etc. La perforación direccional abre las posibilidades para que obras como tendido subterráneo sean posibles cuando la tubería de crudo y los cables de energía y de transmisión de datos llegan a un río, estos pasan por debajo de su cauce en el lecho seco del mismo, para evitar enturbiar el agua o interrumpir su curso natural, a este procedimiento se lo conoce como técnica de cruce subfluvial.

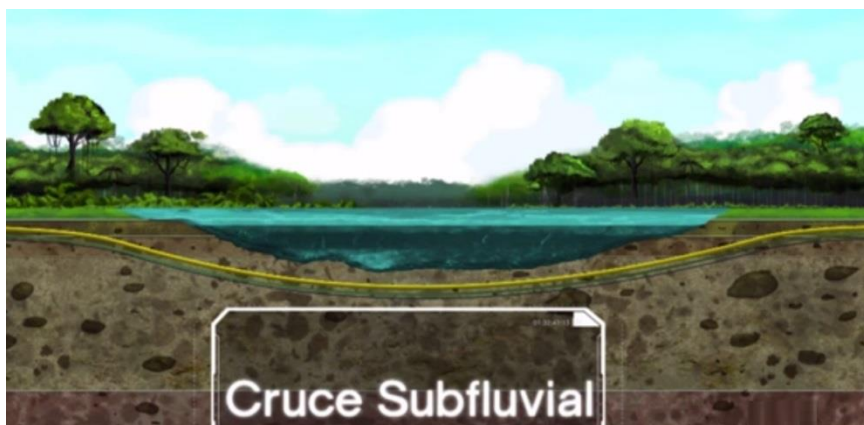


Figura 2. 4 *Técnica de cruce subfluvial*
Fuente: *PETROAMAZONAS EP*

EL cruce subfluvial tiene el menor impacto ambiental a comparación con cualquier otro método alternativo. La tecnología también ofrece la máxima profundidad de recorrido bajo los obstáculos, en consecuencia, ofrece máxima protección y minimiza costos de mantenimiento. La corriente del río no es interrumpida y la mayoría de material es confinado hacia las orillas.

2.1.3. Configuración Cross-Bonding de la línea del EPF hacia la ECB.

Para realizar la configuración del sistema Cross-Bonding en la línea de transmisión subterránea previamente definida debemos conocer o plantear datos eléctricos de las estaciones o campos que van a conectarse, para este caso tenemos la EPF y la ECB. Una vez definidos todos parámetros como ubicación geográfica de las estaciones,

trayectoria del tendido de los cables, y características eléctricas se realizara la configuración Cross-Bonding de la línea.

2.1.3.1. Diagrama Unifilar – Conexión EPF & ECB

Para la interconexión eléctrica de las dos estaciones, cada una cuenta con Switchgear de similares características eléctricas, los valores de cada uno de ellos se representan en las siguientes tablas, definiendo como SWG-20001 para el que se encuentra ubicado en la EPF que para este caso sería nuestra fuente o punto de partida, mientras que para la ECB se define como SWG-50001 al cual llegara nuestra línea subterránea de estudio.

En la presenta tabla se muestra las características eléctricas del switchgear ubicado en el EPF.

69 kV Switchgear Technical Datasheet (SWG-20001)			
	Descripción	Und.	General.
1	Instalación		Metal-CladArcResistant
2	Tipo de instalación		Interior
3	Tipo de Aislación		Aire
4	Voltaje	[kV]	69
5	Fases	#	3
6	Cables	#	3
7	Frecuencia	[Hz]	60
8	Corriente	[A]	1250
9	Corriente de falla	[kA]	20 kArms 3 s.

Tabla 2. 1 Hoja técnica - Switchgear EPF (SWG-20001)
Fuente: Elaborado por Autor.

El sistema de la línea de transmisión eléctrica será diseñado a 69 kV debido a que la ECB es una estación en desarrollo, pieza clave en el desarrollo del Bloque 31 para la interconexión de crudo que será extraído del Bloque 43 el ITT. Debido a este factor primordial, la línea del Cross-Bonding trabajará por un corto tiempo a 35 kV para luego ser elevada su generación a 69 kV, motivo por el cual, el dimensionamiento y diseño del sistema será tomando en cuenta para un nivel de voltaje de 69 kV.

De la misma se presenta tabla en la cual se indican las características eléctricas del switchgear ubicado en la ECB.

69 kV Switchgear Technical Datasheet (SWG-50001)			
	Descripcion	Und.	General.
1	Instalación		Metal-CladArcResistant
2	Instalación		Interior
3	Tipo de Aislación		Aire
4	Voltaje	[kV]	69
5	Fases	#	3
6	Cables	#	3
7	Frecuencia	[Hz]	60
8	Corriente	[A]	1250
9	Corriente de falla	[kA]	25 kArms 3 s.

Tabla 2. 2 Hoja técnica - Switchgear ECB (SWG-50001)
Fuente: Elaborado por Autor.

Conocidos los datos valores nominales eléctricos de los switchgear de los cuales se conectara en principio y fin los cables de poder de la línea eléctrica, se realiza un diagrama unifilar de la interconexión de las dos estaciones. En la Figura 2.5 se visualiza el diagrama unifilar de la conexión entre la EPF y la ECB, para una mejor apreciación ver *Anexo 7*.

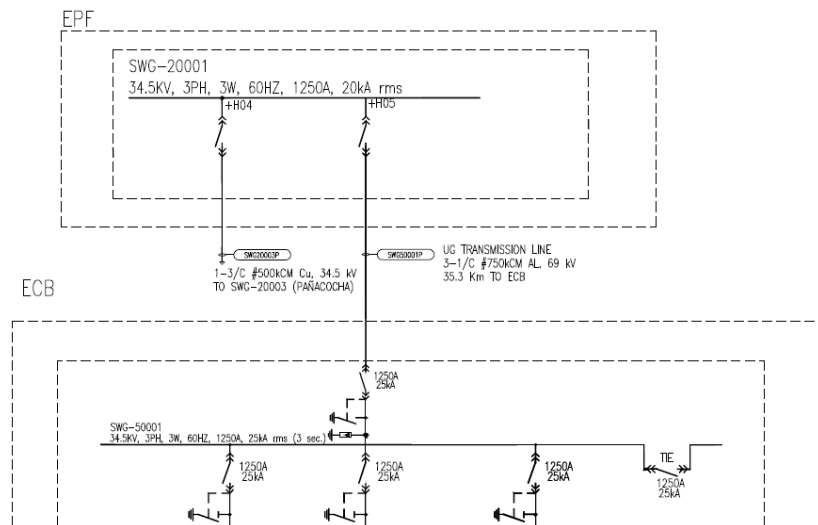


Figura 2. 5 Diagrama Unifilar, interconexión EPF y ECB.
Fuente: Elaborado por Autor.

2.1.3.2. Configuración del sistema.

Definidas las estaciones a conectar, distancias y voltaje de la línea subterránea a 69 kV se plantea la topografía adecuada para un óptimo desarrollo del sistema. Como se definió en el capítulo anterior, la configuración cross-bonding, está conformada por una sección mayor y esta a su vez debe estar formada por tres secciones menores como se muestra en la *Figura 2.6*. Debido a la extensa longitud es importante que cada uno de los tramos sea de igual longitud para cada fase con el objetivo de tener un sistema de transposición de pantallas óptimo.

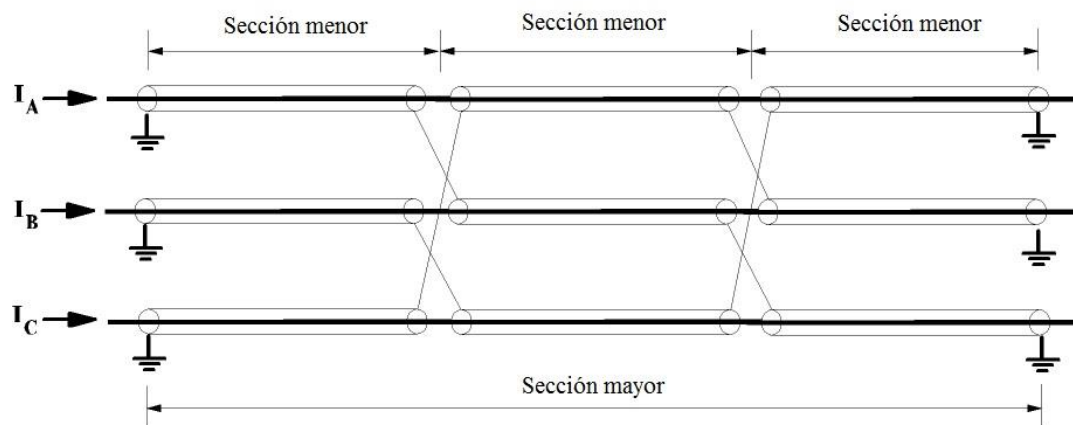


Figura 2. 6 Sección mayor y menor del cross-bonding
Fuente: Elaborado por Autor.

Para establecer las secciones mayores y menores de la configuración de transposición de pantallas del sistema y establecer el número de tramos para el conductor de potencia se debe considerar las cantidades o longitudes máximas como se muestra en la *Tabla 2.4*. Y de igual manera se debe considerar todo el material eléctrico mayor que interviene en la configuración de la línea subterránea de 69 kV empleando la configuración Cross-Bonding, de acuerdo a lo indicado en la *Tabla 2.3*.

Considerando la diversidad geográfica de la zona, existe la probabilidad que uno o varios empalmes coincidan en un lugar pantanoso o zonas bastantes húmedas, donde se vea necesario brindar mayor protección al empalme, se puede contar con la instalación de casings de aluminio (ver anexo 5), el cual es un tubo de aluminio que recubre todo el

empalme y en su interior se vierta un compuesto asfáltico con la finalidad de sellar y cubrir al empalme de posibles filtraciones de agua.

MATERIA ELECTRICICO MAYOR	
ITEM	DESCRIPCION
1	Conductor de Poder de Aluminio de 1/C 750 kcmil con armadura de aluminio y pantalla de cobre tipo MC-HL de 69 kV
2	Conductor monopolar de cobre tipo TTU de 2 kV
3	Empalmes para cable monopolar de 750 kcmil de 69kV
4	Cajas de transposición de pantallas o "Cross-Bonding"
5	Cajas de aterrizamiento con limitador de tensión tipo SVL
6	Cajas de aterrizamiento directo
7	Terminal para cable armado, explosionproof, para áreas clasificadas (Clase I, División 1), tamaño 6"
8	Misil de aluminio de 6" de diámetro por 72" de largo, con fittings terminal tipo "O"
9	Compuesto asfáltico, brea dieléctrica

Tabla 2. 3 Requisición de materiales (MR)
Fuente: Elaborado por Autor.

Sabiendo que la distancia es de 32,9 km se debe considerar un porcentaje de tolerancia extra debido a la irregularidad del terreno y considerar que cada tramo debe traslapar la punta del siguiente tramo aproximadamente 4 metros, en tal virtud se considera un 6% extra de cable. En tal virtud como se había mencionado la longitud total del cable debe ser dividido en múltiplos de 3 debido a que cada sección mayor debe estar formada por 3 secciones menores.

$$L = 32,9 \text{ km} * 1,06 = 34,874 \text{ km}$$

$$\text{Tramos} = 34,874 \text{ km} / 0,9 \text{ km} = 38,74 \rightarrow \text{aproximando } 39 \text{ tramos (secciones menores)}$$

$$\text{Secciones mayores} = 39 / 3 = 13$$

A continuación se detalla las secciones mayores y menores que conforman toda la línea de 32,9 km de tendido de cable para posteriormente realizar la configuración Cross-Bonding.

DISTRIBUCION DE TRAMOS POR FASES				
SECCION MAYOR	SECCION MENOR	LONGITUD FASE A (MT)	LONGITUD FASE B (MT)	LONGITUD FASE C (MT)
SECCION I	TRAMO 1	900	900	900
	TRAMO 2	900	900	900
	TRAMO 3	900	900	900
SECCION II	TRAMO 4	900	900	900
	TRAMO 5	900	900	900
	TRAMO 6	900	900	900
SECCION III	TRAMO 7	900	900	900
	TRAMO 8	900	900	900
	TRAMO 9	900	900	900
SECCION IV	TRAMO 10	900	900	900
	TRAMO 11	900	900	900
	TRAMO 12	900	900	900
SECCION V	TRAMO 13	900	900	900
	TRAMO 14	900	900	900
	TRAMO 15	900	900	900
SECCION VI	TRAMO 16	900	900	900
	TRAMO 17	900	900	900
	TRAMO 18	900	900	900
SECCION VII	TRAMO 19	900	900	900
	TRAMO 20	900	900	900
	TRAMO 21	900	900	900
SECCION VIII	TRAMO 22	900	900	900
	TRAMO 23	900	900	900
	TRAMO 24	900	900	900
SECCION IX	TRAMO 25	900	900	900
	TRAMO 26	900	900	900
	TRAMO 27	900	900	900
SECCION X	TRAMO 28	900	900	900
	TRAMO 29	900	900	900
	TRAMO 30	900	900	900
SECCION XI	TRAMO 31	900	900	900
	TRAMO 32	900	900	900
	TRAMO 33	900	900	900

DISTRIBUCION DE TRAMOS POR FASES				
SECCION MAYOR	SECCION MENOR	LONGITUD FASE A (MT)	LONGITUD FASE B (MT)	LONGITUD FASE C (MT)
SECCION XII	TRAMO 34	900	900	900
	TRAMO 35	900	900	900
	TRAMO 36	900	900	900
SECCION XIII	TRAMO 37	900	900	900
	TRAMO 38	900	900	900
	TRAMO 39	900	900	900
TOTAL (mt)		35100	35100	35100

Tabla 2. 4 Distribución de tramos/bobinas de cable de poder
Fuente: Elaborado por Autor.

Con las cantidades de secciones menores y las longitudes definidas para cada una de ellas se realiza un diagrama general de la configuración. Se debe tomar en consideración que al momento del tendido del cable, la punta final de cada tramo debe tener una distancia de al menos de 3 metros de diferencia en relación a la punta final del otro tramo y esta a su vez otros 3 metros del tramo de la siguiente fase, esto con el fin de evitar que los tres empalmes de cada fase se sobrepongan en una sola línea vertical.

Adicionalmente, debe considerarse también el tendido del cable TTU para las acometidas de las pantallas de los cables de cada fase, hacia las respectivas cajas del Cross-Bondig donde internamente se realizara la trasposición de pantallas y también las acometidas hacia las cajas de aterrizamiento con limitadores de tensión (SVL). De acuerdo a la información suministrada por PAM EP se obtienen los siguientes datos:

- **Condiciones de operación:**
 - a. Número de circuitos : 1
 - b. Tensión Nominal : 69 kV
 - c. Frecuencia de red : 60 Hz
 - d. Potencia transmitida por circuito : 21 MW
 - e. Corriente de cortocircuito 3 fases : 2 KA
 - f. Tiempo máximo de protección de la red : 200 ms

- **Características ambientales (temperatura):**

- a. Temperatura ambiente

- Temperatura mínima : 10 °C
 - Temperatura media : 20 °C
 - Temperatura máxima : 60 °C

Las temperaturas mencionadas servirán para realizar los cálculos correspondientes a la resistencia del conductor en condiciones normales y condiciones de operación asumiendo una temperatura máxima de 60°C

Conocidas las condiciones de operación, características ambientales, lista de componentes, y división o arreglo de tramos se realiza la configuración del sistema Cross-Bonding para los 39 tramos de los 32,9 km de longitud total de la línea de transmisión, se procede a realizar el arreglo de la configuración,

En la *Figura 2.7* se muestra parte de la configuración de la línea, para una mejor visualización ver *Anexo 8*

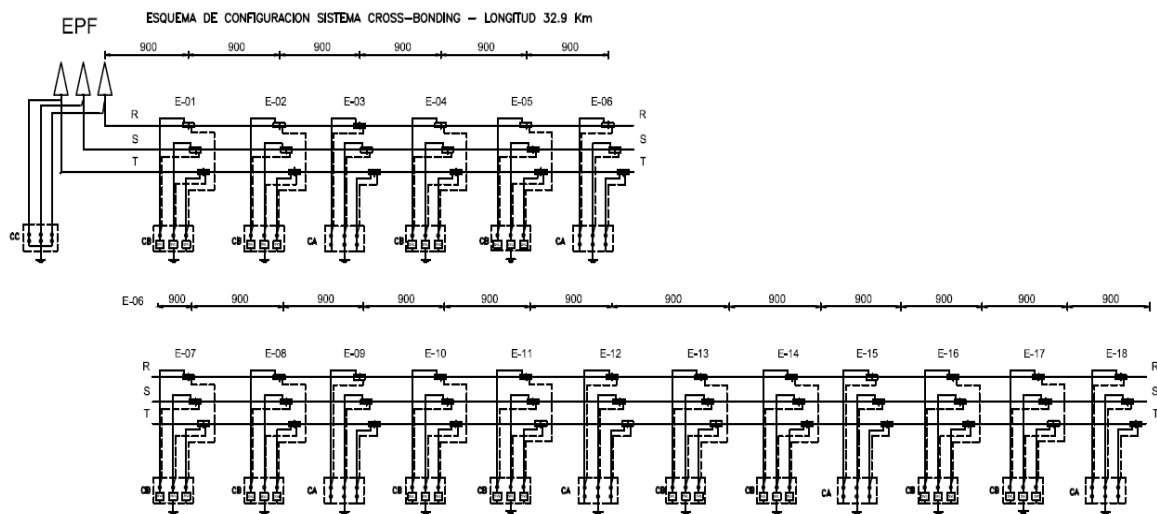


Figura 2. 7 Distribución de tramos y cajas del sistema Cross-Bonding
Fuente: Elaborado por Autor.

2.2. Estudios eléctricos de los componentes principales del Cross-Bonding.

2.2.1. Conductor

Los materiales que se usan usualmente en conductores de cables de poder son principalmente cobre y aluminio, debido a ser metales con una buena conductividad eléctrica y económicamente sustentables para redes de transmisión eléctrica.

En base a un análisis de precios realizado entre el cobre (Cu) y el aluminio (Al) desde principios del 2015 como se indica en la *Figura 2.8*, se concluye que el material de mayor valor económico entre estos dos metales, es el cobre, razón por la cual se define que el conductor de la línea de 32,9 km a 69 kV sea de aluminio.

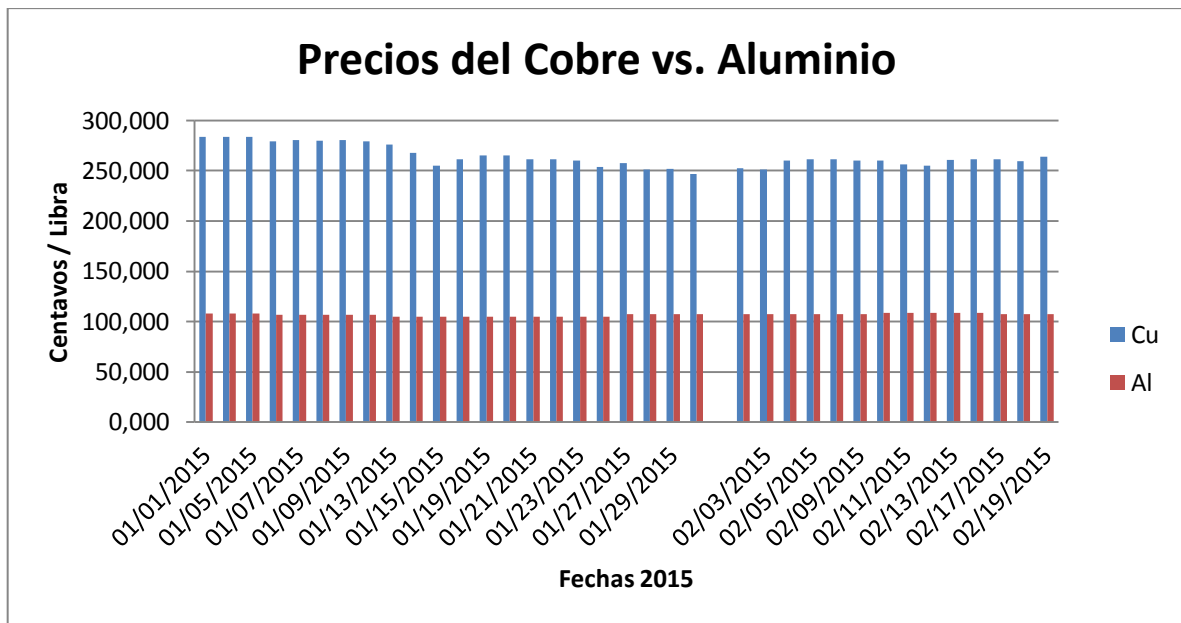


Figura 2. 8 Precios del cobre y aluminio 2015
Fuente: http://okonite.com/adv/metal_prices/index.html

Una vez definido el material del conducto del cable de poder, a continuación se detalla técnicamente los parámetros y características principales del cable de poder a utilizar en la línea de transmisión subterránea de 69kV, (ver *Anexo I*).

Conductor de Aluminio Compacto 750 kcmil					
Ítem	Descripción	Espesor		Diámetro	
		Pulgadas	Milímetros	Pulgadas	Milímetros
1	Diámetro del conductor			0.908	23.118
2	Semiconductora interna	0.040	1.018	0.988	25.154
3	Aislamiento	0.650	16.549	2.288	58.252
4	Semiconductora externa	0.040	1.018	2.368	60.289
5	Pantalla (SHIELD)	0.005	0.127	2.378	60.544
6	Hilos de cobre (10AWG)	0.102	2.594	2.582	65.733
7	Armadura metálica& tape (aprox)	0.250	6.365	3.082	78.463
8	Chaqueta exterior (Diámetro OD nominal)	0.085	2.164	3.252	82.791

Tabla 2. 5 Especificación del cable de poder 1/C 750 kcmil, Al, 9 kV

Fuente: The Okonite Company, Datasheet

En base a los datos mostrados en la *Tabla 2.5*, se procede a realizar los respectivos cálculos de voltajes inducidos y corrientes inducidas en la pantalla de los cables de poder, para lo cual se tienen los siguientes datos:

- Corriente permisible por el cable = 650 A
- Potencia a transmitir = 21 MW
- Factor de potencia = 0,95

- **Tensiones inducidas.**

La tensión inducida en la pantalla depende de la distancia mutua (M) entre conductores y pantalla, la corriente por el conductor principal, la frecuencia angular (ω) y la longitud del cable (L), la misma que está dada por la siguiente relación:

$$V = \omega \cdot M \cdot L \cdot I \quad (5)$$

Dónde:

ω = es la frecuencia angular = $2 \pi f = 377$ [rad/s].

M = Inductancia mutua [H/m].

L = Longitud [m].

I = Corriente [A].

La corriente del sistema se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$I = \frac{W}{1,73 \times E \times fp} \quad (6)$$

Dónde:

W = Potencia a transportar [W].

E = Voltaje [V].

fp = Factor de potencia

- **Pérdidas de energía en pantallas.**

Las pérdidas de potencia en las pantallas se deben, por un lado a las pérdidas óhmicas debidas al paso de las corrientes inducidas por las pantallas; y, por otro a las pérdidas causadas por la existencia de corrientes de Foucault. Para los cables monofásicos con cubiertas metálicas unidas en ambos extremos, la magnitud de la corriente inducida es bastante mayor que la magnitud de las corrientes parasitas, por lo que para efectos de cálculo, solo se considerara la corriente inducida en la cubierta.

Si se consideran dos cables, para los cuales *“si las pantallas están aisladas, es decir, si no se conectan a tierra en los extremos, el flujo que se establece en un cable corta las pantallas de los demás e induce corrientes de Foucault⁷”* como se muestra en la *Figura 3.1*. Aunque la pérdida en esta condiciones es muy pequeña, excepto en los cables que están próximos o tocándose, se establecen tensiones a lo largo de la pantalla que pueden resultar excesivas.

⁷ B.M. Weedy, “Sistemas eléctricos de gran potencia”, editorial reverté s.a. 1982, pp. 316, Barcelona, España.

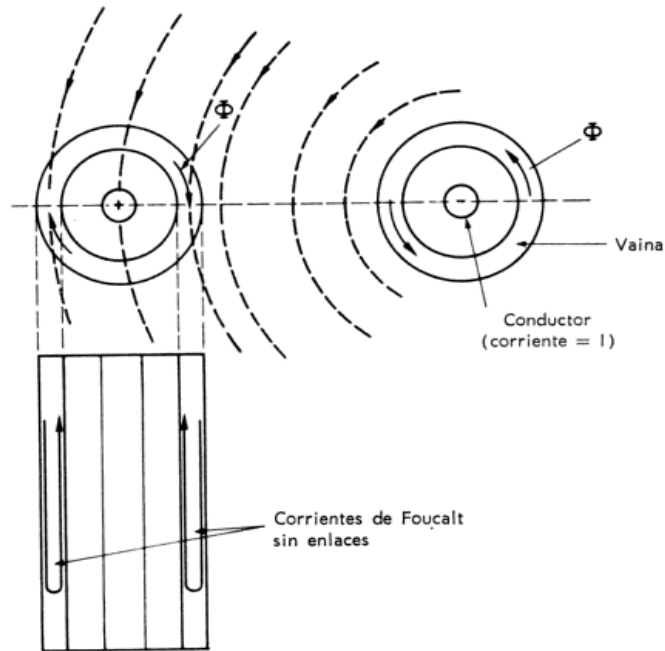


Figura 2.9 Corrientes y flujos en pantallas sin extremos enlazados.
Fuente: *Sistemas eléctricos de gran potencia, B.M Weedy*

Para evitar este efecto, las pantallas se conectan en los extremos formando las conexiones terminales indicadas en la siguiente *Figura 3.2*.

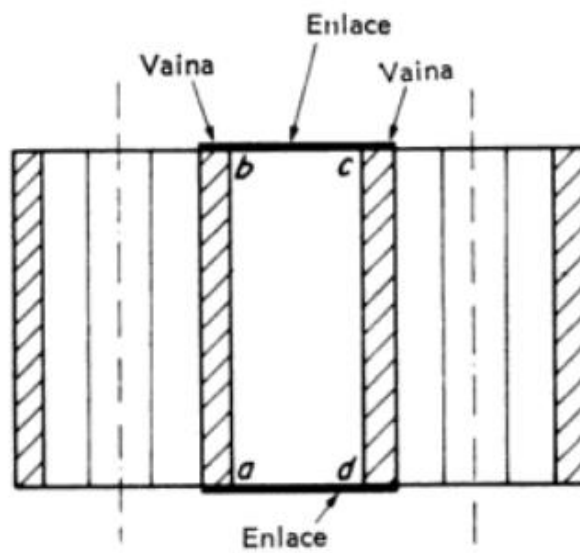


Figura 2.10 Dos cables con pantallas enlazadas
Fuente: *Sistemas eléctricos de gran potencia, B.M Weedy*

El flujo a través del lazo (abcd) forma una inductancia mutua M entre la envuelta y el conductor igual a [4]:

$$M = 4 * 10^{-7} \ln\left(\frac{S}{r_s}\right) H/m \quad (7)$$

Dónde:

S = Separación entre los centros de las pantallas.

r_s = radio medio de la pantalla.

Si el sistema es trifásico con separación equilateral el valor efectivo de la M es:

$$M = \frac{2}{10^{-7}} \ln\left(\frac{S}{r_s}\right) H/m \quad (8)$$

La auto inductancia de la pantalla L, es aproximadamente igual a la inductancia mutua M y denominado R_s a la resistencia del trayecto de la corriente, la corriente de la pantalla es:

$$I = \frac{I\omega M}{\sqrt{R_s^2 + (\omega M)^2}} \quad (9)$$

Y la pérdida en la pantalla por fase:

$$= I_s^2 R_s = R_s \left(\frac{I^2 \omega^2 M^2}{R_s^2 + \omega^2 M^2} \right) \quad (10)$$

De aquí tenemos que las pérdidas en la pantalla están definida por [13]:

$$Perdidas_{pantalla} = I_s^2 \left(\frac{\omega^2 M^2 R_s}{R_s^2 + \omega^2 M^2} \right) \quad (10)$$

El *Figura 2.9* muestra el circuito equivalente formando un círculo acoplado en conductor y la pantalla metálica.

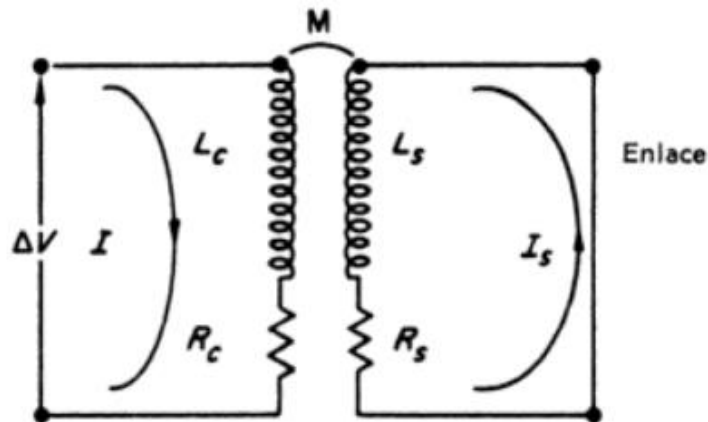


Figura 2. 11 *Circuito equivalente formado por el conductor y las pantallas enlazadas.*
Fuente: *Sistemas eléctricos de gran potencia, B.M Weedy*

Aunque el circuito equivalente indicado es el correspondiente al circuito monofásico, la siguiente ecuación se aplica también para un sistema trifásico con tres cables.

$$L_c = X_c = 2\omega \left(2 \ln \frac{s}{r} + \frac{1}{2} \right) * 10^{-7} \Omega/m \quad (11)$$

; y,

$$X_s = \omega M = 2\omega \left(2 \ln \frac{s}{r_s} \right) * 10^{-7} \Omega/m \quad (12)$$

2.2.2. Cajas de Cross-Bonding y aterrizamiento.

a. Normas

Las normas industriales para gabinetes eléctricos existen para promover la seguridad, adelantar la eficiencia en el diseño y definir los niveles mínimos de rendimiento del producto. Bajo este criterio se definen dos normas internacionales.

- **Norma NEMA (National Electrical Manufacturer's Association).** Promueve la competitividad de todos los productos de la industria eléctrica de los EE.UU. a través del desarrollo. Similar a la IEC60529, esta norma cubre gabinetes para

equipo eléctrico y se ocupa de la protección contra el ingreso, pero difiere en que se ocupa de las especificaciones que detallan los criterios mínimos de la construcción, el rendimiento, de pruebas, la resistencia a la corrosión y mucho más [14].

- **Norma IEC 60529 (International Electrotechnical Commission).** Es la organización líder en el mundo que elabora y publica normas internacionales para todas las tecnologías eléctricas, electrónicas y afines, lo que se llama colectivamente electrotecnología. La norma IEC 60529 incluye una lista de códigos, llamados números característicos que se usan para identificar niveles de protección contra el ingreso. Normalmente conocida como protección IP, estos códigos reflejan la capacidad del gabinete eléctrico de proteger contra el acceso a partes electrificadas por parte de personas, herramientas, humedad, polvo o suciedad [14]. Las clasificaciones de tipo IP cubren:
 - El grado de protección humana.
 - El grado de protección para el equipo a dentro del gabinete contra el ingreso de cuerpos extraños solidos incluyendo el polvo.
 - El grado de protección para el equipo adentro del gabinete contra el ingreso de agua.

El grado de protección (hermeticidad) proporcionado por las cajas se indica por medio del código IP seguido por dos números que indican el grado de protección, como lo indica la *Tabla 2.7*.

Grado de protección contra la introducción de cuerpos sólidos		Grado de protección al agua	
Primer Índice	Descripción	Segundo Índice	Descripción
0	Sin protección	0	Sin protección
1	Protección contra los cuerpos sólidos grandes	1	Protección contra el goteo de agua vertical (condensación)
2	Protección contra los cuerpos sólidos medianos	2	Protección contra el goteo de agua inclinada verticalmente
3	Protección contra los cuerpos sólidos pequeños	3	Protección contra agua en spray
4	Protección contra los cuerpos sólidos muy pequeños (granulados)	4	Protección contra las salpicaduras de agua

Grado de protección contra la introducción de cuerpos sólidos		Grado de protección al agua	
Primer Índice	Descripción	Segundo Índice	Descripción
5	Protección contra los residuos de polvo	5	Protección contra chorros de agua de cualquier dirección con manguera
6	Protección total contra la penetración de cualquier cuerpo sólido (estanqueidad)	6	Protección contra inundaciones
		7	Protección contra la inmersión temporal
		8	Protección durante inmersión continua
		9k	Protección contra la introducción de agua usando pistolas de limpieza de alta presión

Tabla 2. 6 Definición y tabla del grado de protección (IP)

Fuente: Norma Internacional IEC 60529

b. Cajas de Cross-Bonding o transposición de pantallas.

Deben cumplir parámetros de seguridad muy riguroso que para este aplicación, y de acuerdo a la *Tabla 2.6*, estas cajas deben tener un grado de protección IP 68 debido a que las mismas van estar instaladas en la intemperie directamente enterradas, para lo cual se debe analizar minuciosamente el tipo de caja y el grado de protección que debe tener la misma, para esto se analizará un par de normas para elegir la caja adecuada (ver anexo 2).

c. Cajas de aterrizamiento.

Deben cumplir con las mismas especificaciones y el mismo grado de protección IP68 que las cajas de cross-bonding debido a que las mismas serán instaladas de igual manera que las cajas antes mencionadas (ver anexo 3). Técnicamente estas sirven para aterrizar las pantallas en cada extremo de cada sección mayor. Las cajas de aterrizamiento directo (ver anexo 4) que serán instaladas una a cada extremo de la línea, serán de grado de protección IP56, de acuerdo a la *Tabla 2.6*

Es importante que cada una de las cajas, tanto las de cross-bonding como las de aterrizamiento, deban contemplar en su configuración interna un limitador de voltaje (SVL) el cual se detallara a continuación junto con el grado de protección necesario para cada caja.

d. Limitador de tensión SVL (Sheath Voltage Limiters).

Estos SVLs permitirán controlar sobre tensiones inducidas, tanto por cortocircuito así como maniobra y de origen externo, protegiendo la cubierta externa, evitándose la perforación de la misma. Así mismo estos SVLs protegerán los empalmes de seccionamiento. Este SVL tiene la característica de soportar sobretensiones transitorias de más de 127.12V por más de 200 ms (durante la falla) de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$V_{Icc} = \omega * M * I_{cc} * L \tag{5}$$

$$V_{Icc} = 377 \frac{rad}{s} * 1,73618 \times 10^{-7} \frac{H}{m} * 2000 A * 900 m$$

$$E_A = E_B = E_C = 127,1222 V$$

De acuerdo a la máxima tensión inducida y el tiempo de apertura de la protección los SVL especificados serán de 2kV.

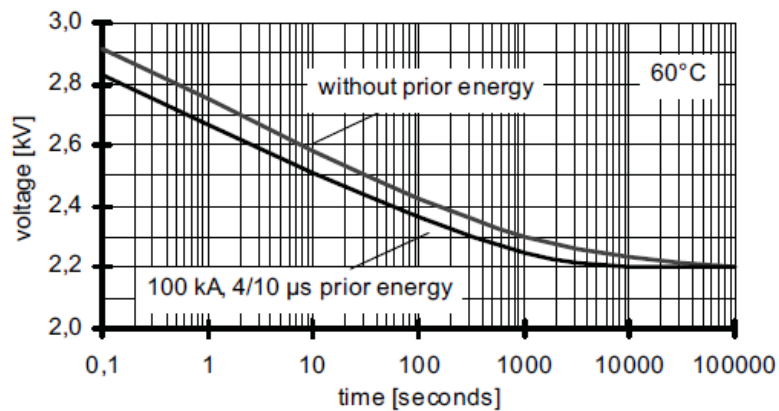


Figura 2. 12 Curva característica del limitador de voltaje (SVL)
Fuente: RAYCHEM, Datasheet, CPA-02

2.2.3. Empalmes y puntas terminales.

Los empalmes y puntas terminales requeridos deberán ajustarse a las características y dimensiones del cable, debido a que en el mercado existen kits estándar de diferentes fabricantes, se debe seleccionar el empalme adecuado para el cable especificado anteriormente. En tal situación, se debe analizar dos tipos de tecnologías para los empalmes permanentes como: empalme contráctiles en frío y empalmes termocontraíbles.

- a. **Empalme contráctil en frío.** Como su propio nombre lo indica, estos son empalmes cuya tecnología hace prescindir del mechero o flama puesto que consisten en tubos abiertos por ambos costados, los cuales son pre-expandidos en su fabricación y ensamblados por sobre un soporte de polipropileno removible en forma de un espiral precortado, que puede ser retirado con tirar desde uno de sus costados con lo cual el tubo se reubica contrayéndose formando una unión muy resistente con un sello al agua y la humedad.

- b. **Empalmes termo contraíbles en calor.** A diferencia de los empalmes en frío, su principio se basa en aprovechar el calor proveniente de la flama de un mechero, debido a que la manga está elaborada por la mezcla de diversos aditivos con la resina sintética de poliolefina para crear propiedades particulares de un tubo termo contráctil la cual contiene adhesivo dentro del tubo. *“El material genérico poliolefina está constituida de largas cadenas de polímeros dispuestos según la dirección de extrusión”*⁸. Cuando el tubo es recalentado, las áreas cristalinas se funden y las uniones de reticulación quedan libres para retornar a la posición inicial contrayéndose a las dimensiones preliminares.

2.2.4. Casing de Aluminio & Brea Asfáltica.

Los misiles de aluminio o comercialmente conocidos como casing de aluminio son efectivamente tubos de aluminio los cuales sirven para recubrir o brindar una protección

⁸ ELCON, Descripción de la tecnología termocontraible, pp.3

adicional a los empalmes de los cables eléctricos, en especial a los que se encuentran en zonas pantanosas o inundables.

La instalación de los casing de aluminio debe ser complementada con el sellado de un compuesto dieléctrico o brea asfáltica, la cual se va a verter por uno de los orificios del misil y ocupará todos y cada uno de los espacios vacíos que queda entre el empalme de cable eléctrico y las paredes internas del casing.

2.3. Análisis de la infraestructura e impacto ambiental del sistema Cross-Bonding.

Para el tendido de la línea eléctrica subterránea de 32,9 km a 69 kV con sistema Cross-Bonding, que consta de 13 secciones mayores y 39 secciones menores o tramos de acuerdo a la *Tabla 2.4*. Los cuales van a formar el tendido de la línea eléctrica desde el campo EPF hasta la ECB, para lo cual se toma en consideración las siguientes fases [15].

- Fase de construcción
- Fase de funcionamiento
- Impacto ambiental

2.3.1. Fase de construcción.

Para la construcción de la línea subterránea y su posterior puesta en marcha, existen puntos relacionados con la infraestructura, lo cuáles se mencionan a continuación [15] [16]:

- a. Obtención de autorizaciones**, la línea subterránea será tendida a lo largo de la selva amazónica, para lo cual las diferentes autorizaciones dependerán de los informes presentados por los especialistas de distintas áreas de la biótica [11].
- b. Apertura y/o mejora de accesos**, para el trazado de una línea eléctrica, la cual discurre por terrenos amazónicos, es necesario la apertura de entradas para la excavación de la zanja, puesto que son terrenos de difícil acceso.
- c. Desbroce, poda o tala de vegetación**, previo a las actividades de excavación de la zanja para el cable subterráneo, se identificará la fauna y flora potencialmente afectada por la obra civil o la circulación de maquinaria. Durante la ejecución de las

excavaciones se procurará minimizar la afección tanto a los animales como a la vegetación arbórea.

- d. Excavación de la zanja,** puesto que la canalización discurre por terreno selvático, el soterramiento se realizará en todo lo largo de trayectoria de la línea la cual es un recorrido de 32,9 km, debiendo ser rellena adecuadamente en todos los tramos de la canalización [15]. La zanja tendrá unas dimensiones de 1.20 metros de profundidad por 1 metro de ancho, como lo muestra la *Figura 2.13.*(ver Anexo 7)

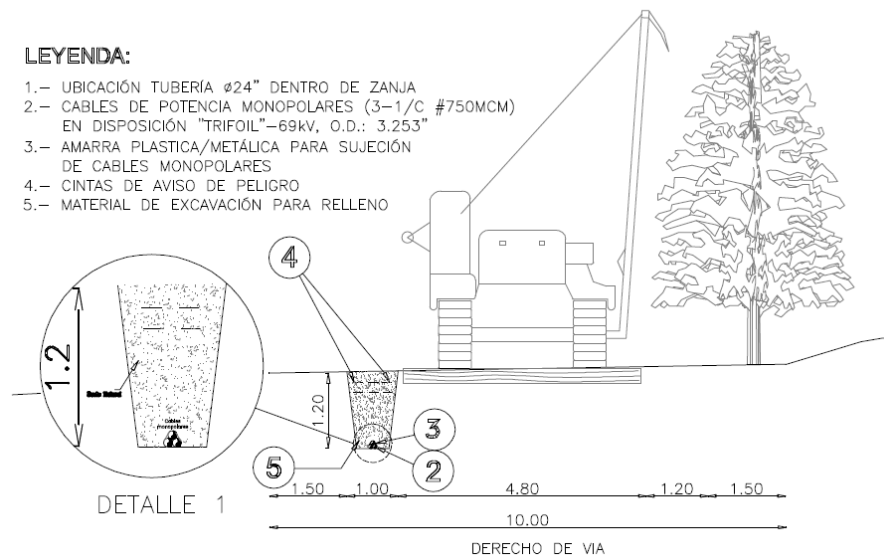


Figura 2. 13 Dimensiones de las zanjas

Fuente: Elaborado por el Autor.

- e. Entibaciones,** cuando en los trabajos de excavación se emplea maquinarias que suponga una sobrecarga que pueda generar vibraciones y en consecuencia desprendimientos de tierras en los taludes, se debe realizar trabajos de refuerzo de entibaciones, balizamiento y señalización de las diferentes zonas [16].
- f. Excavación y montaje de cajas de empalme,** se deben instalar 36 cajas para Cross-Bonding, para los 114 empalmes monopolares a realizarse, adicionalmente 18 cajas a tierra las cuales irán después de cada dos cajas de trasposición de pantallas y dos cajas de aterrizamiento directo una a cada extremo de la línea. Las mismas son de acero inoxidable con grado de protección IP68. Con dimensiones de aproximadamente 680x680x392mm. (ver anexo 2 y anexo 3).

- g. Acopio de materiales de relleno,** Los materiales de la excavación que no se retiren de inmediato, así como otros materiales, se apilarán a la distancia suficiente del borde de la excavación, para que no suponga una sobrecarga que pueda dar lugar a desprendimientos de tierras.
- h. Tendido de cables,** el tendido de los cables de potencia consiste en desplegar los mismos a lo largo de la línea, pasándolos por la canalización. Éste tendido se lo realiza mediante cabrestante con tiro controlado y piloto de acero, para lo cual es recomendable un engrasado exterior utilizando grasa neutra, con la finalidad de disminuir la fricción y esfuerzo de tiro [11].
- i. Relleno de zanjas,** el relleno no se lo realiza, hasta que la canalización haya sido supervisada, una vez realizado esto se procede al relleno de las zanjas con la misma tierra previamente retirada.

2.3.2. Fase de funcionamiento.

La fase de funcionamiento o puesta en marcha, empieza una vez que hasta el último punto citado en el literal anterior fue debidamente ejecutado y supervisado por el personal correspondiente. En esta fase se cita dos puntos, los cuales son [16]:

- a. Transporte de electricidad,** los campos generados por las líneas son de muy baja frecuencia, por lo que los campos eléctrico y magnético actúan de forma independiente y deben ser tratados de forma separada. El estudio se centra en los campos magnéticos del conductor el cual genera corrientes y tensiones inducidas sobre las pantallas de los cables, puesto que los eléctricos se apantallan muy fácilmente.
- b. Labores de mantenimiento,** las labores de mantenimiento para una línea eléctrica son mínimas, ya que consisten en un control de las tomas de tierra, revisión de aisladores, etc.

2.3.3. Impacto ambiental.

Para analizar el efecto que produce el tendido y puesta en marcha de la línea subterránea sobre el medio ambiente amazónico, resulta necesario mencionar los siguientes puntos:

- a. **Cambios de relieve**, las actividades del proyecto que provocan movimientos de tierra traen consigo cambios en el relieve. En el caso de la línea eléctrica mencionada, los movimientos de tierra están asociados principalmente a la excavación y relleno, tanto de la zanja, como de las cajas de empalme.

Así el volumen a excavar para las zanjas de 1,20 m de profundidad por 1 m de ancho a lo largo de 32 km es de aproximadamente 39.480 m³. Gran parte de este material será reutilizado para el relleno de la zanja. En caso de existir excedente de material después de su reutilización, será tratado como residuo inerte [11].

- b. **Incremento de riesgos geológicos**, las labores relacionadas con el movimiento de tierras, pueden producir riesgos geológicos. Todas las actividades se proyectan en terrenos con baja erosión y sin riesgo de deslizamiento. La poca profundidad de las zanjas supone que la ejecución del proyecto no supone alteraciones significativas. De esta forma el impacto producido se puede considerar no significativo.
- c. **Impacto sobre la edafología**, La cual es una ciencia que se ocupa del estudio de la naturaleza y condiciones que presentan los suelos y la relación que estos mantienen con los seres vivos que viven sobre ellos. Las alteraciones en el suelo, producto de la construcción del proyecto se traduce en cambios en sus características físico-químicas y biológicas. El impacto más directo; y el más importante sobre el suelo, es la ocupación del mismo y la pérdida o disminución de su potencialidad de uso agrario.
- d. **Impacto sobre la flora y fauna**, el tendido previsto para la línea subterránea se ubica a lo largo de la selva amazónica, donde las especies vegetales exóticas serían removidas y algunas otras eliminadas, produciendo una degradación del ecosistema. El área de estudio corresponde a una zona rural, donde existe una notable diversidad faunística. En cualquier caso, los impactos sobre la fauna se generan durante la fase

de construcción, debido sobre todo a la sensibilidad de las especies a alteraciones de su entorno, vinculada a la destrucción de la vegetación y a los cambios en los usos del suelo de la zona [11].

Considerando que para la construcción de la línea subterránea es necesario la apertura de vías y acondicionamiento de accesos para realizar las obras, para lo cual resulta indispensable la tala de árboles y el desplazamiento de ciertas especies de fauna, se puede valorar que el impacto generado sobre la geología del terreno es directo, a corto plazo, irreversible, pero recuperable.

2.4. Evaluación de costo para la implementación del sistema Cross-Bonding.

Desarrollado el análisis técnico, un factor indispensable para el análisis de un proyecto de esta magnitud es realizar un debido estudio económico sobre los costos que intervienen en la procura y construcción del tendido de cable subterráneo utilizando el sistema Cross-Bonding.

2.4.1. Procura.

El tema de la procura es fundamental ya que se realiza el análisis de los costos de materiales principales que comprende el sistema, una vez que hayan sido aprobados técnicamente por la entidad competente. Para la procura se analiza la configuración cross-bonding definido la distancia máxima del tendido de la línea y los materiales necesarios para la implementación del sistema, para lo cual en la Tabla 2.8 se muestra la MR (Requisición de materiales) necesaria para la ejecución del proyecto.

Ítem	Descripción.	Und.	Cant.
1	Cable de poder		
1.1	Cable de Poder de Aluminio 1/C 750 kcmil, armadura de aluminio y pantalla de cobre, aislamiento EPR, tipo MC-HL, chaqueta de PVC, 69 kV.	MT	107055
1.2	Cable de poder de cobre monopolar 350 kcmil. Tipo TTU de 2kV	MT	5000

Ítem	Descripción.	Und.	Cant.
2	Empalmes monopolares de 69 kV		
2.1	Kit de empalme termocontraible para Cable de Poder de Aluminio de 1/C 750 kcmil, armadura de aluminio y pantalla de cobre, tipo MC-HL de 69 kV. Incluye todos sus accesorios.	EA	114
3	Sistema Cross-Bonding		
3.1	Caja de transposición de pantallas Cross-Bonding, 3 fases, 6 ingresos para cable, grado de protección IP68 (Para uso a la intemperie), acero inoxidable, incluye limitador de voltaje (SLV = 2 kV). Incluye (Terminales de compresión para cable 350 kcmil de 2kV)	EA	26
3.2	Caja de aterrizamiento, 3 fases, 6 ingresos para cable, grado de protección IP68 (Para uso a la intemperie), acero inoxidable. Incluye (Terminales de compresión para cable 350 kcmil de 2kV tipo TTU)	EA	12
3.3	Caja de aterrizamiento directo, 3 fases, 3 ingresos para cable, grado de protección IP56 (Para uso a la intemperie), acero inoxidable. Incluye (Terminales de compresión para cable 350 kcmil de 2kV tipo TTU)	EA	2
4	Conectores.		
4.1	Terminal para cable armado, explosionproof, para áreas clasificadas (Clase I, División 1), diámetro nominal del cable sobre la chaqueta de 4,96" - 5.2", tamaño comercial 6". INCLUYE CONTRATUERCA	EA	6
5	Casing de aluminio.		
5.1	Misil de aluminio de 6" de diámetro por 72" de largo, con fitting terminal tipo "O", placas de presión & juntas para cable armado 1/C 750 kcmil tipo MC-HL de 69 kV y cable de 1/C 350 kcmil tipo TTU de 2 kV.	EA	24
6	BREA ASFALTICA		
6.1	Aislamiento de alto voltaje, compuesto asfáltico, brea de temperatura normal 280 °F, máxima 350 °F, 1 galón.	GL	350

Tabla 2. 7 Lista de materiales.
Fuente: Elaborado por Autor.

2.4.2. Construcción.

En la fase de construcción viene a ser un complemento fundamental ya que mucho de este análisis dependerá de que tan rentable económicamente sea el proyecto, debido a que uno de los factores principales depende mucho del tiempo de ejecución del proyecto, basado en esto, la fase de construcción podría verse obligada a determinar su presupuesto de una manera rentable para el proyecto, puesto que si se disponen de un periodo de corto

tiempo para realizar los trabajos en sitio se debe considerar un incremento tanto de personal técnico como de recursos y maquinaria, o de igual forma, si acorde a un estudio previo se concluye que hay un tiempo prolongado para la ejecución del proyecto, podemos optimizar los recursos antes mencionados. En tal virtud, se considerara un tiempo adecuado para un óptimo desarrollo del proyecto

a. Personal técnico.

Acorde a un estudio previo del mercado laboral en el Ecuador del sector petrolero, se considera la siguiente tabla de sueldos, en base al actual sueldo básico unificado 2015, el cual a la fecha esta decretado en \$ 354,00 Dólares de los Estados Unidos de América. Mediante el conocimiento de sueldos para este sector se debe considerar las pautas adecuadas y el personal requerido para la elaboración del proyecto, tomando en cuenta el monto referencial para este rubro con el que cuenta una determinada empresa contratante.

REMUNERACION MENSUAL LABORAL 2015 - JORNADAS 21/7			
Incluido horas extras (45 horas de 50% y 72 horas de 100% mensual)			
Nº	Descripción	Salarios a contratar	Incluido horas extras (45 H de 50% y 72 H de 100% mensual)
1	Jefe del proyecto	\$ 4,000.00	Ok
2	SUPERINTENDENTE GENERAL	\$ 1,850.00	\$ 2,800.00
3	Ingeniero Instrumentación y Control Senior	\$ 1,850.00	2430 - 3800 si es eléctrico o civil
4	Administrador de Campo	\$ 1,200.00	\$ 1,500.00
5	Médico (5 años de experiencia)	\$ 2,700.00	Ok
6	Médico (2 años de experiencia)	\$ 1,750.00	\$ 2,000.00
7	Supervisor Seguridad y Salud	\$ 1,500.00	1700 ciudad / 2320 campo
8	Ingeniero Coordinador QA/QC	\$ 1,700.00	\$ 2,300.00
9	Ingeniero Civil Senior	\$ 1,750.00	\$ 2,800.00
10	Ingeniero Civil QA/QC	\$ 1,600.00	\$ 2,300.00
11	Ingeniero Eléctrico Senior	\$ 1,750.00	\$ 2,800.00
12	Ingeniero Eléctrico QA/QC	\$ 1,400.00	1400 – 3000
13	Ingeniero Instrumentación y Control	\$ 1,850.00	1800 - 2633.75
14	Ingeniero Instrumentación y Control QA/QC	\$ 1,800.00	\$ 2,300.00
15	Ingeniero Electrónico y Comunicaciones Senior	\$ 1,750.00	1880 – 2000
16	Ingeniero Electrónico y Comunicaciones QA/QC	\$ 1,600.00	\$ 2,000.00
17	Ingeniero Mecánico Senior	\$ 1,850.00	\$ 2,500.00
18	Ingeniero Mecánico QA/QC	\$ 1,600.00	\$ 2,100.00
19	Ingeniero HMI	\$ 1,900.00	Ok
20	Ingeniero HMI Especialista/Extranjero	\$ 2,400.00	\$ 3,500.00
21	Topografo (Cantidad de area levantada)	\$ 900.00	900 – 1500
22	Soldador Calificado ASME/API	\$ 1,800.00	2400 – 3198
23	Soldador Segunda	\$ 1,200.00	Ok

REMUNERACION MENSUAL LABORAL 2015 - JORNADAS 21/7 Incluido horas extras (45 horas de 50% y 72 horas de 100% mensual)			
Nº	Descripción	Salarios a contratar	Incluido horas extras (45 H de 50% y 72 H de 100% mensual)
24	Tubero	\$ 1,800.00	1100 GYE / campo 2257 bloque 31
25	Ayudante Mecánico	\$ 550.00	Ok
26	Esmerilador	\$ 650.00	\$ 700.00
27	Chorreador	\$ 750.00	Ok
28	Pintor	\$ 800.00	Ok
29	Ayudante Pintor	\$ 500.00	Ok
30	Eléctrico A	\$ 850.00	\$ 950.00
31	Eléctrico B	\$ 750.00	\$ 850.00
32	Ayudante Eléctrico	\$ 550.00	Ok
33	Maestro Mayor	\$ 650.00	Ok
34	Albañil	\$ 550.00	Ok
35	Ayudante Albañil	\$ 500.00	Ok
36	Carpintero	\$ 550.00	Ok
37	Operador de equipo pesado	\$ 1,100.00	Ok
38	Chofer camioneta	\$ 750.00	Ok
39	Chofer furgoneta	\$ 750.00	Ok
40	Chofer camión	\$ 750.00	Ok
41	Bodeguero	\$ 600.00	Ok
42	Dibujante planos AS BUILT	\$ 950.00	Ok

Tabla 2. 8 Remuneración mensual 2015 – Sector petrolero.
Fuente: Empresas del sector (Santos CMI, Energypetrol, otras)

b. Maquinaria

Un factor primordial es la buena utilización de recurso, en tal punto se debe realizar un análisis minucioso del tipo de maquinaria que ingresara con un fin específico a realizar los trabajos respectivos. Como objeto de estudio se desarrollara un análisis asumiendo que toda la maquinaria seria rentada por el tiempo requerido y para el trabajo específico.

En tal virtud, en la siguiente tabla podemos encontrar una base de precios de las distintas maquinarias que intervendrían para la correcta ejecución del proyecto.

Maquinaria pesada				
Ítem	Descripción	Unid.	Cant.	Costo por día.
1	Volqueta	EA	1	\$ 200.00
2	Excavadora	EA	1	\$ 400.00
3	Retroexcavadora	EA	1	\$ 280.00

Maquinaria pesada				
Ítem	Descripción	Unid.	Cant.	Costo por día.
4	Montacargas	EA	1	\$ 400.00
5	Sideboom	EA	1	\$ 800.00
6	Grúa 20T	EA	1	\$ 700.00
7	Grúa 50T	EA	1	\$ 1,200.00
8	Elevador tipo tijera	EA	1	\$ 20.00

Tabla 2. 9 *Costos de alquiler diario de maquinaria pesada*
Fuente: *Referencias de empresas del sector.*

c. Logística.

Teniendo en consideración la magnitud del proyecto y que el mismo se lo realizará en un medio no habitable se debe considerar una logística necesaria durante el desarrollo de la construcción, para esto es necesario implementar la creación de campamentos provisionales para la estadía del personal técnico. En este punto se debe considerar brindar las facilidades necesarias de trabajo a cada uno de los obreros, técnicos, e ingenieros que intervendrán en el proyecto durante el desarrollo de la ejecución del proyecto.

Logística				
Ítem	Descripción	Unid.	Cant.	Costo por día.
1	Alimentación Campo (Staff)	EA	1	\$ 60.00
2	Alimentación Campo (Obreros)	EA	1	\$ 40.00
3	Hidratación Campo (2 botellones diarios)	EA	1	\$ 5.00
4	Alimentación Quito	EA	1	\$ 12.00
5	Movilización personal al sitio de reunión	EA	1	\$ 30.00
6	Transporte Camioneta	EA	1	\$ 80.00
7	Transporte Furgoneta	EA	1	\$ 100.00
8	Transporte Buses	EA	1	\$ 120.00
9	Transporte Camión	EA	1	\$ 250.00
10	Trailer	EA	1	\$ 400.00
11	Transporte Cama Baja	EA	1	\$ 1,500.00
12	Transporte Aéreo (Ida y vuelta)	EA	1	\$ 180.00
13	Encomiendas (aéreos y terrestres)	EA	1	\$ 200.00
14	Hospedaje (Incluye lavandería)	EA	1	\$ 30.00
15	Ropa de Trabajo (EPP)	EA	1	\$ 80.00
16	Camper para Bodega 20 ft	EA	1	\$ 10.70

Logística				
Ítem	Descripción	Unid.	Cant.	Costo por día.
17	Camper para Consultorio Médico	EA	1	\$ 16.50
18	Camper para 4 personas	EA	1	\$ 17.80
19	Camper para Oficina (4 personas)	EA	1	\$ 17.80

Tabla 2. 10 *Costos de logística para el proyecto*
Fuente: *Referencias de empresas del sector.*

Conocidos los costos de procura y construcción se procede a realizar un análisis de productos que se encuentran en el mercado para posterior a su revisión, realizar el proyecto global teniendo en cuenta el aspecto económico y aspecto técnico mediante la elaboración de una propuesta comercial y una propuesta técnica.

CAPÍTULO III

EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICO DEL SISTEMA “CROSS-BONDING”

En el presente capítulo, en base a un estudio previo mediante un modelo de mercado como es el benchmarking, el cual permitirá realizar una comparación técnica entre fabricantes de cables de poder, y en base a los resultados obtenidos se darán a conocer ventajas y desventajas técnicas de cada uno de cables analizados.

Realizado un estudio técnico del cable se procede a desarrollar una evaluación técnica y económica con la cual podemos definir precios en el aspecto técnico con el objetivo de ir modelando nuestro presupuesto del proyecto y ver su viabilidad a largo plazo tomando como referencia la vida útil del cable que garantiza el fabricante. Como complemento se realizara un análisis del costo para puesta en marcha del sistema para el cual se debe contemplar personal técnico y logística, herramientas y equipos necesarios.

3.1. Benchmarking de materiales para el sistema “Cross-Bonding”.

3.1.1. Definición de benchmarking

El término “benchmarker” o “benchmarking” es un anglicismo traducible al español como comparativa, debido a que proviene de las palabras bench (banquillo, mesa) y mark (marca señal) el cual la palabra compuesta podría traducirse como medida de calidad. En tal virtud el benchmarking no es más que *“un proceso sistemático y continuo el cual se utiliza para evaluar los productos, servicios y procesos de trabajo de las organizaciones que son reconocidas como representantes de las mejores prácticas”*⁹, mediante un análisis comparativo.

Uno de los objetivos de un benchmark, es servir al usuario dándole un panorama de lo existente en el mercado de antes del lanzamiento de un nuevo producto. Así también es útil

⁹ DEBITOOR. “Definiciones del Benchmarking”, <https://debitoor.es/glosario/definicion-de-benchmarking>

para ayudar al usuario en la elección de un producto existente, mediante este tipo de análisis comparativo.

3.1.2. Tipos de benchmarking.

- **Benchmarking Interno.**

El benchmarking interno probablemente es el más peculiar que el resto, ya que se pone en marcha dentro de la propia empresa y no de cara a la competencia, por lo general se suele dar en grandes empresas formadas por numerosos departamentos y/o divisiones, teniendo en cuenta que pueden haber una serie de departamentos que pueden dar ejemplo a los demás siendo modelos a imitar por los niveles alcanzados dentro de una misma organización. Mediante la cual podemos establecer patrones de comparación con departamentos o secciones, tomándolos como estándar para iniciar procesos de mejora continua. Es interesante realizarlo y quizás por ser dentro de la misma empresa es el más fácil de hacer ya que se cuenta con toda la información necesaria [17].

- **Benchmarking externo.**

Este se utiliza cuando hay una competencia agresiva, comparando algunos aspectos con los competidores más directos o con los líderes del mercado sobre un cierto producto. Para lo cual se subdivide en dos categorías: benchmarking competitivo y benchmarking genérico [17].

- **El benchmarking competitivo.** Es la comparación de los estándares de calidad de una organización con los de otras empresas las cuales son competidoras. En resumen este tipo de benchmarking consiste en efectuar pruebas de comparación así como también investigaciones que nos permitan conocer todas las ventajas y desventajas de nuestros competidores más directos mediante una evaluación de los productos, servicios y procesos de la organización con actividades similares que se ha identificado como las más exitosas de la competencia [17].
- **El benchmarking genérico.** No es más que la comparación de los niveles de logros de una organización, con lo mejor que exista en cualquier parte del mundo,

sin importar en que industria o que mercado se encuentre, ya que consiste en comparar funciones o procesos afines con independencia del sector al que pertenecen sus empresas [17].

- **Benchmarking funcional.**

Este compara los estándares de la empresa con los de la industria a los que pertenece con el fin de identificar la practica más exitosa de otra empresa sea o no competidora pero que se considere líder en un área específica de interés. Por lo general se lleva a cabo entre empresas de un mismo sector, pero que presentan servicios o suministran productos que no son competencia directa entre sí [17].

3.1.3. Estructura de un benchmarking.

El benchmarking es un proceso bien estructurado el cual consiste de 5 etapas, las cuales serán analizadas y representadas en la *Figura 3.1*



Figura 3. 1 *Etapas del Benchmarking*

- **Procedimiento para ejecutar el benchmarking.**

Es importante identificar que procesos son los que necesitan ser estudiados y de donde vendrán las ideas a aplicar con el objetivo de focalizar esfuerzos y evitar en lo más posible gastar energía y tiempo de forma innecesaria. Una vez definidas las necesidades es importante destinar los recursos necesarios para una investigación exitosa en este proceso, es decir presupuesto, tiempo, personas, etc.

- **Formar un equipo de benchmarking.**

Luego de haber definido la primera etapa, es necesario formar un equipo que estará a cargo del proceso de benchmarking en la organización. Este trabajo puede ser realizado en forma individual o en equipo lo cual es más recomendable en tal razón a que se puede asignar a las distintas tareas y responsabilidades que permitan el éxito del proceso.

- **Identificar socios del benchmarking.**

Aquí se deberán identificar las fuentes que proporcionan información para llevar a cabo el proceso de benchmarking, pudiendo ser otras organizaciones o fuentes bibliográficas, gubernamentales u otras.

- **Recopilar y analizar la información del benchmarking.**

Una vez obtenida la información mediante su recopilación, la persona o personas deberán seleccionar los métodos más convenientes para la organización, en tal virtud es recomendable que existan expertos con la finalidad de una selección lo más profesional posible.

- **Actuación.**

Una vez que se han detectado las necesidades del cliente, para finalizar, mediante uno o varios informes se dan los lineamientos para actuar en la incorporación de estos nuevos mecanismos que harán más eficiente la organización o producto.

3.1.4. Desarrollo del benchmarking del conductor eléctrico.

De acuerdo a la información técnica y económica del proyecto, se determina que el factor primordial para la construcción de la red de transmisión subterránea de 32,9 km, es el conductor eléctrico a la gran magnitud e impacto que representa al sistema. Existen muchos fabricantes de cables de poder, control e instrumentación en media, baja y alta tensión, pero pocos han logrado seguir en el estandarte de los mejores fabricantes de cables, sobre todo para la fabricación del cable que se ha considerado para el presente estudio, por tal razón se ha efectuado un estudio entre dos marca de cables reconocidas a nivel mundial una de ellas, The Okonite Company [18] (ver Anexo 10)

ESPECIFICACION TECNICA DEL CABLE					
ITEM	DESCRIPCION	UNID	REQUERIMIENTO	OFERENTE 1	OFERENTE 2
1	DATOS TECNICOS				
1.1	Fase Conductor				
a.	Material del Conductor (Cobre o Aluminio)		Aluminio	Aluminio	Aluminio
b.	Sección del Conductor (mm ² o AWG)		1/C 750 kcmil	1/C 750 kcmil	1/C 750 kcmil
c.	Voltage Máximo (U _{max})		69 kV	69 kV	69 kV
d.	Nivel de Aislamiento (BL) [kV]		350 kV	350 kV	350 kV
e.	Sección del Conductor de Tierra (mm ² o AWG)		N/A	N/A	N/A
1.2	Material del Aislamiento (XLPE, EPR Rubber, Papel Impregnado, etc.)		EPR o XLPE	EPR	EPR
1.3	Pantalla de Tierra			5 mil CU tape, 15 x #10 AWG CU wires, AL	5 mil CU tape, 15 x #10 AWG CU wires, AL
a.	Configuración y Material de la Pantalla Metálica		Aluminum Continuous Corrugated or Aluminum Laser Welded	Continuous Welded Corrugated	Continuous Welded Corrugated
b.	Sección de la Pantalla Metálica (mm ²)		2 AWG	422 kcmil Aluminum (~3.0 AWG CU)	422 kcmil Aluminum (~3.0 AWG CU)
b1.	Corriente de Falla de la Tierra (A), Tiempo de Respuesta a fallas (s)		25000 A, 1 s.	25000 A, 1 s.	27,53kA para 1 s.
1.4	Protección mecánica y entrada de agua		Required, Type according with MFG STD	AL CLX & overall jacket	AL CLX & overall jacket
1.5	Chaqueta Externa (PVC, HDPE, CPE)		PVC	PVC	PVC
1.6	Standares y Normas Aplicables		NA (NEMA, ICEA, ANSI, IEEE) Standards	ICEA S93639, NEMA WC74, IEEE 1202&383	ICEA S-108-720, NEMA, IEEE
1.7	Longitud Total del Cable		107055 m	107055 m	107055 m
1.8	Peso neto del cable lbs/ft		Por el fabricante	4,996 lb/ft aprox	4,927 lb/ft
1.9	Condiciones Generales de Ambiente e Instalación				
a.	Tipo de Instalación (Enterrado Directo, Aéreo, Tubería enterrada, En Bandeja)		Enterrado Directo & Bandeja	Enterrado Directo & Bandeja	Enterrado Directo & Bandeja
b.	Temperatura Ambiente		Max 38.78 °C / avg 15 °C	Max 38.78 °C / avg 15 °C	Max 38.78 °C / avg 15 °C
c.	Resistividad Térmica de Tierra		90 °C·cm/W	90 °C·cm/W	90 °C·cm/W
d.	Profundidad de Instalación		1.2 m	1.2 m	1.2 m
e.	Configuración de Instalación del Cable (formación plana o formación trifoil)		N/A	Trifoil	Trifoil
f.	Terminación de Las Pantallas de Tierra Aterrizadas (Single point bonding, cross bonding o both-ends bonding)		Both-ends Bonding	Both-ends Bonding	Both-ends Bonding
g.	Temperatura del suelo		20 °C	20 °C	20 °C
1.10	Otros Requerimientos				
a.	Color de la Chaqueta Externa		Por el fabricante	Negro	Negro
b.	Identificación y Marcaje del Cable		Acorde con MFG Procedimientos Estandar	MFG Standard	MFG Standard
c.	Ampacidad Directamente Enterrada [A] acorde al NEC Tabla 310.83		650 A (ICEA P-53-426)	650 A (ICEA P-53-426)	524 A por conductor, tierra multipunto, con fuente de calor, 105°C
2	DATOS REQUERIDOS				
2.1	Diámetro del Conductor	inch	Por el fabricante	0.902	0.908
2.2	Trenado y diámetro de los hilos de conductor	inch	Por el fabricante	Class B Compact Round	Class B Compact Round
2.3	Espesor de la pantalla del conductor	mil	Por el fabricante	20 (punto mínimo)	20 (punto mínimo)
2.4	Espesor del aislamiento	mil	Por el fabricante	420	650
2.5	Diámetro sobre el aislamiento del conductor	inch	Por el fabricante	1.812	2.280
2.6	Espesor de la pantalla del aislamiento	mil	Por el fabricante	24 (punto mínimo)	40 (punto mínimo)
2.7	Diámetro sobre la pantalla del aislamiento	inch	Por el fabricante	1.872	2.380
2.8	Espesor de la armadura metálica	mil	Por el fabricante	65	37
2.9	Diámetro sobre la armadura metálica	inch	Por el fabricante	4.825	3.06
2.10	Espesor de la chaqueta externa	mil	Por el fabricante	85	85
2.11	Diámetro sobre la chaqueta externa	inch	Por el fabricante	5009	3,253
2.12	Peso por unidad longitud de cable	lbs/1000ft	Por el fabricante	9568	4927
2.13	Resistencia DC del cable (conductor) por unidad de longitud a 25 y 90°C	Ω/1000ft	Por el fabricante	0,0236 / 0,0297	0,0236 / 0,0297
2.14	Resistencia AC del cable (conductor) por unidad de longitud a 25 y 90°C	Ω/1000ft	Por el fabricante	0,0270 / 0,0339	0,0264 / 0,0332
2.15	Reactancia a 60 Hz del cable por unidad de longitud	Ω/1000ft	Por el fabricante	0,0394 basado en 90°C	0,0511 basado en 90°C
2.16	Impedancia a 60 Hz del cable por unidad de longitud	Ω/1000ft	Por el fabricante	0,052 basado en 90°C	0,0610 basado en 90°C
2.17	Capacitancia entrelos cables con las pantallas aterrizadas en picos por unidad de longitud	pF/ft	Por el fabricante	76,99	56,60
2.18	Inductancia entrelos cables con las pantallas aterrizadas en mili-hercios por unidad de longitud	mH/1000ft	Por el fabricante	0,1045	0,1358 basado en la configuración de ampacidad
2.19	Capacidad de corriente del cable con factores de reducción aplicables	A	Por el fabricante	526 A por conductor, tierra multipunto, con fuente de calor, 105°C	524 A por conductor, tierra multipunto, con fuente de calor, 105°C
2.20	Rango de corto circuito	KA	Por el fabricante	50,73 kA para 1 segundo - tierra multipunto	27,53 kA para 1 segundo - tierra multipunto
2.21	Lugares peligrosos, conforme a la NEC	List	Por el fabricante	MC-HL	MV
2.22	Capacidad de corriente del cable para operación de emergencia a 140 grados Celsius	A	Por el fabricante	609 A por conductor, tierra multipunto, con fuente de calor	608 A por conductor, tierra multipunto, con fuente de calor
2.23	Capacidad de corriente del cable para operación en cortocircuito a 250 grados Celsius	A	Por el fabricante	767 A por conductor, tierra multipunto, con fuente de calor	771 A por conductor, tierra multipunto, con fuente de calor

Tabla 3. 1 Comparación técnica entre dos fabricantes (oferente 2 - The Okonite Company)

Fuente: Elaborado por Autor.

3.2. Evaluación Económica.

3.2.1. Evaluación económica de la procura.

Tras el desarrollo de un benchmarking del elemento principal de la línea de transmisión subterránea a 69 kV mediante un sistema cross-bonding, se determina que el conductor adecuado técnica y económicamente es el oferente 2, en tal virtud se considera dicho cable para la oferta de la procura de materiales del proyecto, en base a las características constructivas del mismo tales como son:

- Mayor corriente de falla a tierra.
- Mayor espesor del aislamiento.
- Mayor espesor de la semiconductor externa.
- Mayor espesor de la pantalla
- Menor diámetro sobre la armadura y chaqueta.

Así también, referente a los empalmes, se opta por la tecnología termo contraíble en caliente debido a las bondades que ofrece su aplicación en caliente en tal virtud se establece el siguiente suministro con la marca especificada debido a que proveen las cajas de cross-bonding ya que su principal giro de negocio es la división de energía en media y alta tensión.

Debido a las políticas y estatales de alta calidad que manejan las empresas públicas del sector petrolero y en este caso PAM EP como empresa principal en el país, se debe contar con materiales que cumplan y en el mejor de los casos superen estas exigencias de calidad, en tal virtud los materiales especificados en la *Tabla 3.2* pertenecen a una lista de marcas aprobadas y calificadas por PAM EP.

Ítem	N/P	Descripción.	Und.	Cant.	Costo unitario.	Costo total.
1		Cable de poder				
1.1		Cable de Poder de Aluminio 1/C 750 kcmil, armadura de aluminio y pantalla de cobre, aislamiento EPR, tipo MC-HL, chaqueta de PVC, 69 kV. Referencia: Okonite 135-22-3775 o similar	MT	107055	\$ 105,45	\$ 11.289.163,86
1.2		Cable de poder de cobre monopolar 350 kcmil. Tipo TTU de 2kV	MT	5000	\$ 22,11	\$ 110.550,00
2		Empalmes monopolares de 69 kV				
2.1	EHVS-72H-S-TWC-3D-C839	Kit de empalme termo contraíble para Cable de Poder de Aluminio de 1/C 750 kcmil, armadura de aluminio y pantalla de cobre, tipo MC-HL de 69 kV. Incluye todos sus accesorios. Referencia: TYCO/RAYCHEM EHVS-6920-W SERIES	EA	114	\$ 905,00	\$ 103.170,00
3		Sistema Cross-Bonding				
3.1	HVLB-C-S-2-X-2-U-IP68-XX	Caja de transposición de pantallas Cross-Bonding, 3 fases, 6 ingresos para cable, grado de protección IP68 (Para uso a la intemperie), acero inoxidable, incluye limitador de voltaje (SLV = 2 kV). Incluye (Terminales de compresión para cable 350 kcmil de 2kV) Referencia: TYCO/RAYCHEM HVLB-C-S-2-X-2-U-IP68-XX	EA	26	\$ 2.800,00	\$ 72.800,00
3.2	HVLB-E-S-0-6-2-U-IP68-XX	Caja de aterrizamiento, 3 fases, 6 ingresos para cable, grado de protección IP68 (Para uso a la intemperie), acero inoxidable. Incluye (Terminales de compresión para cable 350 kcmil de 2kV tipo TTU) Referencia: TYCO/RAYCHEM HVLB-E-S-0-6-2-U-IP68-XX	EA	12	\$ 2.600,00	\$ 31.200,00

Ítem	N/P	Descripción.	Und.	Cant.	Costo unitario.	Costo total.
3.3	HVLB-GND-0-3	Caja de aterrizamiento directo, 3 fases, 3 ingresos para cable, grado de protección IP56 (Para uso a la intemperie), acero inoxidable. Incluye (Terminales de compresión para cable 350 kcmil de 2kV tipo TTU) Referencia: TYCO/RAYCHEM HVLB-GND-0-3	EA	2	\$ 1.398,00	\$ 2.796,00
4		Conectores.				
4.1	711-K-6" NPT	Terminal para cable armado, explosión proof, para áreas clasificadas (Clase I, División 1), diámetro nominal del cable sobre la chaqueta de 4,96" - 5.2", tamaño comercial 6". INCLUYE CONTRATUERCA Referencia: HAWKE 711-K-6" NPT.	EA	6	\$ 2.013,94	\$ 12.083,64
5		Casing de aluminio.				
5.1		Misil de aluminio de 6" de diámetro por 72" de largo, con fitting terminal tipo "O", placas de presión & juntas para cable armado 1/C 750 kcmil tipo MC-HL de 69 kV y cable de 1/C 350 kcmil tipo TTU de 2 kV.	EA	24	\$ 1.670,00	\$ 40.080,00
6		Brea asfáltica				
6.1	CP-11	Aislamiento de alto voltaje, compuesto asfáltico, brea de temperatura normal 280 °F, máxima 350 °F, 1 galón. Referencia: MAC PRODUCTS CP-11	GL	350	\$ 72,75	\$ 25.462,50
SUBTOTAL						\$ 11.687.306,00

Tabla 3. 2 Oferta económica del material principal (costos USA).

Fuente: Referencia de empresas del sector.

3.2.2. Evaluación económica del servicio.

Cuando se trata de determinar si el costo de una obra guarda la debida relación con los beneficios que de ella se espera obtener, o bien si la disponibilidad existente basta para su ejecución, es suficiente hacer un presupuesto aproximado, tomando como base unidades

medibles en números redondos y precios unitarios. A demás se debe considerar que para el desarrollo de un análisis económico, se debe contemplar los cargos que incurren en cada uno de los APU's (Análisis de Precios Unitarios), en forma general tenemos los siguientes cargos:

- **Cargos directos.** Son los cargos aplicables al concepto de trabajo que se derivan de las erogaciones por mano de obra, materiales, maquinarias, herramientas, instalaciones, y por patentes en su caso, efectuadas exclusivamente para realizar dicho concepto de trabajo [19].
- **Cargos indirectos.** Son todos los gastos de carácter general no incluidos en los cargos directos en que debe incurrir “el contratista” para la ejecución de los trabajos y que se distribuyen en proporción a ellos para integrar el precio unitario [19].
- **Cargos por utilidad.** Es la ganancia que debe percibir “el contratista” por la ejecución del concepto de trabajo [19].

3.2.2.1. Análisis de precios unitarios (APU).

Para el desarrollo de la evaluación económica recopilamos de forma resumida y general los costos que intervendrían en la ejecución del proyecto, para posteriormente realizar el presupuesto de la obra del proyecto en base al análisis de precios unitarios (APU). Un análisis de precios unitarios está formado por 4 puntos primordiales los cuales se deben considerar en el desarrollo de un presupuesto para un determinado proyecto, los mismos que se exponen a continuación:

- **Costo unitario de equipos.**
En una primera etapa, se debe considerar todos los equipos necesarios requeridos para el desarrollo de la actividad o trabajo a realizar considerando, aplicar el costo horario del equipo adecuado para el desarrollo del APU [19]. Este costo incluye el alquiler, reparación, administración y depreciación.

- **Costo unitario de mano de obra.**

La mano de obra representa el factor humano de la producción, sin cuya intervención no podrá realizarse la actividad manufacturera. La mano de obrar representa los gastos por salarios, prestaciones y gravámenes imputables indudablemente al concepto de trabajo específico.

- **Costo unitario de materiales.**

Es el valor monetario necesario para adquirir una unidad del material necesario para la completa ejecución de la obra. Al citar la palabra unidad se hace referencia a la unidad de medida utilizada para cuantificar el recurso. Así por ejemplo si se trata de cable AWG, la unidad de medida será el metro y por lo tanto, el costo unitario se definirá en términos monetarios por metro (\$/m).

- **Transporte.**

En este punto se comprende los gastos necesarios para el traslado de materiales, herramientas, equipos y mano de obra necesarios para el cumplimiento de una obra.

A continuación, la *Tabla 3.3* muestra el formato y estructura de un análisis de precios unitarios (APU), acorde a lo establecido por el SERCOP, en la cual se detalla cada uno de los rubros antes mencionados para su respectivo análisis de cantidades y rendimiento conforme lo demanda la obra. (ver *Anexo 9*)

FORMULARIO No.					
NOMBRE DEL OFERENTE:					
INVITACION A OFERTAR:					
PROYECTO:					
TIPO DE OBRA: OBRA INSTRUMENTACION			HOJA:		
			ITEM:		
			UNIDAD:		
RUBRO:					
DETALLE:					
EQUIPOS					
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
	A	B	C=A*B	R	D=C*R
SUBTOTAL M					
MANO DE OBRA					
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	JORNAL/HR	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
	A	B	C=A*B	R	D=C*R
SUBTOTAL N					
MATERIALES					
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO	
		A	B	C=A*B	
SUBTOTAL O					
TRANSPORTE					
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
		A	B	C=A*B	
SUBTOTAL P					
			TOTAL COSTO DIRECTO (M+N+O+P)		
			INDIRECTOS Y UTILIDADES 0,00%		
			OTROS INDIRECTOS % 0,00%		
			COSTO TOTAL DEL RUBRO		
			VALOR OFERTADO		
ESTOS PRECIOS NO INCLUYEN IVA					
_____			_____		
LUGAR Y FECHA			FIRMA DEL REPRESENTANTE LEGAL		

Tabla 3. 3 Formato de análisis de precios unitarios (APUs)

Fuente: Elaborado por Autor.

3.2.2.2. Desglose de precios unitarios del proyecto.

En un proyecto de tal magnitud, como una modalidad viable de contratación se puede tener un contrato mediante una figura de precios unitarios en donde se obtendría ágil y clara y fácilmente el precio de una unidad de instalación, pudiendo esta ser un metro, una unidad, un punto de instalación.

En tal situación, a continuación se realiza el cálculo del monto total referencial del proyecto, con el cual se debe contar para realizar el proyecto del sistema de transmisión de energía subterránea a nivel de 69 kV empleando el sistema Cross-Bonding, para lo cual se desarrolla una APU para los siguientes rubros:

- Instalación de Empalme termo contraíble de cable de poder monopolar compacto 1/C 750 kcmil de Aluminio de 69 kV, con armadura metálica tipo CLX, aislamiento EPR, apantallado
- Instalación de terminaciones termo contraíbles para cable de poder monopolar compacto 1/C 750 kcmil de Aluminio de 69 kV, con armadura metálica tipo CLX, aislamiento EPR, apantallado.
- Instalación de caja de transposición de pantalla "Cross-Bonding" con limitador de tensión tipo SVL de las pantallas de cable de poder 1/C 750 kcmil de 69 kV
- Instalación de caja de tierra con limitador de tensión tipo SVL para las pantallas del cable de poder 1/C 750 kcmil de 69 kV
- Instalación de caja de tierra directa para las pantallas del cable de poder 1/C 750 kcmil de 69 kV

Adicional, en caso de que se requiera brindar una mayor protección a los empalmes debido a que los mismos se encuentren sobre zonas pantanos, cruces de ríos, o lugares extremadamente húmedos, se dispone de una protección mecánica conocida como casing de aluminio o misil el cual recubre al empalme y en su interior se vierte un compuesto dieléctrico o brea asfáltica con lo cual se logra un sellado completo, evitando así un posible ingreso de humedad al empalme.

En la *Tabla 3.3* se presenta un extracto de los precios unitarios de cada una de las instalaciones de los componentes principales del sistema cross-bonding en una línea de transmisión subterránea de 69 kV.

RESUMEN DE INSTALACIÓN					
Ítem	Detalle	Unid	Cant.	Precio Unitario (\$)	Precio Total (\$)
1	Instalación y supervisión del tendido de 3 cables de poder monopolar compacto 1/C 750 kcmil de Aluminio de 69 kV, con armadura metálica tipo CLX, aislamiento EPR, apantallado, en configuración trefoil.	MT	32900	\$ 65,21	\$ 2.145.409,00
2	Instalación de empalme termo contraíble de cable de poder monopolar compacto 1/C 750 kcmil de Aluminio de 69 kV, con armadura metálica tipo CLX, aislamiento EPR, apantallado.	U	114	\$ 839,99	\$ 95.758,86
3	Instalación de terminaciones termo contraíbles de uso exterior para cable de poder monopolar compacto 1/C 750 kcmil de Aluminio de 69 kV, con armadura metálica tipo CLX, aislamiento EPR, apantallado.	U	6	\$ 388,51	\$ 2.331,06
4	Instalación de caja de transposición de pantalla "Cross-Bonding" con limitador de tensión tipo SVL para aterrizar las pantallas de cable de poder 1/C 750 kcmil de 69 kV	U	26	\$ 187,58	\$ 4.877,08
5	Instalación de caja de tierra con limitador de tensión tipo SVL para las pantallas del cable de poder 1/C 750 kcmil de 69 kV	U	12	\$ 172,82	\$ 2.073,84
6	Instalación de caja de tierra directa para las pantallas del cable de poder 1/C 750 kcmil de 69 kV	U	2	\$ 172,82	\$ 345,64
7	Instalación de cable monopolar 1/C 350 kcmil de cobre. Tipo TTU de 2kV para circuitos de tierra y conexionado de accesorios y cajas.	MT	5000	\$ 25,22	\$ 126.100,00
8	Instalación de terminal para cable armado de 6", explosión proof, para áreas clasificadas (Clase I, División 1)	U	6	\$ 63,43	\$ 380,58
9	Instalación del casing de aluminio de 6" de diámetro por 72" de largo con su respectivo compuesto asfáltico CP11	U	24	\$ 274,26	\$ 6.582,24
SUB-TOTAL:					\$ 2.383.858,30
IVA 12%:					\$ 286.063,00
TOTAL:					\$ 2.669.921,30

Tabla 3. 4 Precios de la instalación de la línea de transmisión de 69kV mediante cross-bonding

Fuente: Elaborado por Autor.

3.3. Evaluación Técnica.

Como ya se ha indicado anteriormente, los cables eléctricos aislados disponen de una pantalla metálica de cobre o aluminio sobre la que se inducen tensiones y se producen pérdidas debido a la circulación de corriente por la pantalla metálica de cables monofásicos, cuando sus pantallas metálicas se conectan en ambos extremos y se producen pérdidas por corrientes parasitas independiente del tipo de unión de las pantallas metálicas e independiente también de si el cable es monofásico o trifásico. Por lo tanto, en redes subterráneas de alta tensión la conexión de las pantallas a tierra tienen los siguientes objetivos:

- Eliminar o reducir corrientes de circulación por las pantallas debidas a un acoplamiento inductivo con la corriente que pasa por los cables, evitando así pérdidas de potencia activa.
- Reducir las tensiones inducidas entre las pantallas de los cables y tierra, tanto en régimen permanente como en cortocircuito. Las sobre tensiones inducidas durante cortocircuitos pueden provocar averías de los cables, principalmente en sus empalmes y en las cajas de transposición de pantallas, así como también la perforación del aislamiento de la cubierta.

Las pérdidas que se producen en las pantallas metálicas dependen de varios factores, siendo de vital importancia la unión entre ellas, ya que por razones sobre todo de seguridad las pantallas metálicas deben ser aterrizadas por lo menos una vez a lo largo de la línea. De las uniones que se usan, tres son las principales:

- **Single-Bonding.** Se utiliza para líneas de pequeña longitud, con uno dos tramos como máximo, en las que es necesario aprovechar al máximo la intensidad admisible en el conductor si las limitaciones que provocan las corrientes de pantallas [20].
- **Solid-Bonding.** Se aplica en líneas de media tensión y en general a líneas de poca longitud. La tensión inducida en la cubierta se elimina realizando las uniones de las pantallas en ambos extremos de la línea, lo cual elimina la tensión inducida, pero

permite la circulación de corriente por la cubierta metálica, lo que en definitiva disminuye la capacidad de carga del cable.

- **Cross-Bonding.** Como se citó anteriormente, este sistema se utiliza para tensiones y longitudes muy considerables, consiste en realizar la unión cruzada de las pantallas con el fin de evitar la circulación de corrientes y reducir el voltaje inducido cuando se tiene líneas con bastante estación entre cables y de gran longitud [20].

3.3.1. Análisis de pérdidas en las pantallas.

3.3.1.1. Análisis de tensiones inducidas.

La tensión inducida en la pantalla depende de la distancia mutua (M) entre conductores y pantalla, la corriente por el conductor principal, la frecuencia angular (ω) y la longitud del cable (L) [20], la misma que está dada por la siguiente relación, *Ecuación 2*:

$$V = \omega \cdot M \cdot L \cdot I \quad (5)$$

Dónde:

$$\omega = 2 \pi f = 377 \text{ [rad/s].}$$

M = Inductancia mutua [H/m].

L = Longitud [m].

I = Corriente [A].

Para lo cual, tenemos la siguiente *Ecuación 4* de la inductancia mutua en configuración Trefoil.

$$M = 2 \times 10^{-7} \ln(d/rm) \text{ H/m} \quad (8)$$

Siendo:

d = Distancia entre conductores [mm].

r_m = Radio medio de la pantalla [mm]

Sabiendo que:

Los valores del diámetro de la pantalla y armadura, son tomados de la *Tabla 2.5*

$$r_m = [(OD_{CLX} - OD_{SHIELD})/2 + OD_{SHIELD}] / 2 \quad (12)$$

$$r_m = [(78,463 - 60,544)/2 + 60,544]/2 = 34,75 \text{ mm}$$

Dónde:

OD CLX = Diámetro externo sobre la armadura.

OD SHIELD = Diámetro externo sobre la pantalla

Finalmente se reemplaza en, *Ecuación (7)*:

$$M = 2 \times 10e^{-7} \text{ Ln } (82,791/34,75) \text{ H/m} \quad (8)$$

$$M = 1,73618 \times 10^{-7} \text{ H/m}$$

Ahora, se requiere conocer la corriente a circular en base a los datos indicados anteriormente, la cual se obtiene de la siguiente expresión:

$$I = \frac{W}{1,73 \times E \times fp} \quad (6)$$

Dónde:

W = Potencia a transportar [W].

E = Voltaje [V].

fp = Factor de potencia

Siendo reemplazados estos valores en, *Ecuación (6)*:

$$I = \frac{21000000}{1,73 \times 69000 \times 0,95} = 185,18 \text{ A}$$

Las tensiones inducidas conocidas también como permanentes, se deben a la carga cíclica transmitida de 21 MW, en la *Figura 3.2* siguiente se aprecia el valor de tensión inducida versus a la longitud, para una corriente redondeando de 187 A.

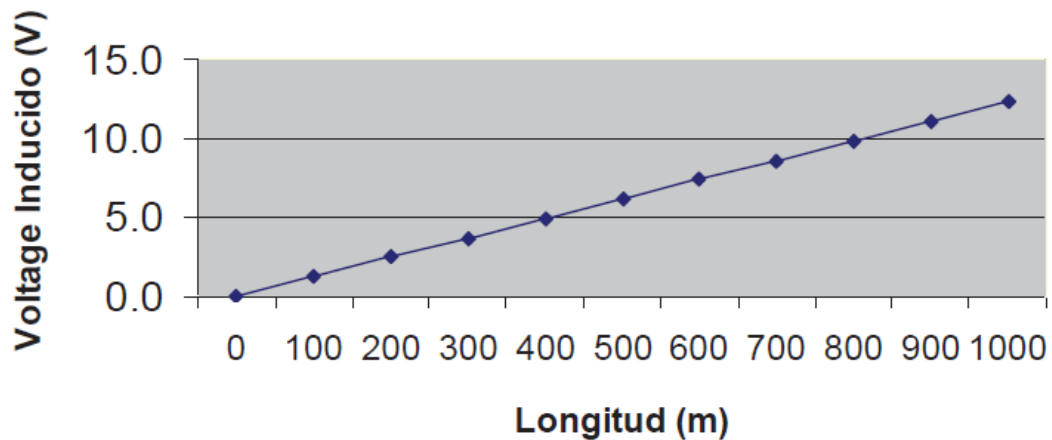


Figura 3. 2 Tensión inducida vs longitud

Fuente: Estudio de configuración de las LL.TT subterráneas de 69 kV – PAM EP

Para obtener la tensión inducida en la pantalla respecto a tierra en condiciones normales de operación y corto circuito (un extremo libre), reemplazamos los valores previamente obtenidos y reemplazamos en la, *Ecuación (5)*.

$$V = 377 \frac{\text{rad}}{\text{s}} \times 1,73618 \times 10^{-7} \frac{\text{H}}{\text{m}} \times 187 \text{ A}$$

$$V = 0,01228 \text{ V/m}$$

Tensión inducida en condiciones normales, en los tramos de cable obtenidos en la *Tabla 2.4* que corresponden a 900 mt cada uno.

$$V = 0,01228 \frac{\text{V}}{\text{m}} \times 900 \text{ m}$$

$$V = 11,0509 V$$

De haber una corriente a transportar máxima de 650 A, que es la máxima capacidad de transporte del cable, se obtendría la siguiente tensión inducida máxima:

$$V_{max} = 377 \frac{rad}{s} \times 1,73618 \times 10^{-7} \frac{H}{m} \times 650 A$$

$$V_{max} = 0,04268 V/m$$

Tensión inducida con la máxima corriente a transportar por el cable a la longitud de 900 mt, longitud de los tramos de cable.

$$V_{Icc} = 0,10468 \frac{V}{m} \times 900 m$$

$$V_{Icc} = 38,41245 V$$

El valor de 11,0509 V y 38,41245 V son aceptables en la práctica mundial, donde se permiten valores del orden de 100 V a 200 V durante condiciones normales de operación. En la norma ANSI/IEE Std 575-1988, guía para la aplicación de métodos de conexión de pantallas en cables unipolares y cálculo de tensiones y corrientes inducidas en pantallas de los cables, la cual cuenta con una actualización 2014, se dan valores referenciales empleados en varios países [20].

Si se lograra una instalación equilibrada, con tres tramos de cable de igual longitud, la tensión total resultante se eliminara, no generándose entonces corrientes circulantes en la pantalla de los cables.

- **Tensiones transitorias.**

Estas tensiones se deben a fallas en la red, sin embargo en el presente caso por la ubicación y nivel de tensión se la línea, las sobretensiones externas por descargas

atmosféricas y por maniobra, no son muy relevantes, en la generación de tensiones transitorias en la pantalla de cables. Lo que si se debe considerar y tiene relevancia son las fallas externas a los cables, por la elevada corriente que circula en los mismos.

Fallas trifásica. Para el caso de Icc trifásica (fase A, B, y C) = 2 kA (Valor PAM EP), el caso crítico corresponde a la operación de un solo circuito, resultando:

$$V_{Icc} = 377 \frac{rad}{s} * 1,73618 \times 10^{-7} \frac{H}{m} * 2000 A * 900 mt$$

$$E_A = E_B = E_C = 127,1222 V$$

Este valor se tendrá en cuenta para seleccionar el limitador de tensión SVL.

Tensión inducida condiciones normales de operación y corto circuito (un extremo libre)			
Tensiones por unidad de longitud (mt - km)			
Tensión Inducida (trefoil)	V =	0,0123	V/mt
Tensión inducida (trefoil)	V =	12,2789	V/km
Tensión Inducida corto circuito	V =	0,1313	V/mt
Longitud del circuito	L =	32,9	km
Tensión inducida - circuito 32,9 km		403,97	V
Tensión inducida a 1 km		12,28	V
Tensión inducida a 1 km con Icc		197,0	V
Tensión Inducida corto circuito 32,9 km		4320,6	V

Tabla 3. 5 Tensiones inducidas del circuito de 32,9 km
Fuente: Elaborado por Autor.

Como se observa en la *Tabla 3.4*, las tensiones inducidas en caso hubiera un extremo libre, para condiciones normales de operación no son de valor alto que pudiera perforar la chaqueta externa del cables, poner en riesgo al sistema y a personas, esto debido a que la corriente de carga es relativamente baja (187 A). En caso de cortocircuito y teniendo un extremo libre, se observa que los valores de tensiones inducidas son mayores a 2 kV, esto justifica poner a tierra ambos extremos del circuito.

Como mencionamos poner a tierra ambos extremos implicara una corriente circulatoria por la pantalla, cuyo costo de pérdidas se calculara más adelante. Si queremos eliminar

estas corrientes circulatorias podemos hacer uso del cruzamiento de pantallas cross-bonding de los cables.

3.3.1.2. Pérdidas de potencia en las pantallas.

Para el cálculo de las pérdidas, se tiene en cuenta una metodología de circuito equivalente conformado por el conductor principal y la pantalla del cable como circuito secundario para la determinación de las pérdidas por efecto Joule debido a la corriente circulatoria que fluye por pantallas cuando se ponen a tierra ambos extremos.

Recapitulando los datos conocidos, tenemos que:

$$L = 32900 \text{ [m]} = 32,9 \text{ [km]}.$$

$$I = 185,18 \text{ [A]}.$$

$$\omega = 377 \text{ [rad/s]}.$$

$$M = 1,73618 \times 10^{-7} \text{ [H/m]}.$$

$$M (32,9 \text{ km}) = 1,73618 \times 10^{-7} \text{ [H/m]} * 32900 \text{ m} = 5,71203 \times 10^{-3} \text{ [H]}.$$

Como se había mencionado anteriormente, las pérdidas en la cubierta metálica están representadas de la siguiente manera:

$$P = I^2 \frac{w^2 * M^2 * R_s}{R_s^2 + w^2 * M^2} \quad (11)$$

Analizando la formula antes enunciada, se verifica que contamos con todos los datos, a excepción del valor de la resistencia equivalente (R_s). Para lo cual, se calcula entre la malla de hilos de cobre y la armadura de aluminio.

De acuerdo a información del fabricante (ver anexo 1) indica que la sección total de la malla de alambres de cobre es equivalente a un conductor 2/0 AWG y la sección de la armadura es equivalente a un conductor de cobre 4/0 AWG, los fabricantes recomiendan cables que se instalen en configuración triangulo o trefoil para limitar corrientes parasitas que circulan a través de cables concéntricos y su armadura. Mediante la siguiente expresión obtenemos la resistencia de cada uno de los conductores mencionados a una temperatura de 20°C.

$$R_0 = \rho \left(\frac{L}{S} \right) \quad (13)$$

Dónde:

R_0 = Resistencia del conductor [ohm].

ρ = Resistividad eléctrica [ohm*mm² / m].

L = Longitud del conductor [m].

S = Sección del conductor [mm²]

Mientras que para calcular la resistencia de un conductor a una temperatura distinta a 20°C se debe calcular este nuevo valor con la siguiente ecuación, donde se considera la resistencia a 20°C, el coeficiente térmico del material conductor de acuerdo a lo establecido en la *Tabla 1.2*.

$$R = R_0 [1 + \alpha (T - 20^\circ\text{C})] \quad (14)$$

Dónde:

R_0 = Resistencia del conductor a 20°C [ohm].

α = Coeficiente térmico de resistencia [°C⁻¹].

T = Temperatura [°C].

Una vez definido, que la resistencia eléctrica depende de la temperatura a la cual es expuesta el conductor eléctrico y obtenidos los valores de resistencia para los conductores 2/0AWG y 4/0 AWG, se procede a obtener la resistencia equivalente para los conductores mencionados mediante la siguiente fórmula:

$$R_{eq} = \frac{R_1 * R_2}{R_1 + R_2} \quad (15)$$

Dónde:

R_1 = Resistencia del conductor 2/0 AWG [ohm].

R_2 = Resistencia del conductor 4/0 AWG [ohm].

Mediante el desarrollo de las ecuaciones planteadas anteriormente en la *Tabla 3.6* se muestran los datos como resultado obtenidos.

Resistencia equivalente (Rs)					
Conductor	Diámetro [mm]	Sección [mm ²]	Resistencia 20C	Resistencia 60C	Rs [ohm/m]
2/0 AWG	9,26592	67,43214488	0,000253588	0,000293148	0,000113183
4/0 AWG	11,684	107,2193026	0,000159486	0,000184366	

Tabla 3. 6 Resistencia equivalente (Rs)
Fuente: Elaborado por Autor

Entonces:

$R_s = 0,000113183$ [ohm/m] = 0,113183 [ohm/km].

$R_s (32,9\text{km}) = 0,113183$ [ohm/km] * 32,9 [km]

$R_s (32,9\text{km}) = 3,7237$ [ohm].

Ahora se reemplaza los valores obtenidos en la *Ecuación (11)*, para obtener el valor de las pérdidas de energía en la pantalla.

$$P = I^2 \frac{w^2 * M^2 * R_s}{R_s^2 + w^2 * M^2}$$

$$P = (185,18A)^2 \frac{377^2 * (5,71203 \times 10^{-3}[H])^2 * 3,7237 [\text{ohm}]}{(3,7237 [\text{ohm}])^2 + 377^2 * (5,71203 \times 10^{-3}[H])^2}$$

$$P = 3,20 \times 10^4 [\text{W/fase}]$$

$$P_{3 \text{ fases}} = 3,20 \times 10^4 [\text{W/fase}] * 3 \text{ fases}$$

$$P_{3 \text{ fases}} = 9,6009 \times 10^4 [\text{W}]$$

$$P_{3 \text{ fases}} = 96 [\text{kW}]$$

3.3.2. Pérdidas de potencia en el conductor.

Cuando una corriente I_c atraviesa un conductor, se generan unas pérdidas de potencia activa por efecto Joule cuyo valor por unidad de longitud es:

$$W_c = I_c^2 R_c \tag{16}$$

Dónde:

R_c = Resistencia eléctrica del conductor en corriente alterna a la máxima temperatura

I_c = Corriente eficaz que transporta.

Las pérdidas del conductor representa la fuente térmica más grande en el sistema. La resistencia de corriente alterna del conductor $R_c.a.$ es la resistencia de corriente continua modificada para tener en cuenta los efectos peliculares y de proximidad.

- **Resistencia del conductor en corriente alterna.**

La fórmula para calcular la resistencia del conductor, por unidad de longitud, en corriente alterna es la siguiente:

$$R_c = R'(1 + y_s + y_p) \quad (17)$$

Dónde:

R' = Resistencia eléctrica del conductor en corriente alterna a la máxima temperatura.
(Ecuación 14)

y_s = Efecto pelicular.

y_p = Efecto proximidad.

La resistencia del conductor en corriente continúa depende directamente de la temperatura máxima de servicio, del coeficiente de variación a 20°C y la resistencia del conductor en corriente continua a 20°C. Esta relación corresponde a la Ecuación 13.

Tanto el efecto pelicular como en el efecto proximidad, depende de un coeficiente k el mismo que a su vez depende de las características constructivas del conductor, en la Figura 3.3 se muestra el cálculo de este coeficiente [21].

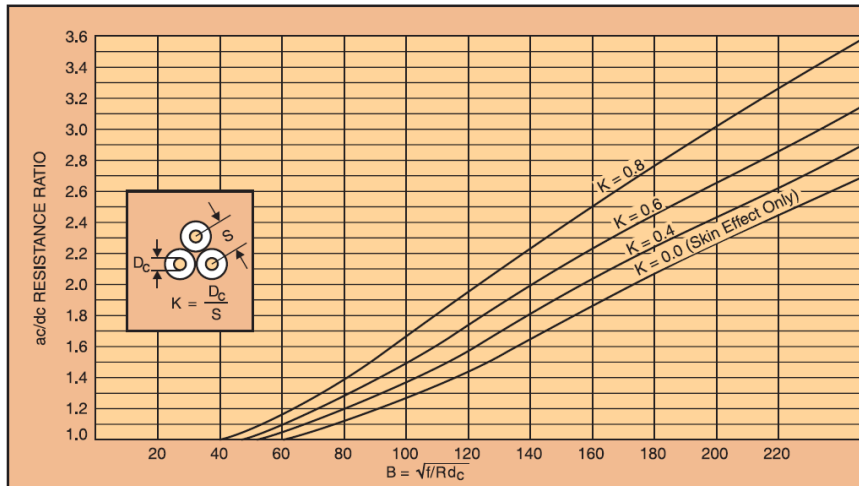


Figura 3.3 Coeficiente k_s y k_p para el cálculo del efecto pelicular y proximidad.

Fuente: The Okonite Company, "Engineering handbook"

3.3.2.1. Efecto pelicular.

“El efecto pelicular, incluso a las bajas frecuencias de transporte, es significativo y crece al aumentar la sección recta del conductor¹⁰”. El efecto pelicular se debe a que la densidad de corriente no es uniforme en la sección transversal del conductor, hecho que se hace más pronunciado a medida que aumenta la frecuencia de la corriente alterna.

Las variaciones de flujo magnético provocan que la corriente no se distribuya de la misma forma en la sección transversal. En el interior del conductor se inducen tensiones mayores y menor densidad de corriente que en el extremo de este. La densidad de corriente aumenta a medida que nos alejamos del centro del conductor debido a la oposición que hace la tensión inducida al cambio de la corriente que se produce.

El efecto pelicular puede simplificarse como una reducción de la sección efectiva del cable, por la que circula corriente, aumentando la resistencia del conductor.

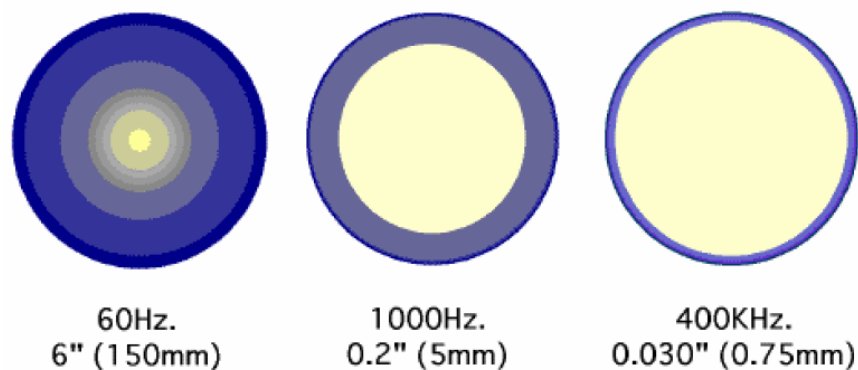


Figura 3. 4 Efecto pelicular para diferentes frecuencias. La corriente se muestra en azul

Fuente: Elaborado por Autor.

Con la corriente continua no se presenta este efecto debido a la uniformidad de la densidad de corriente.

El factor de efecto pelicular, y_s , depende de la frecuencia de la corriente de alimentación, así como de la resistencia del conductor en corriente continua y el tipo de conductor.

¹⁰ B.M. Weedy, “Sistemas eléctricos de gran potencia”, editorial reverte s.a. 1982, pp. 314, Barcelona, España

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8x_s^4} \quad (18)$$

Con,

$$x_s^2 = \frac{8\pi f}{R'} 10^{-7} k_s \quad (19)$$

Dónde:

R' = Resistencia eléctrica del conductor en corriente alterna a la máxima temperatura.

f = Frecuencia.

k_s = Coeficiente, depende de las características constructivas del conductor (*Figura 3.3*).

3.3.2.2. Efecto proximidad.

“Los efectos de proximidad incluyen las corrientes parasitas, o de Foucault inducidas en el conductor y en las vueltas de un cable de un circuito que comprende tres cables conductores separados¹¹”. Simplificando, el efecto proximidad se produce cuando un conductor por el que circula corriente alterna tiene otro conductor cercano con el mismo tipo de corriente.

Entre ambos conductores se generan efectos magnéticos que modifican la distribución de la densidad de corriente en la sección transversal del conductor, provocando que esta corriente no este uniformemente repartida y por lo tanto la sección eficaz de conductor sea menos, y con ello la resistencia eléctrica.

¹¹ B.M. Weedy, “Sistemas eléctricos de gran potencia”, editorial reverté s.a. 1982, pp. 314, Barcelona, España

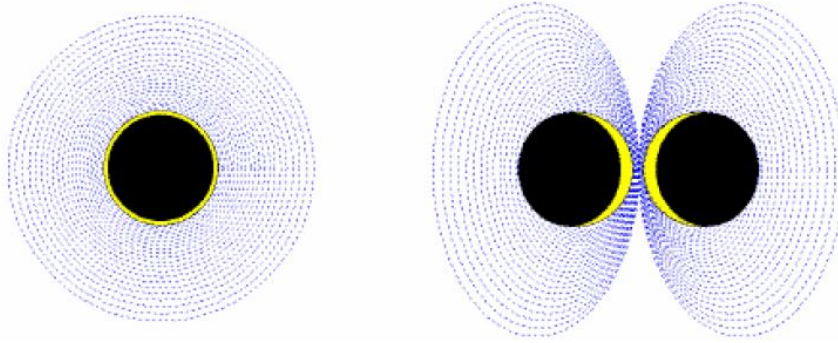


Figura 3. 5 Efecto proximidad. Corriente en amarillo, campo magnético en azul.

Fuente: Elaborado por Autor.

La configuración que provocan este efecto, suelen ser de dos tipos, o bien, cables formados por dos o más conductores (bipolares, tripolares, y multiconductores) o un grupo de cables unipolares con una determinada configuración geométrica.

El factor de efecto proximidad y_p , tiene una expresión diferente dependiendo de si el cable es bipolar (o dos cables unipolares), si es tripolar (o tres cables unipolares, para lo cual tenemos la siguiente expresión.

$$y_p = \frac{x_p^4}{192 + 0,8x_p^4} \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 \left[0,312 \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 + \frac{1,18}{\left(\frac{x_p^4}{192+0,8x_p^4}\right) + 0,27} \right] \quad (20)$$

Con,

$$x_p^2 = \frac{8\pi f}{R'} 10^{-7} k_p \quad (21)$$

Dónde:

R' = Resistencia eléctrica del conductor en corriente alterna a la máxima temperatura.

(Ecuación 14)

f = Frecuencia.

k_p = Coeficiente que depende de las características constructivas del conductor (ver *Figura 3.3*).

3.4. Análisis de la puesta en marcha del sistema “Cross-Bonding”.

Un punto adicional en la evaluación económica del proyecto, después de haber definido y considerado costos de personal técnico, mano de obra, materiales, y equipos para la ejecución y construcción del sistema, los cuales son pieza fundamental en una obra de tal magnitud, y una vez finalizado todo el tendido del cable y la instalación de los accesorios para el sistema cross-bonding en la línea de transmisión de energía subterránea a 69 kV, se debe realiza un análisis de puesta en marcha del sistema.

Se debe tener en consideración que antes de la energización y arranque del sistema, este debe ser liberado mediante pruebas eléctricas para lo cual se puede subcontratar el servicio de compañías especialistas en este tipo de trabajos para que realicen las siguientes pruebas eléctricas a los conductores de cada fase:

- **Pruebas de Megger.** En resumen es la medición del aislamiento, lo cual comúnmente se las conoce como pruebas de megado, y estas consisten en medir la resistencia eléctrica que tiene la cubierta aislante de cables y equipo.
- **Pruebas Hipot.** Las cuales significan alta tensión o alta potencia, esta prueba verifica el aislamiento de un conductor para que pueda proteger al usuario de un shock eléctrico, estas pruebas sirven para encontrar el voltaje más alto que puede soportar un cable sin fallas

Una vez confirmados el buen estado de los conductores y liberado (permiso de operación) la red eléctrica se procede a realizar la energización de la línea y puesta en marcha, para lo cual se debe considerar un equipo de trabajo calificado, el mismo que dependiendo del personal y experiencia de cada uno de los integrantes tendrá un valor por servicios profesionales.

A continuación se realiza una propuesta económica referencial del servicio de puesta en marcha de una compañía de servicios petroleros local, en base a un cálculo de ingeniería, comisionado, y/o servicios dependiendo de la actividad o servicio a contratar. En este punto se debe considerar lo siguiente:

- Personal calificado y/o certificado.
- Logística del personal requerido.
- Equipos y herramientas adecuadas.
- Procedimientos de puesta en marcha.
- Actas de liberación de los equipos instalados.
- Cumplimiento de todas las medidas de seguridad, controladas por el departamento de SSA de la compañía contratante.

La propuesta económica de lo establecido anteriormente se refleja en la *Tabla 3.7*, la misma que basa en una propuesta actualizada de una empresa del sector petrolero.

Ítem	Descripción	Unid.	Cant.	P. Unit	P. Total
Servicio de puesta en marcha					
1	<p>Servicio de la energización de la línea de transmisión subterránea a 69 kv mediante un sistema Cross-Bonding.</p> <p>Personal considerado:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 1 súper intendente general - 1 ingeniero eléctrico senior - 1 ingeniero eléctrico QA/QC - 1 eléctrico A - 2 ayudantes eléctricos <p>Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Alimentación y hospedaje por 10 días calendario. - EPP para todo el personal - movilización del personal para una entrada de 10 días calendario. - Póliza de seguro contra accidentes para el personal. 	Glb	1	\$ 17.559,81	\$ 17.559,81

	Subtotal	\$ 17.559,81
	IVA 12%	\$ 2.107,18
	Total	\$ 19.666,99

Tabla 3.7 *Costos referenciales por el servicio de energización del sistema.*

Fuente: *Propuesta de Energypetrol S.A.*

Concluyendo así el desglose de precios del proyecto, se procederá a realizar una evaluación y análisis financiero del monto que representa un proyecto de esta características para desarrollar una campo o bloque petrolero mediante este sistema del cual se espera que su inversión sea recuperada teniendo en cuenta la realidad actual que se está generando el proyecto para el desarrollo de una mejor explotación de nuevos campos potenciales para el desarrollo económico de un estado y país.

CAPITULO IV.

ANALISIS DE RESULTADOS

Tras el desarrollo del Capítulo III y tomando en cuenta todos los fundamentos necesarios para el desarrollo del sistema subterráneo de transmisión de energía eléctrica mediante un sistema cross-bonding. El presente capítulo desarrolla un análisis de resultados en el cual se demuestra la factibilidad del proyecto en base a un análisis de la propuesta técnica en la cual se presentaran las valoraciones por pérdidas en las pantallas de los cables de poder por presencia de corrientes y voltajes inducidos.

Finalmente, se realizará una evaluación financiera, la cual pretende verificar, en base a los costos de inversión previamente definidos y los ingresos a obtener, la factibilidad económica para ejecutar el proyecto.

4.1. Beneficios de la propuesta técnica.

Bajo al análisis realizado en el Capítulo III, el beneficio de la propuesta técnica refleja un valor económico sobre las pérdidas de potencia por la presencia de voltajes inducidos en las pantallas de los cables de potencia de 69 kV. En tal virtud, a continuación se desarrolla el análisis pertinente a fin de valorar económicamente las pérdidas de potencia en la pantalla y el conductor y reflejar así los ahorros que se generan.

4.1.1. Costo de pérdidas en las pantallas.

El Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, considera un costo real de energía eléctrica de \$ 0,2412 USD/kWh para la generación con diésel [21].

En la Tabla 4.1 se muestran los costos de operación por tipo de tecnología.

Tipo de Combustible	Costos de Operación (ctvs.USD/kWh)
Gas Natural	3,95
Fuel Oil	16,91
Diesel	24,12
Energía no Suministrada	153,3

Tabla 4. 1 Costos de operación por tipo de tecnología
Fuente: Plan maestro de electrificación 2013 – 2022.

Las pérdidas en el dieléctrico debidas a efectos de fugas y de histéresis en la cubierta externa del conductor se expresa normalmente en función del ángulo de pérdida δ ; $\delta = 90 - \phi_d$, en ϕ_d donde es el ángulo del factor de potencia.

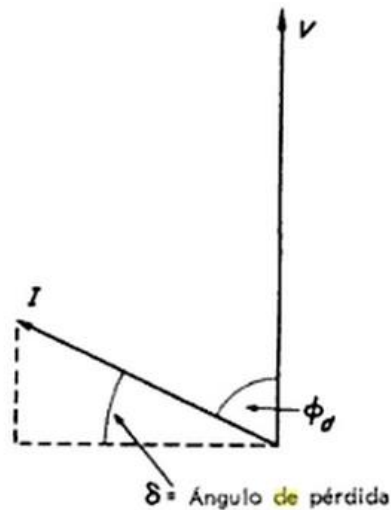


Figura 4. 1 Factor de pérdida
Fuente: *Sistemas eléctricos de gran potencia*, B.M Weedy

Bajo este criterio se considera un factor de carga de 0,95 y mediante la *Ecuación 22* se determina el factor de pérdida, de la siguiente manera:

$$f_{p\acute{e}rdida} = 0,7(f_{carga})^2 + 0,3f_{carga} \quad (22)$$

$$f_{p\acute{e}rdida} = 0,7 * (0,95)^2 + 0,3 * 0,95 = 0,92$$

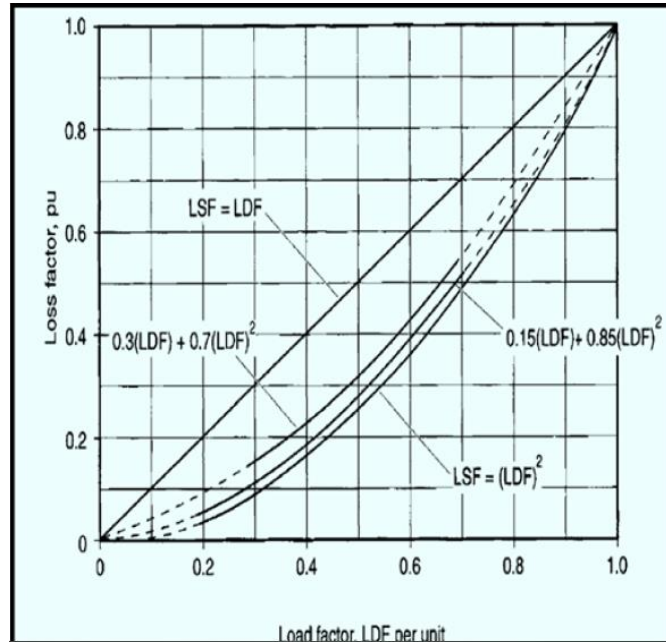


Figura 4. 2 Curva del factor de pérdida (LSF) en función del factor de carga (LDF).

Fuente: *Transmission and Distribution Electrical Engineering, Third Edition, Colin Bayliss-Brian Hardy, 2007.*

Aplicando la *Ecuación 5* (voltajes inducidos) y *Ecuación 11* (pérdidas en la pantalla), se obtiene los resultados de la *Tabla 4.2* y *Tabla 4.3* respectivamente. Mediante la *Tabla 4.4*, se refleja el valor económico que generan las pérdidas de potencia.

CALCULO DE TENSIONES INDUCIDAS (32,9 Km)		
Datos de partida.		
Voltaje	69000	V
Potencia	21000000	W
Longitud	32900	m
Frecuencia	60	Hz
$w = 2 \pi f$	377	rad/s
Factor de potencia	0,95	
Cálculos		
Radio medio (pantalla)	34,67	ohm

Inductancia mutua	1,73618E-07	H/m
Corriente eficaz	185,18	A
Resultado		
Voltaje inducido	398,78	V

Tabla 4. 2 *Calculo de tensiones inducidas (32,9 km).*

Fuente: *Elaborado por Autor.*

Ahora se determina:

CALCULO DE PERDIDAS DE POTENCIA EN LA PANTALLA		
Datos de partida.		
Longitud	32900	m
Corriente eficaz	185,18	A
$w = 2 \pi f$	377	rad/s
Inductancia mutua (32,9 km)	0,005712038	H
Resistencia equivalente (Rs)	3,72	ohm
Resultado		
Perdidas por fase	32003,05	W
Pérdidas por 3 fases (trefoil)	96009,14	W
	96	kW

Tabla 4. 3 *Calculo de pérdidas de potencia en la pantalla (32,9 km).*

Fuente: *Elaborado por Autor.*

Tras el desarrollo de la *Ecuación 11*, con la cual se determina un valor de 96 kW correspondientes a las pérdidas en la línea, se procede a obtener las pérdidas de energía anuales, para lo cual se multiplica la potencia obtenida por el número de horas que tiene un año.

El valor económico producido por las pérdidas es obtenido al multiplicar el costo de producir energía (\$ 0,02412 USD/kWh) por la energía producida por las pérdidas, obteniéndose el valor económico que generan las pérdidas de potencia evaluadas en el tiempo para la línea de 32,9 km

CALCULO DEL COSTO DE PERDIDAS POTENCIA EN LA PANTALLA		
Factor potencia	0,95	
Factor perdida	0,92	
Pérdidas de potencia anuales	773.683,20	kWh
Valor económico de las pérdidas de potencia de forma anual	\$ 186.612,39	\$ USD

Tabla 4. 4 *Calculo del costo de pérdidas anuales de potencia en las pantallas (32,9 km).*

Fuente: *Elaborado por Autor.*

4.1.2. Valor económico de las pérdidas en conductor.

De igual manera que las pérdidas en la pantalla, para las pérdidas de potencia en el conductor se consideran los mismos parámetros, es decir: un costo de energía eléctrica de \$ 0,2412 kWh [21], un factor de potencia de 0,95 lo que lleva a un factor de pérdida de 0,92 (*Ecuación 14*).

La *Tabla 4.5* muestra los datos de partida y cálculos esenciales para el cálculo final de las pérdidas de potencia.

CALCULO DE LA RESISTENCIA A 20°C & 60°C		
Datos de partida		
Resistividad especifica del Aluminio a 20°C	0,028	ohm mm ² /m
Coefficiente térmico C-1	0,0034	C ⁻¹
Longitud	1	m
Sección del conductor	417,76	mm ²
Temperatura ambiente	20	°C
Temperatura máxima	60	°C
Frecuencia	60	Hz
Cálculos y resultados		
Resistencia a 20C (Ro)	6,70238E-05	ohm/m
Resistencia a 60C (R')	7,6139E-05	ohm/m
Resistencia a 20C - 32,9 km(Ro)	2,21	ohm
Resistencia a 60C - 32,9 km (R')	2,50	ohm

Tabla 4. 5 *Calculo de la resistencia CC a 20°C y 60°C (32,9 km).*

Fuente: *Elaborado por Autor.*

CALCULO DEL EFECO PELICULAR Y PROXIMIDAD			
Efecto pelicular		Efecto proximidad	
Coeficiente (k_s)	0,28	Coeficiente (k_p)	0,28
X_s^2	1,68093E-05	X_p^2	1,68093E-05
Factor pelicular (y_s)	1,47163E-12	Factor proximidad (y_p)	5,04256E-13

Tabla 4. 6 *Calculo del efecto pelicular y proximidad (32,9 km).*

Fuente: *Elaborado por Autor.*

CALCULO DE LA PERDIDA DE POTENCIA EN EL CONDUCTOR		
Datos de partida		
Resistencia en CA a 60°C (R_c)	2,50	ohm
Corriente eficaz (I)	185,18	A
Resultados		
Pérdidas por fase	85902,19	W
Pérdidas por 3 fases (trefoil)	257706,57	W
	257	kW

Tabla 4. 7 *Calculo de las pérdidas de potencia en el conductor (32,9 km).*

Fuente: *Elaborado por Autor.*

Tras la aplicación de las *Ecuación 11*, con la cual se concluye que existen 257 kW de pérdidas en la línea, se procede a determinar las pérdidas de energía anuales, para lo cual se multiplica la potencia de pérdidas por el número de horas que tiene un año, y éste a su vez se multiplica por el costo de la producción de energía (\$ 0,02412 USD/kWh).

El valor económico anual de las pérdidas de potencia generadas en la línea de 32,9 km se muestra en la siguiente *Tabla 4.8*

CALCULO DEL COSTO DE PERDIDAS DE POTENCIA ANUALES		
Factor de potencia	0,95	
Factor de perdida	0,92	
Pérdidas de potencia anuales	2071.214,4	kWh
Costo pérdidas de potencia anuales	\$ 499.576,91	\$ USD

Tabla 4. 8 *Calculo del costo de pérdidas anuales de potencia en el conductor (32,9 km).*
Fuente: *Elaborado por Autor.*

4.2. Evaluación financiera y análisis.

Mediante estudio financiero se evalúa la factibilidad y la rentabilidad del proyecto, para lo cual previamente se ha realizado el estudio de pérdidas de potencia y el valor económico que éstas generan en la transmisión de energía a 69 kV en una distancia de 32,9 km. Bajo estas circunstancias se procede a desarrollar el análisis financiero.

4.2.1. Datos de partida.

El principal dato de partida para este análisis, resulta del estudio de pérdidas de potencia que se generan en la línea de transmisión subterránea a 69 kV debido a los voltajes inducidos en la pantalla del cable de poder, lo que generan un costo de pérdidas para el sistema de transmisión.

El estudio económico se lo realiza contemplando un periodo de 15 años, debido a que se toma en consideración tan solo la mitad del tiempo de garantía que ofrece el fabricante del conductor eléctrico de potencia, teniendo presente la Tabla 4.4 en la que se indica el valor económico con el cual se estima recuperar su inversión. Para el desarrollo del análisis económico, se considera que el Estado asume el costo de la procura debido a que se trata de un proyecto para PAM EP, aspecto por el cual se asume que los recursos económicos se obtienen del presupuesto general del Estado; por tanto, únicamente se considera el valor del servicio (construcción y puesta en marcha del sistema) incluyendo todos los gastos indirectos que se generen en la construcción del proyecto.

En tal virtud, en la *Tabla 4.10* se detalla el valor inicial de la inversión para la construcción del sistema subterráneo de transmisión de energía eléctrica a 69 kV mediante un sistema cross-bonding.

INVERSION DE LA INSTACION DEL SISTEMA SUBTERRANEO DE 69 MEDIANTE CROSS-BONDIG (32,9 KM)						
Ítem	Tabla	Descripción	Und	Cant	P. unitario	P. total
1	Procura					
1.1		Cable de poder de cobre monopolar 350 kcmil. Tipo TTU de 2kV	MT	5000	\$ 28,74	\$ 143.700,00
1.2	3.2	Caja de transposición de pantallas Cross-Bonding, 3 fases, 6 ingresos para cable, grado de protección IP68 (Para uso a la intemperie), acero inoxidable, incluye limitador de voltaje (SLV = 2 kV). Incluye (Terminales de compresión para cable 350 kcmil de 2kV) Referencia: TYCO/RAYCHEM HVLB-C-S-2-X-2-U-IP68-XX	EA	26	\$ 3.640,00	\$ 94.640,00
1.3	3.2	Caja de aterrizamiento, 3 fases, 6 ingresos para cable, grado de protección IP68 (Para uso a la intemperie), acero inoxidable. Incluye (Terminales de compresión para cable 350 kcmil de 2kV tipo TTU) Referencia: TYCO/RAYCHEM HVLB-E-S-0-6-2-U-IP68-XX	EA	12	\$ 3.380,00	\$ 40.560,00
1.4	3.2	Caja de aterrizamiento directo, 3 fases, 3 ingresos para cable, grado de protección IP56 (Para uso a la intemperie), acero inoxidable. Incluye (Terminales de compresión para cable 350 kcmil de 2kV tipo TTU) Referencia: TYCO/RAYCHEM HVLB-GND-0-3	EA	2	\$ 1.817,40	\$ 3.634,80
1.5	3.2	Misil de aluminio de 6" de diámetro por 72" de largo, con fitting terminal tipo "O", placas de presión & juntas para cable armado 1/C 750 kcmil tipo MC-HL de 69 kV y cable de 1/C 350 kcmil tipo TTU de 2 kV.	EA	24	\$ 2.171,00	\$ 52.104,00
1.6	3.2	Aislamiento de alto voltaje, compuesto asfáltico, brea de temperatura normal 280 °F, máxima 350 °F, 1 galón. Referencia: MAC PRODUCTS CP-11	GL	350	\$ 94,58	\$ 33.103,00

INVERSION DE LA INSTACION DEL SISTEMA SUBTERRANEO DE 69 MEDIANTE CROSS-BONDIG (32,9 KM)						
Ítem	Tabla	Descripción	Und	Cant	P. unitario	P. total
1.7		Repuestos para 3 años: - 9 Und del ítem 1.2. - 9 Und del ítem 1.3. - 9 Und del ítem 1.4. - 9 Und del ítem 1.5. - 120 Glb del ítem 1.6.	Glb	1	\$110.424,6	\$ 97.524,70
2	Servicio y construcción					
2.1	3.4	Instalación de caja de transposición de pantalla "Cross-Bonding" con limitador de tensión tipo SVL para aterrizar las pantallas de cable de poder 1/C 750 kcmil de 69 kV	U	26	\$ 187,58	\$ 4.877,08
2.2.	3.4	Instalación de caja de tierra con limitador de tensión tipo SVL para las pantallas del cable de poder 1/C 750 kcmil de 69 kV	U	12	\$ 172,82	\$ 2.073,84
2.3	3.4	Instalación de caja de tierra directa para las pantallas del cable de poder 1/C 750 kcmil de 69 kV	U	2	\$ 172,82	\$ 345,64
2.4	3.4	Instalación de cable monopolar 1/C 350 kcmil de cobre. Tipo TTU de 2kV para circuitos de tierra y conexiónado de accesorios y cajas.	MT	5000	\$ 25,22	\$ 126.100,00
2.5	3.4	Instalación del casing de aluminio de 6" de diámetro por 72" de largo con su respectivo compuesto asfáltico CP11	U	24	\$ 274,26	\$ 6.582,24
3	Puesta en marcha & Operación y mantenimiento					
3.1	3.7	Comisionado y puesta en marcha de la línea de 32,9 km del sistema subterráneo de transmisión de energía eléctrica mediante un sistema cross-bonding	Glb	1	\$25.129,54	\$ 25.129,54
					Total	\$ 643.274,74
					IVA 12%	\$ 77.192,97
					TOTAL	\$ 720.467,71

Tabla 4. 9 *Inversión inicial a considerar*
Fuente: *Elaborado por Autor.*

NOTA: *Se considera la procura, servicio, instalación y puesta en marcha solo del sistema Cross-Bonding debido a que el objeto de estudio, únicamente se basa en dicha configuración.*

Como todo proyecto en construcción y ejecución se debe considerar un gasto de operación y mantenimiento, que para este caso se lo realizara anualmente; en tal situación en la *Tabla 4.11* se consideró un promedio de las oferta prestadoras de servicios, capacitadas para realizar este tipo de trabajos.

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
OPERACION & MANTENIMIENTO					
1	Servicio de operación y mantenimiento preventivo de la línea de transmisión subterránea a 69 kV mediante un sistema Cross-Bonding. PERSONAL CONSIDERADO: - 1 INGENIERO ELECTRICO SENIOR - 2 ELECTRICOS A - 2 AYUDANTES ELECTRICOS INCLUYE: - ALIMENTACION Y HOSPEDAJE POR 7 DIAS. - EPP PARA TODO EL PERSONAL - MOVILIZACION DEL PERSONAL PARA UNA ENTRADA DE 7 DIAS.	GLB	1	\$ 12.319,49	\$ 12.319,49
SUBTOTAL					\$ 12.319,49
IVA 12%					\$ 1.478,34
TOTAL					\$ 13.797,83

Tabla 4. 10 *Servicio de operación y mantenimiento.*
Fuente: *Elaborado por Autor.*

4.2.2. Desarrollo del análisis.

Tras un desarrollo técnico y desglose de costos, todo proyecto sin importar el área o sector a desarrollarse e independientemente también de si es necesario o no su implementación en base a una sustentación de un estudio técnico; este debe ser evaluado económicamente mediante un análisis financiero, con el cual se establecerá si el proyecto es económicamente rentable. Para esto se desarrolla un análisis económico en función de ciertos índices tales como el valor actual neto y la tasa interna de retorno.

4.2.2.1. Valor actual neto (VAN).

Es el valor presente de un número de flujos de caja en años futuros, originados por la inversión. Consiste en actualizar los ingresos futuros a la fecha actual, disminuyendo el monto mediante una tasa de interés, a este valor le descontamos la inversión inicial.

En otras palabras, se mide la rentabilidad deseada después de recuperar toda la inversión. Para ello, calcula el valor actual de todos los flujos futuros de caja, proyectados a partir del primer periodo de operación, y le resta la inversión total expresada en el momento cero. Expresado en la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Vt}{(1+k)^t} - I_0 \quad (23)$$

Dónde:

V_t = Flujo de caja en años futuros determinados

I_0 = Inversión inicial

n = Número de años considerados

k = tasa de interés o descuento

Para la viabilidad del proyecto, se debe considerar los siguientes criterios:

- Si $VAN > 0$ —————> Proyecto Favorable.
- Si $VAN < 0$ —————> Proyecto no Favorable (Produce Pérdidas).
- Si $VAN = 0$ —————> Visión Indiferente.

Para el cálculo del VAN, se tomará en cuenta un porcentaje de interés, que para este caso ha sido establecido por el Banco Central del Ecuador, el cual asciende al 10,15% y que corresponde a la tasa usada para proyectos de inversión de relacionados a los aspectos energéticos.

4.2.2.2. Tasa interna de retorno (TIR).

La tasa interna de retorno (TIR) es el promedio anual de los rendimientos generados por una inversión en un número específico de años desde que se realiza la inversión; y nos proporciona la rentabilidad del proyecto, expresado por la siguiente ecuación:

$$TIR = \sum_{t=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n} = 0 \quad (24)$$

Dónde:

F_n = Flujo de fondos (cantidad de dinero en efectivo, ingresos menos egresos)

i = interés

n = vida útil del proyecto

Es decir, mide la rentabilidad como porcentaje. La máxima tasa exigible será aquella en donde el VAN sea cero, por consiguiente:

- Si $TIR > r$ —————> Se acepta el proyecto.
- Si $TIR < r$ —————> Se rechaza el proyecto.
- Si $TIR = r$ —————> Proporciona una visión indiferente del proyecto.

r = tasa de pertinente de interés.

Para este tipo de análisis se debe considerar que la TIR tiene cada vez menos aceptación como criterio de evaluación por tres razones:

- Entrega un resultado que conduce a la misma regla de decisión que el VAN.
- No sirve para comparar proyectos, por cuanto un Tipo de Interés Efectivo (TIE) mayor no es mejor que una Tasa Interna de Retorno (TIR) menor.
- Cuando hay cambios de signos en el flujo, pueden encontrarse tantas TIR como cambios de signo se observan en el flujo de caja.

4.2.2.3. Relación costo - beneficio.

Representa la relación establecida entre los ingresos y egresos totales presentes a una misma tasa de descuento, indicando la rentabilidad que tiene dicho proyecto. Al obtener un valor igual a 1.0 significa que la inversión inicial se recuperó después de haber sido evaluado a una tasa determinada, y quiere decir que el proyecto es viable pero no se obtienen ganancias, si es menor a 1 no presenta rentabilidad, ya que la inversión del proyecto jamás se pudo recuperar en el periodo establecido evaluado a una tasa determinada; en cambio si el proyecto es mayor a 1.0 significa que además de recuperar la inversión y haber cubierto la tasa de rendimiento se obtuvo una ganancia extra.

4.2.3. Análisis de resultados.

Definido el gasto del proyecto en la *Tabla 4.10*, en la cual se consideran los costos de la inversión inicial así como también el costo de operación y mantenimiento anual. La otra variable a considerar en un análisis económico, son los beneficios generados con el sistema, en tal virtud se plantean dos variables de análisis.

En función de la *Tabla 4.9*, se define un ahorro de pérdidas de potencia en la transmisión de energía subterránea mediante el sistema cross-bonding en relación a un sistema sin cross-bonding. En la *Tabla 4.12* se muestra el ahorro económico el mismo que es producto del resultado de la trasposición de pantallas con el fin de reducir las pérdidas de potencia en la línea.

PERDIDAS DE POTENCIA & COSTOS ANUALES				
Detalle	Unidad	SIN Cross-Bonding	CON Cross-Bonding	Diferencia
Pérdidas de potencia.	kW	353,00	257,00	96,00
Pérdidas de energía	kWh	2844897,60	2071214,40	773683,20
Costo pérdidas anuales	USD	\$ 686.189,30	\$ 499.576,91	\$ 186.612,39

Tabla 4. 11 Pérdidas de potencia en transmisión de energía subterránea a 69 kV, con y sin sistema cross-bonding.

Fuente: Elaborado por Autor.

Resultados obtenidos.

La *Tabla 4.13* muestra las tasas referenciales utilizadas en el análisis económico para el cálculo del VAN y la TIR. Para lo cual, la *Tabla 4.10* muestra la inversión inicial, la *Tabla 4.11* determina los gastos de operación y mantenimiento, la tasa de interés ha sido establecida por el Banco Central, y el tiempo consideramos en el numeral 4.2.1.

PREMISAS DE TRABAJO	
Inversión inicial del proyecto	\$ 643.274,74
Gastos de O&M anuales	\$ 12.319,49
Tasa de interés	10,15%
Tiempo (años)	15,00

Tabla 4. 12 Premisas de trabajo
Fuente: Elaborado por Autor.

Los ingresos y egresos totales proyectados a 15 años, los flujos financieros, el valor actual presente de los flujos financieros, se presentan en la *Tabla 4.14*.

No.	AÑOS	INGRESO ANUALES	EGRESOS ANUALES	FLUJO FINANCIERO	VALOR ACTUAL DE FLUJO	SALDO FINAL
0	2014		\$ 643.274,74	-\$ 643.274,74		-\$ 643.274,74
1	2015	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 158.232,32	-\$ 485.042,42
2	2016	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 301.884,00	-\$ 341.390,74
3	2017	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 432.298,59	-\$ 210.976,15
4	2018	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 550.695,86	-\$ 92.578,88
5	2019	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 658.183,17	\$ 14.908,43
6	2020	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 755.765,84	\$ 112.491,10
7	2021	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 844.356,55	\$ 201.081,81
8	2022	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 924.783,88	\$ 281.509,14
9	2023	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 997.800,08	\$ 354.525,34
10	2023	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 1.064.088,04	\$ 420.813,30
11	2024	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 1.124.267,76	\$ 480.993,02
12	2019	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 1.178.902,10	\$ 535.627,36
13	2020	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 1.228.502,05	\$ 585.227,31
14	2022	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 1.273.531,50	\$ 630.256,76
15	2024	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 1.314.411,62	\$ 671.136,88

Tabla 4. 13 Resultados económicos
Fuente: Elaborado por Autor.

Como se puede observar en la *Figura 4.3*, se estima que el proyecto de la configuración cross-bonding de un sistema subterráneo transmisión de energía a 69 kV tiene un período de recuperación de la inversión de 5 años, tiempo que está dentro de los parámetros aceptados para proyectos petroleros, con una tasa de retorno inclinándose positivamente a partir del año N° 5, lo cual representa una ventaja, puesto que el sistema percibiría anualmente un ahorro generado por la disminución de pérdidas de potencia en la pantalla de conductor, durante los siguientes 10 años, el cual es garantizado según datos proporcionados por el fabricante.

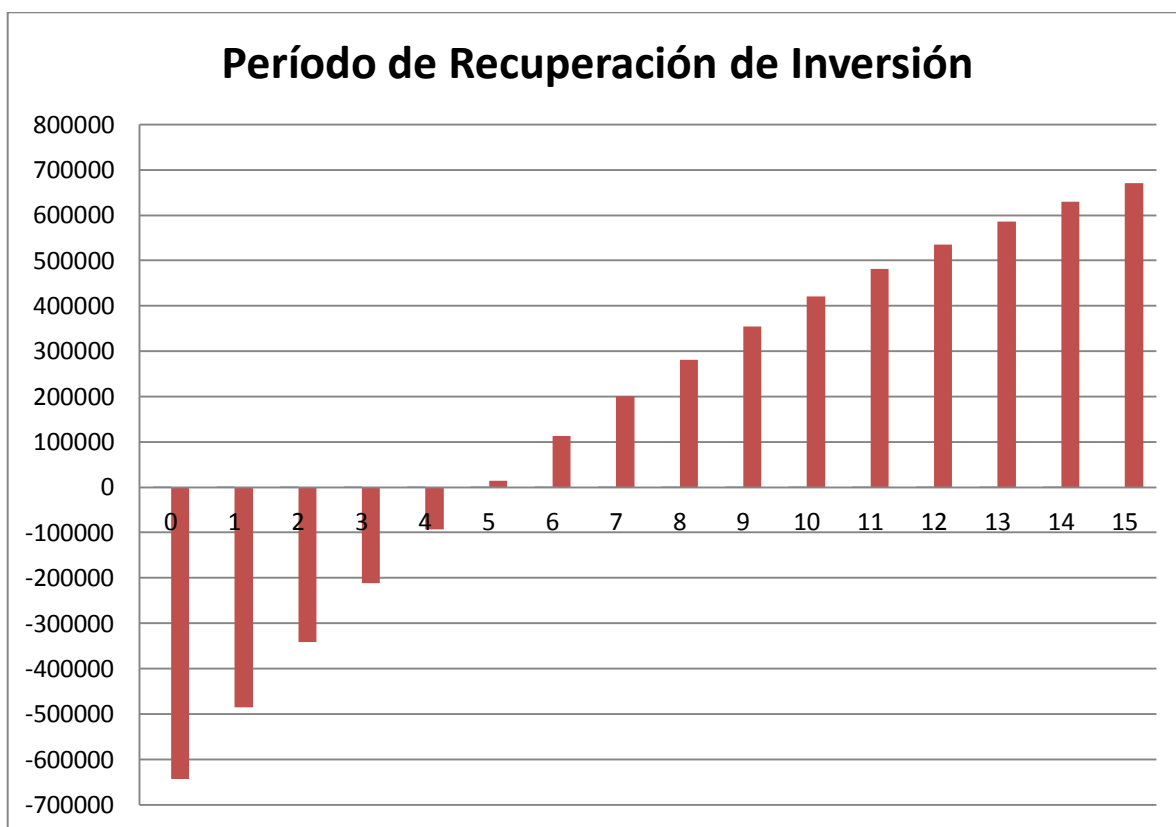


Figura 4.3 *Periodo de recuperación de la inversión.*
Fuente: *Elaborado por Autor.*

Finalmente, en la *Tabla 4.15* se muestran los principales indicadores que permiten establecer la viabilidad del proyecto. De acuerdo a esto, el Valor Actual Neto es positivo, lo que nos indica que dentro de su vida útil el proyecto tiene una rentabilidad anual. La afirmación anterior se afianza al poder observar que la relación costo – beneficio es mayor

a uno lo que significa que además de recuperar la inversión y haber cubierto la tasa de rendimiento se obtuvo una ganancia extra.

VALOR ACTUAL NETO (VAN)	\$ 671.136,88
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	26%
RELACIÓN COSTO - BENEFICIO	2,04
TIEMPO ESTIMADO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN [años]	5

Tabla 4. 14 Resultados finales de los indicadores económicos

Fuente: Elaborado por Autor.

En caso de ser necesario, como aspecto adicional para el análisis financiero, se podría analizar la confiabilidad del sistema, en base a la diferencia de confiabilidad entre una línea de transmisión subterránea con cross-bonding y una sin cross-bonding; esta diferencia indicará el tiempo en horas que el sistema estará fuera de servicio y el ahorro que se genera por efecto del costo de energía no suministrada (CENS) que para efectos de este caso, de acuerdo a la Resolución No. 025/11 emitida por el CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), resuelve aprobar el CENS a nivel nacional por un valor de 153,3 ctv.USD/kWh [22].

4.3. Sensibilidad.

El análisis de sensibilidad no busca otra cosa más que medir como se afecta la rentabilidad de un proyecto, cuando una o varias variables que conforman los supuestos, bajo los cuales se elaboraron las proyecciones financieras, se modifican [23]. Este es un método que nos permite visualizar de manera inmediata las ventajas y desventajas económicas de un proyecto mediante la variación de los parámetros financieros más importantes como la inversión, costos e ingresos.

4.3.1. Antecedentes.

En los años cuarenta se inicia lo que se considera la moderna concepción financiera de la empresa, en la que se propone una metodología para el análisis de las inversiones y se

establecen los criterios de decisión financiera que dan lugar a la maximización del valor de la empresa [24].

Los estudios de factibilidad económico – financiero resultan un poco más recientes en el tiempo, por lo que en torno a ellos se ha hecho mucho menos. En los últimos tiempos dichos estudios han venido ganando un espacio dentro del que hacer de las ciencias económicas como respuesta lógica a las exigencias por incrementar la eficiencia.

4.3.2. Análisis de sensibilidad en la evaluación financiera de proyectos de inversión.

Los proyectos de inversión surgen como respuesta a determinadas necesidades humanas y su éxito depende de la importancia de la necesidad a satisfacer. *“Desde el punto de vista empresarial, lo que interesa es la posibilidad de que dicho valor corresponda a una determinada capacidad y disposición a pagar existiendo la generación de beneficios para financiar al menos los costos económicos”*¹².

La base para aplicar este método es identificar los posibles escenarios del proyecto de inversión, lo cual se clasifican en los siguientes [25]:

- **Pesimista.-** Es el peor panorama de la inversión, es decir, es el resultado en caso del fracaso total del proyecto.
- **Probable.-** Es el resultado más probable que supondríamos en el análisis de la inversión, debe ser objetivo y basado en la mayor información posible.
- **Optimista.-** Siempre existe la posibilidad de lograr más de lo que proyectamos, el escenario optimista normalmente es el que se presenta para motivar a los inversionistas a correr riesgo.

¹² “ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE INDICADORES FINANCIEROS EN LA EVALUACIÓN DE INVERSIONES EN MIPYMES”, Mtra. Suly Sendy Pérez Castaneda, Mtra. Dorie Cruz Ramírez, pp 6, 2011

4.3.3. Sensibilidad de los indicadores dinámicos financieros.

Los proyectos de inversión pueden evaluarse con base en el tiempo en que se recupera la inversión y su rentabilidad, para lo cual se dispone de tres aspectos de medición:

- Indicadores que no consideran el valor del dinero en el tiempo.
- Indicadores que si consideran el valor del dinero en el tiempo.
- Punto de equilibrio.

Para el caso del presente trabajo, en la *Tabla 4.17* y *Tabla 4.18* solo se presentara aquellos indicadores dinámicos, es decir, los que han sido calculados anteriormente en los subcapítulos 4.2.2.1 y 4.2.2.2 en el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR), respectivamente.

Para desarrollar el análisis de sensibilidad, se empieza de la *Tabla 4.16*, la cual muestra las premisas de trabajo.

PREMISAS DE TRABAJO - ANALISIS DE SENSIBILIDAD	
Variación del mantenimientos por año	1
Variación del costo del kWh	\$ 0,02

Tabla 4. 15 Premisas de trabajo.
Fuente: Elaborado por Autor.

Para este análisis se realizara variaciones en la el valor de la inversión inicial ya que estos pueden ir cambiando año tras año y de igual forma se varia el costo del USD/kWh ya que el tipo tecnología de generación puede estar sujeta a cambios en el transcurso del desarrollo del cambio de la matriz energética del país.

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL VAN					
\$ 671.136,88	0	1	2	3	4
\$ 0,0612	\$ (286.194,12)	\$ (379.100,24)	\$ (472.006,36)	\$ (564.912,48)	\$ (657.818,60)
\$ 0,0812	\$ (169.501,11)	\$ (262.407,23)	\$ (355.313,34)	\$ (448.219,46)	\$ (541.125,58)
\$ 0,1012	\$ (52.808,09)	\$ (145.714,21)	\$ (238.620,33)	\$ (331.526,45)	\$ (424.432,57)
\$ 0,1212	\$ 63.884,92	\$ (29.021,20)	\$ (121.927,32)	\$ (214.833,44)	\$ (307.739,56)
\$ 0,1412	\$ 180.577,93	\$ 87.671,81	\$ (5.234,31)	\$ (98.140,42)	\$ (191.046,54)
\$ 0,1612	\$ 297.270,95	\$ 204.364,83	\$ 111.458,71	\$ 18.552,59	\$ (74.353,53)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL VAN					
\$ 671.136,88	0	1	2	3	4
\$ 0,1812	\$ 413.963,96	\$ 321.057,84	\$ 228.151,72	\$ 135.245,60	\$ 42.339,48
\$ 0,2012	\$ 530.656,97	\$ 437.750,85	\$ 344.844,73	\$ 251.938,62	\$ 159.032,50
\$ 0,2212	\$ 647.349,99	\$ 554.443,87	\$ 461.537,75	\$ 368.631,63	\$ 275.725,51
\$ 0,2412	\$ 764.043,00	\$ 671.136,88	\$ 578.230,76	\$ 485.324,64	\$ 392.418,52
\$ 0,2612	\$ 880.736,01	\$ 787.829,89	\$ 694.923,77	\$ 602.017,66	\$ 509.111,54
\$ 0,2812	\$ 997.429,03	\$ 904.522,91	\$ 811.616,79	\$ 718.710,67	\$ 625.804,55
\$ 0,3012	\$ 1.114.122,04	\$ 1.021.215,92	\$ 928.309,80	\$ 835.403,68	\$ 742.497,56
\$ 0,3212	\$ 1.230.815,05	\$ 1.137.908,93	\$ 1.045.002,81	\$ 952.096,69	\$ 859.190,58
\$ 0,3412	\$ 1.347.508,07	\$ 1.254.601,95	\$ 1.161.695,83	\$ 1.068.789,71	\$ 975.883,59
\$ 0,3612	\$ 1.464.201,08	\$ 1.371.294,96	\$ 1.278.388,84	\$ 1.185.482,72	\$ 1.092.576,60
\$ 0,3812	\$ 1.580.894,09	\$ 1.487.987,97	\$ 1.395.081,85	\$ 1.302.175,73	\$ 1.209.269,62
\$ 0,4012	\$ 1.697.587,11	\$ 1.604.680,99	\$ 1.511.774,87	\$ 1.418.868,75	\$ 1.325.962,63

Tabla 4. 16 Análisis de sensibilidad del VAN
Fuente: Elaborado por Autor.

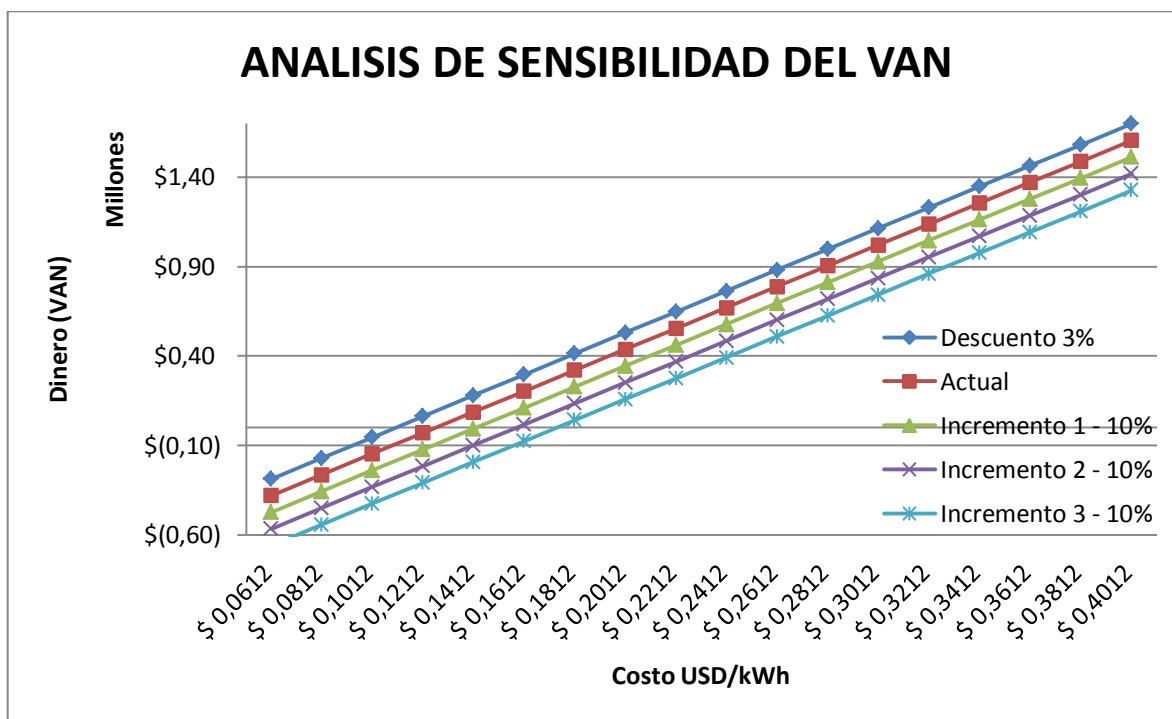


Figura 4. 4 Grafica del análisis de sensibilidad del VAN
Fuente: Elaborado por Autor.

Ahora tenemos el análisis de sensibilidad de la TIR.

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LA TIR					
26%	0	1	2	3	4
\$ 0,0612	1%	-2%	-7%	-14%	#¡NUM!
\$ 0,0812	5%	2%	-1%	-6%	-12%
\$ 0,1012	9%	6%	3%	0%	-5%
\$ 0,1212	12%	9%	7%	4%	0%
\$ 0,1412	15%	12%	10%	7%	5%
\$ 0,1612	18%	15%	13%	11%	8%
\$ 0,1812	20%	18%	16%	14%	11%
\$ 0,2012	23%	21%	19%	17%	14%
\$ 0,2212	26%	24%	22%	19%	17%
\$ 0,2412	28%	26%	24%	22%	20%
\$ 0,2612	31%	29%	27%	25%	23%
\$ 0,2812	33%	31%	29%	27%	25%
\$ 0,3012	36%	34%	32%	30%	28%
\$ 0,3212	38%	36%	34%	32%	30%
\$ 0,3412	41%	39%	37%	35%	33%
\$ 0,3612	43%	41%	39%	37%	35%
\$ 0,3812	46%	44%	42%	40%	38%
\$ 0,4012	48%	46%	44%	42%	40%

Tabla 4. 17 *Análisis de sensibilidad de la TIR*

Fuente: *Elaborado por el Autor.*

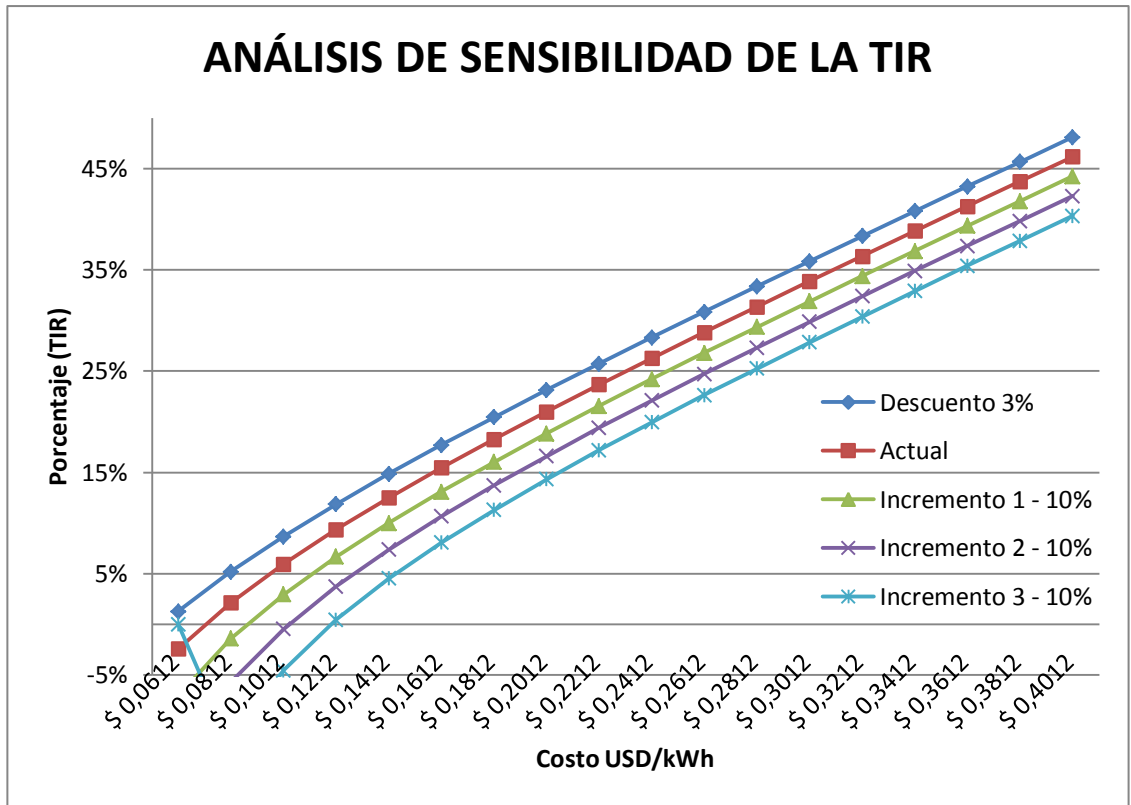


Figura 4. 5 Grafica del análisis de sensibilidad de la TIR.
Fuente: Elaborado por Autor.

4.4. Verificación de Hipótesis.

De acuerdo a la hipótesis planteada; tras el desarrollo de un análisis al sistema subterráneo de transmisión de energía mediante una configuración Cross-Bonding a 69 kV en una longitud de 32,9 km se evidencia una reducción de las pérdidas de potencia por efecto de la anulación de los voltajes inducidos en la pantalla del conductor principal mediante la transposición de sus pantallas metálicas.

Realizando en primer lugar un análisis de voltajes inducidos en línea de 69 kV se determinan las pérdidas de potencia de pantalla, lo cual sumándole las pérdidas de propias del conductor de aluminio equivaldrían a una línea subterránea sin configuración Cross-Bonding.

En la *Figura 4.6* se muestra las pérdidas de potencia por un lado implementando el sistema cross-bonding y por otro lado una línea de transmisión normal es decir sin transposición de pantallas.

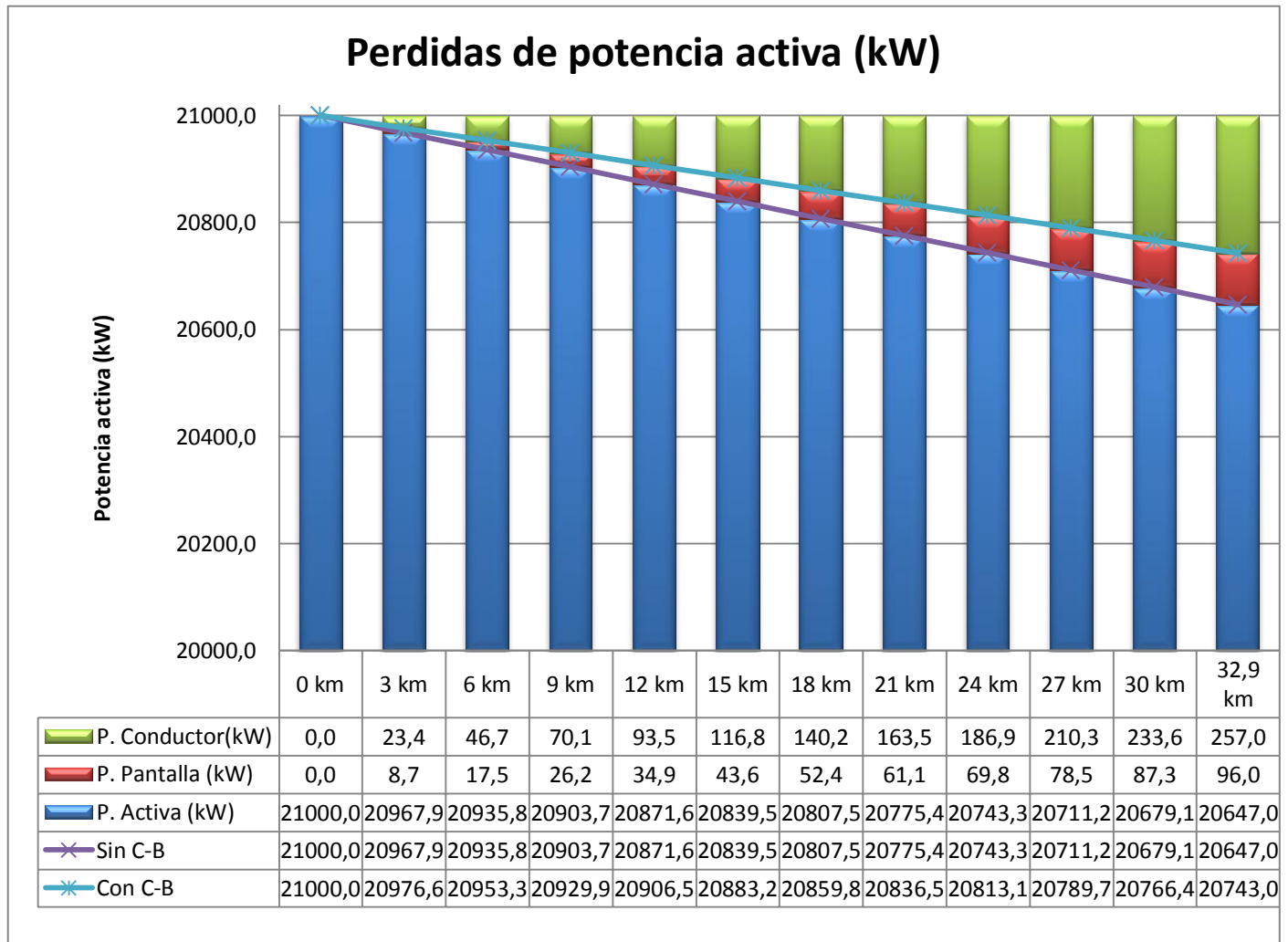


Figura 4. 6 *Pérdidas de potencia en un sistema con y sin Cross-Bonding*
Fuente: *Elaborado por el Autor.*

Definidas las pérdidas de potencia y pérdidas de energía a lo largo de la línea de 32,9 km, se obtienen los valores económicos que producen las pérdidas en los dos sistemas y se analiza el ahorro que representa el tendido de la línea mediante una transposición de pantallas (Cross-Bonding).

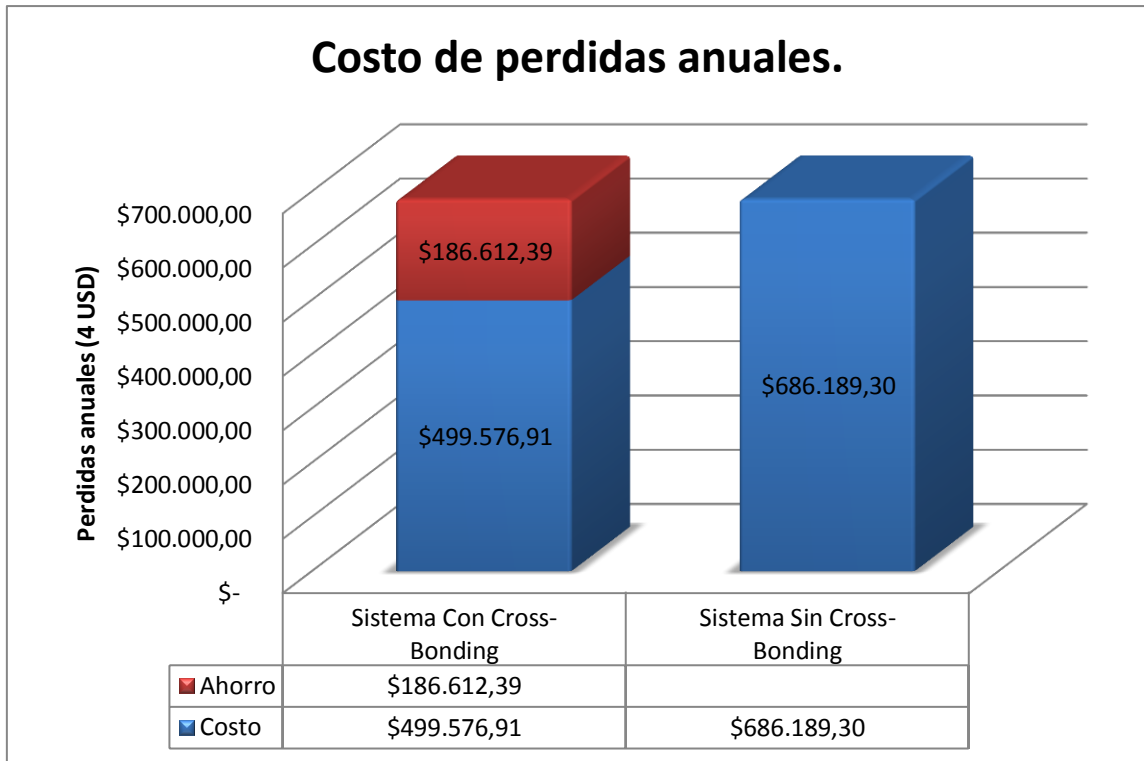


Figura 4. 7 Costo de pérdidas anuales en un sistema con o sin Cross-Bonding.
Fuente: Elaborado por Autor.

De la *Figura 4.6* y *Figura 4.7* , se evidencia una notable reducción de pérdidas de potencia y de energía en la línea, por ende su costo de igual manera disminuye al producirse un ahorro por la minimización de las pérdidas en la pantalla, por lo que se puede concluir que su rentabilidad está asegurada; información que es ratificada en la *Tabla 4.15* en la cual se muestran los valores del VAN, la TIR y la relación costo beneficio, los mismos que arrojan valores positivos y ratifican la viabilidad del proyecto.

CONCLUSIONES.

Las caídas de tensión en las líneas y pérdidas de potencia en los conductores por efecto Joule, son la principal fuente de pérdidas de energía y por ende pérdidas económicas en un determinado transcurso de tiempo, lo que ponen para un análisis la confiabilidad y rentabilidad de una red eléctrica. Debido a que las pérdidas en los conductores principalmente se deben a la resistencia eléctrica del metal conductor y esta a su vez depende del calibre o sección de conductor en conjunto con la longitud del cable, que para efectos de este caso la longitud total es considerable. Bajo este concepto se podría concluir que la resistencia es directamente proporcional a la longitud e inversamente proporcional a la sección del conductor para una determinada corriente eléctrica.

Adicional a la distancia y el calibre del conductor se suma el factor de conductividad eléctrica propia de cada metal, la cual va a influir directamente en la resistencia del conductor debido a cambios de temperatura de 20°C en condición normal, pudiendo incrementarse a 60°C en condiciones de operación, y este cambio incrementará la resistencia proporcionalmente, razón por la cual esta variación de temperatura influye directamente en la resistencia del conductor, para lo cual se podría afirmar también que la resistencia es directamente proporcional a la temperatura.

De la misma forma que el conductor principal presenta variaciones de la resistencia por efectos de la temperatura, sección y longitud; la resistencia de la pantalla metálica reacciona de igual forma que el conductor a la variación de los mismos factores externos. Esta afirmación nos indica que en la presencia de campos magnéticos propios del conductor directamente sobre la pantalla metálica del cable, se producen voltajes y corrientes inducidas sobre las mismas, esta incidencia de campos magnéticos sobre la pantalla del conductor provocan pérdidas de potencia y de energía en la línea de transmisión subterránea y a su vez con estas pérdidas técnicas se provocan directamente pérdidas económicas para el sistema.

Las pérdidas a las cuales el sistema va a estar sometido continuamente, son las generadas en el conductor de aluminio de 750 kcmil, las mismas que debido a la gran longitud de 32.9 km van a ser elevadas, esto nos indicaría que nuestra generación debe ser mayor para poder

tener la potencia activa adecuada en la demanda o a su vez considerar que en la generación de los 21 MW ya se considera estas pérdidas con lo cual la potencia activa que llegue va ser la adecuada.

Planteadas y definidas las necesidades de un sistema subterráneo de transmisión de energía eléctrica, surge la necesidad de realizar un análisis con el fin de mejorar el sistema eléctrico en cuanto a sus pérdidas de potencia se refieren. En tal virtud tras un análisis técnico efectuado surge como una adecuada opción técnica la configuración Cross-Bonding, debido que este sistema se ajusta a las características de tendido, longitud, y condiciones que va tener la línea de 69kV, la cual va a interconectar dos campamentos petroleros los mismos que operan bajo el poder de la empresa petrolera principal del país, Petroamazonas EP, adicional a que mediante la trasposición de pantallas se pueden reducir pérdidas técnicas de potencia y energía..

Definido técnicamente la eficiencia del sistema Cross-Bonding, se realizara una evaluación económica con el objetivo de analizar su viabilidad y rentabilidad teniendo en consideración que la evaluación técnica fue satisfactoria debido a que se concluye una reducción de pérdidas de energía en la línea, lo cual viéndolo solo desde un punto de vista técnico la configuración Cross-Bonding es viable, sin embargo esto se ratifica en la evaluación económica el ver como resultado, un ahorro de los costos de las perdidas en la pantalla del conductor, el resultado de su viabilidad está definido mediante indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), la relación Costo-Beneficio, los cuales avalan al proyecto como rentable.

Considerando a demás que el trascurso del tiempo existen varios factores económicos que incidirán en el proyecto, como la variación del costo de la inversión, el costo del kWh, etc. Es necesario realizar un análisis de sensibilidad para poder verificar todos los posibles escenarios que podemos tener con las variaciones de costos mencionadas.

RECOMENDACIONES.

Para una adecuada energización o interconexión de dos campamentos petroleros en el oriente Ecuatoriano mediante una red de transmisión subterránea de energía eléctrica a grandes distancias que para el caso son 32,9 km en donde se va a presenciar una elevada caída de tensión y las pérdidas de potencia y energía así como sus costos deberían tomarse muy en cuenta.

Debido a la importancia de que el sistema Cross-Bonding debe ser equilibrado es decir las secciones menores al igual que las mayores deben tener la misma longitud y el empalme debe ser realizado por personal calificado en este tipo de voltajes ya que la más simple ralladura en el aislante no va a garantizar el buen estado del empalme razón por la cual podría fallar en un determinado tiempo, mucho antes de lo previsto.

Contar con materia prima de altísima calidad, principalmente el conductor de aluminio 1/C 750 kcmil de 69 kv, debido a que esta va estar directamente enterrado por tal motivo su protección mecánica externa del cable (armadura de aluminio y chaqueta de PVC) debe cumplir satisfactoriamente su función de proteger al cable y conductor principal durante todo el tiempo máximo que el fabricante puede garantizar que operara sin falla alguna.

En la instalación de las cajas de Cross-Bonding y aterrizamiento, pese a cumplir la norma IP68 la cual se debería considerar hacer una pequeñas cajas de revisión para garantizar mayor tiempo de durabilidad y un acceso más fácil para el caso de realizar inspecciones, pruebas o un mantenimiento preventivo.

En un determinado caso que la línea eléctrica atravesase un río, curso de agua o saladeros donde toman sal las especies animales, se debe realizar el control adecuado a los procedimientos de trabajo de la compañía encarga de ejecutar las obras, el cumplimiento a todas normas establecidas para la obtención de la licencia ambiental, todo esto pensando con el objetivo de salvaguardar el medio ambiente.

De manera general, se debe considerar y tener presente que las garantías que los fabricantes entregan en cada uno de los componentes del sistema Cross-Bonding, son

válidas siempre y cuando cumplan los procedimientos de instalación recomendados por cada fabricante. Y en el mejor de los casos, la supervisión de un especialista certificado.

A pesar de que el sistema está garantizado para tener una vida útil de mínimo 15 años, se recomienda realizar mantenimientos preventivos, toma de datos, revisión de cajas y elementos internos, etc. esto por lo menos una vez al año.

Como un alcance y complemento al sistema subterráneo de transmisión de energía mediante un sistema Cross-Bonding diseñado, se podría analizar la posibilidad de implementar un sistema de monitoreo y control en la línea con el objetivo tener un mayor control y lecturas para que en un determinado caso de falla, estas puedan ser localizadas lo antes posible.

LISTA DE REFERENCIAS.

- [1] PETROAMAZONAS EP, «Descripción del proyecto de Optimización y Generación Eléctrica & Eficiencia Energética,» Quito, 2014.
- [2] APOYA AL ECUADOR, «Apoya al Ecuador,» [En línea]. Available: <http://apoya-al-ecuador.com/el-proyecto-de-optimizacion-de-generacion-electrica-ogeee-un-proceso-ejemplar-de-cambio-hacia-una-matriz-energetica-eficiente/>. [Último acceso: 26 06 2014].
- [3] ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL, «ESPOL,» [En línea]. Available: <https://www.fiec.espol.edu.ec/GICA-Web/inicio.html>. [Último acceso: 07 01 2015].
- [4] SOLUCIONES ESPECIALES, «Soluciones Especiales,» [En línea]. Available: <http://www.solucionesespeciales.com>. [Último acceso: 07 01 2015].
- [5] ENERGY SPAIN, «Energy Spain,» [En línea]. Available: <http://www.energy-spain.com/energia-eolica>. [Último acceso: 07 01 2015].
- [6] OPEXENERGY, «OPEXenergy,» [En línea]. Available: <http://opex-energy.com/index.html>. [Último acceso: 08 01 2015].
- [7] U. C. I. D. M. E. P. SUPERIOR, «Estudios de la capacidad de transporte de sistemas de cables aislados de alta tension,» Madrid.
- [8] INFISAT, «INFISAT. Ingeniería Física de Alta Tecnología, S.L.,» [En línea]. Available: <http://infisat.com/cruzamientopantallas.html>. [Último acceso: 06 01 2015].
- [9] A. ARAUJO, «El Comercio,» [En línea]. Available: <http://www.elcomercio.com.ec/actualidad/negocios/bloque-31-clave-explotar-itt.html>. [Último acceso: 22 01 2015].
- [10] PETROAMAZONAS EP, «Listado oficial de Empresa, País, Bloque, Activo, Facilidades de Producción, Campos, Plataformas, Pozos y Zonas Productoras,» Quito, 2011.
- [11] J. D. C. C. P. EP, «En la Vanguardia Tecnológica,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/2014/08/Tecnolog%C3%ADa-EPF1.pdf>. [Último acceso: 15 01 2015].

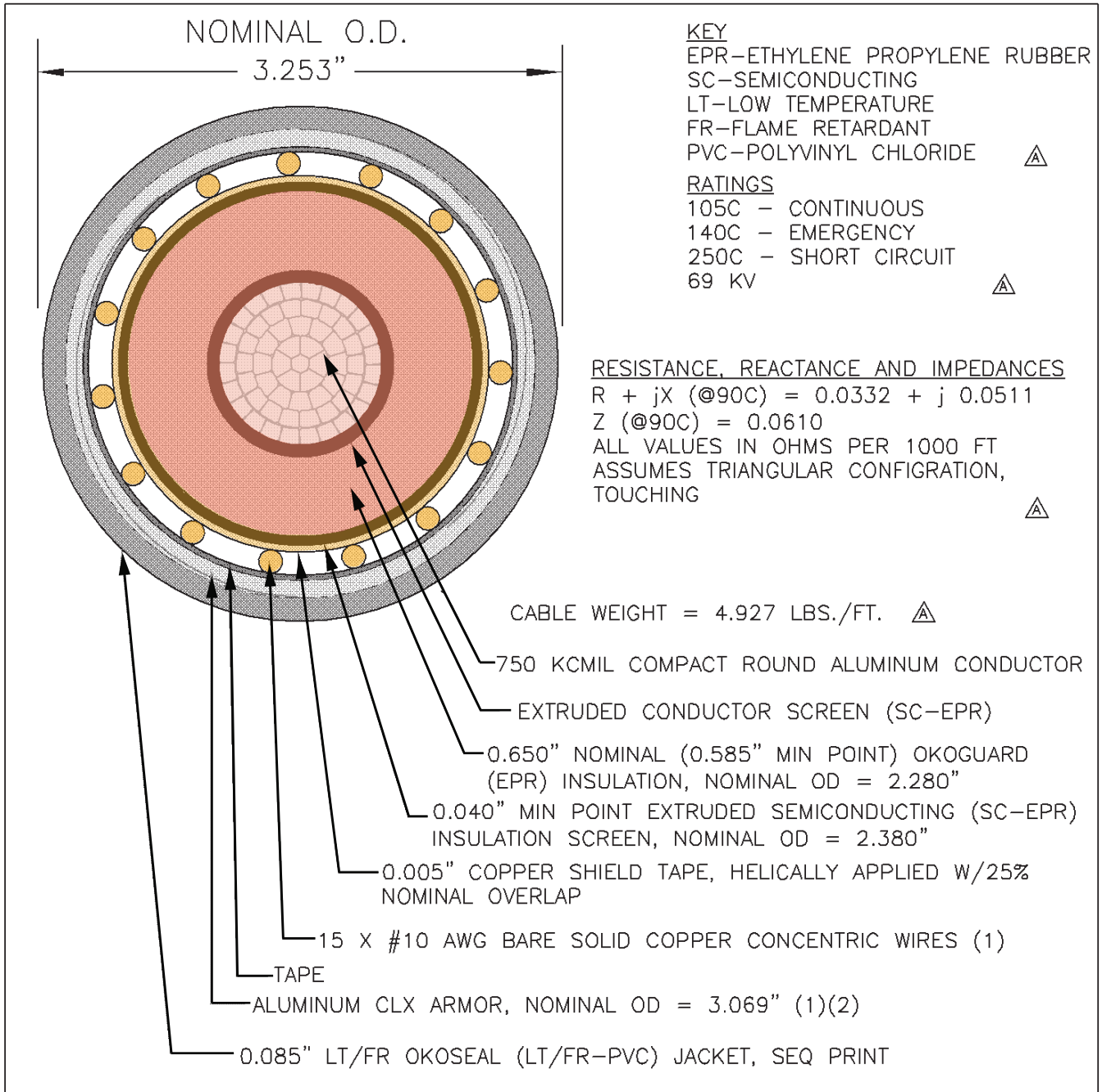
- [12] P. EP, «Petroamazonas EP,» [En línea]. Available: <http://www.petroamazonas.gob.ec/operaciones/>. [Último acceso: 15 01 2015].
- [13] B. Weedy, *Sistemas eléctricos de gran potencia*, Barcelona: Reverte S.A., 1982.
- [14] HOFFMAN, *Normas globales para gabinetes en la industria eléctrica.*, 2009.
- [15] M. d. E. y. E. Renovable, «Sección 2 - Manual de Construcción del Sistema de Distribucion de Redes Subterráneas,» Quito, Ecuador, 2010.
- [16] M. e. I. C. N. d. F. y. L. Instituto Costarricense de Electricidad. Colegio de Ingenieros Electricistas, «Manual para redes de Distribución Eléctrica Subterranea 19kV - 69 kV,» Julio, 2008.
- [17] L. M. Manene, «Actualidad Empresa,» 14 02 2014. [En línea]. Available: <http://actualidadempresa.com/benchmarking-tipologia-y-procesos-con-sus-fases-2a-parte/>. [Último acceso: 10 02 2015].
- [18] THE OKONITE COMPANY, «Specifying Standard - Single conductor Okoguard shielded Okoseal power cable rated 69kV, rated 105°C,» 2014.
- [19] L. V. Alonso, *Ingeniería de Costos, teoría y práctica en construcción*, 2009.
- [20] IEEE 575-2014, *IEEE Guide for Bonding Shields and Sheaths of Single-Conductor Power Cables Rated 5 kV through 500 kV*, New York, NY 10016-5997, 2014.
- [21] THE OKONITE COMPANY, «Engineering Handbook,» Houston, 2010.
- [22] CONELEC, «Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022,» Volumen 4, Quito, 2013.
- [23] CONELEC, «Resolución No. 025/11,» Quito, 2011.
- [24] P. L. BRICEÑO, «Gestion,» [En línea]. Available: <http://blogs.gestion.pe/deregresoalobasico/2011/03/el-analisis-de-sensibilidad-pa.html>. [Último acceso: 24 02 2015].
- [25] S. S. P. CASTAÑEDA, *Análisis de sensibilidad de indicadores financieros en la evaluación de inversión en Mipymes*, 2011.
- [26] FINANZAS PRÁCTICAS, «Finanzas prácticas,» [En línea]. Available: <http://www.finanzaspracticass.com.co/finanzaspersonales/presupuestar/personales/analisis.php>. [Último acceso: 24 02 2015].

- [27] L. J. G. F. & J. M. M. Gonzalez, «DESCRIPCIÓN DE LINEAS DE TRANSMISION SUBTERRANEA,» Poza Rica, Veracruz, 2011.
- [28] CONELEC, «Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022,» Volumen 1, Quito, 2013.
- [29] CONELEC, «Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022,» Volumen 2, Quito, 2013.
- [30] CONELEC, «Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022,» Volumen 3, Quito, 2013.
- [31] PETROAMAZONAS EP, «Descripción del proyecto OGE,» Quito, 2014.

ANEXOS

Anexo 1.

Cable de poder compacto 1/C 750 kcmil de aluminio, aislamiento EPR, apantallado con armadura metálica tipo CLX, chaqueta de PVC retardante a la flama



(1) 15 X #10 CU WIRES EQUAL 155,700 CIRCULAR MILS OF CU OR SLIGHTLY MORE THAN A 2/0 COPPER
 (2) AL CLX EQUALS 202,570 CIRCULAR MILS OF CU OR SLIGHTLY LESS THAN A 4/0 COPPER..
 OKONITE RECOMMENDS CABLES BE INSTALLED IN TRIANGULAR CONFIGURATION TO LIMIT CIRCULATING CURRENTS THROUGH CONCENTRIC WIRES AND CLX.

1/C 750 KCMIL C/R ALUMINUM OKOGUARD, SHIELDED, WIRES, AL CLX, OKOSEAL 69 KV CABLE

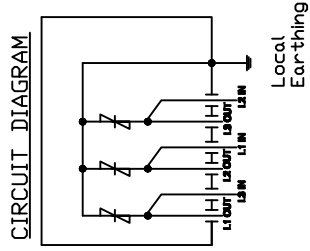
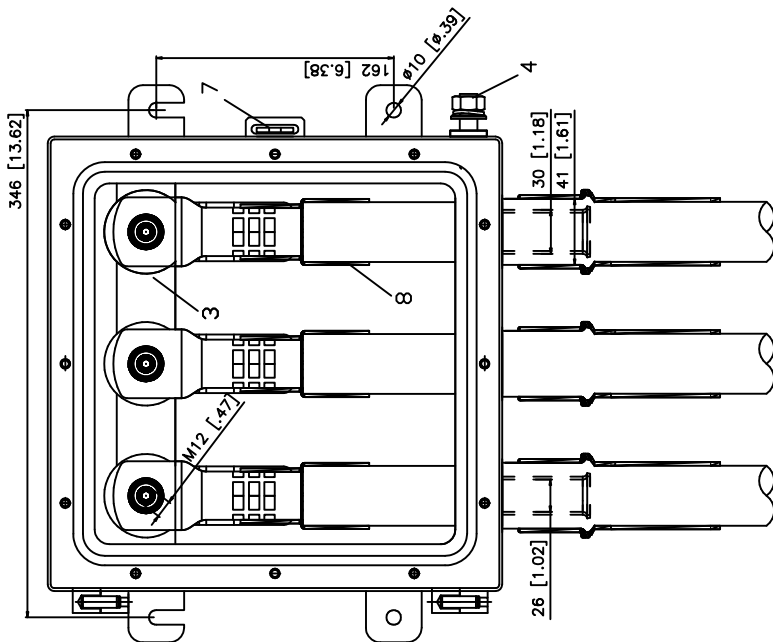
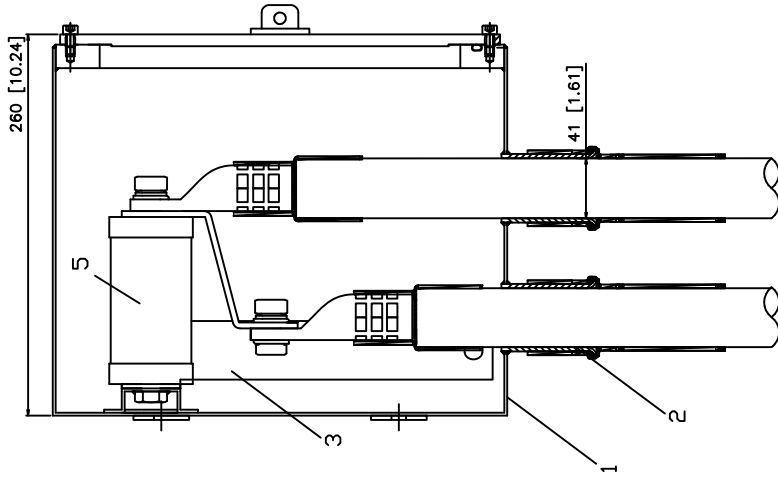
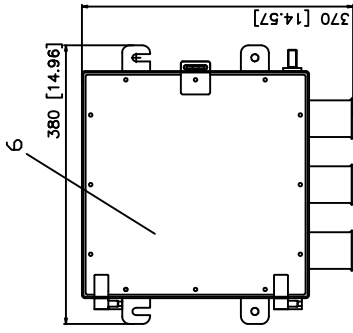
THE OKONITE COMPANY RAMSEY, N.J. U.S.A.	DATE 6/3/16	SCALE NTS	REVISIONS Δ 8/20/11
	DR. JZJR	APP. JVF	DRAWING NUMBER
	DISK OLA	EST. NUMBER 72508	CS-17355

Anexo 2.

Caja de transposición de pantallas “Cross-Bonding”
con limitador de tensión SVL

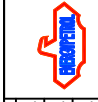
Anexo 3.

Caja de aterrizamiento de las pantallas con limitador
de tensión SVL.



No.	Description	Material	comments
8	SEALING SLEEVE	HEAT SHRINK TUBE	
7	PADLOCK FACILITY	STAINLESS STEEL	-
6	PROTECTION COVER	STAINLESS STEEL	-
5	SHEATH VOLTAGE LIMITERS (SVL)	ZnO	FDR HV UP TO 6kV
4	EARTHING POINT	-	M12
3	EARTHING BUSBAR	120mm ² COPPER	-
2	GLAND FOR BONDING CABLES	STAINLESS STEEL	diameter 26mm, 30mm or 41mm
1	LINK BOX HOUSING	2mm STAINLESS STEEL	-

NOTAS GENERALES		REVISIONES		REVISOR		AUTORIZADO		FECHA		DESCRIPCION		REVISIONES		REVISOR		AUTORIZADO		FECHA		DESCRIPCION	
1. CANTIDADES Y DIMENSIONES A SER DEFINIDAS EN FASE DE INGENIERIA.																					
MODELO: EPPA-055-X/3-AX-IP68		NUMERO: EPPA-055-X/3-AX-IP68		TITULO: ANEXO 3		ESCALA: 1 de 1		A		A		A		A		A		A		A	



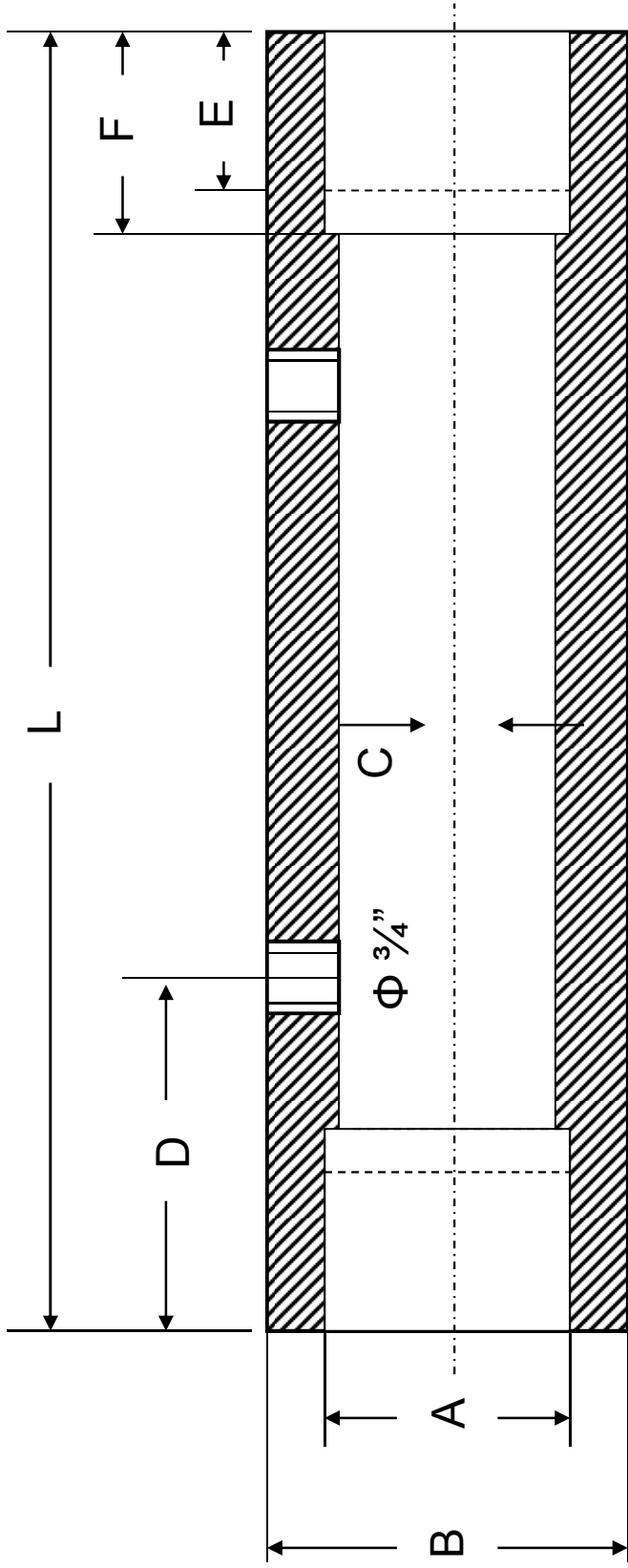
CLIENTE:
PROYECTO:
DESCRIPCION:
OPERA DIBUJANDO EPPA-055-X/3-AX-IP68
CROSS BONDING LINK BOX

Anexo 4.

Caja de aterrizamiento directo de las pantallas.

Anexo 5.

Casing o misil de aluminio.



REFERENCE	A	B	C	D	E	F	L
8"	8,267	8.625	0,322	3,000	1,000	1,620	72,00
6"	6,280	6.625	0,322	3,000	1,000	1,620	72,00

AI SLEEVE FOR ARMORED CABLE

ALUMINIUM ALLOY PIPE SHC 40 6061-T12

DIMENSION : INCHES

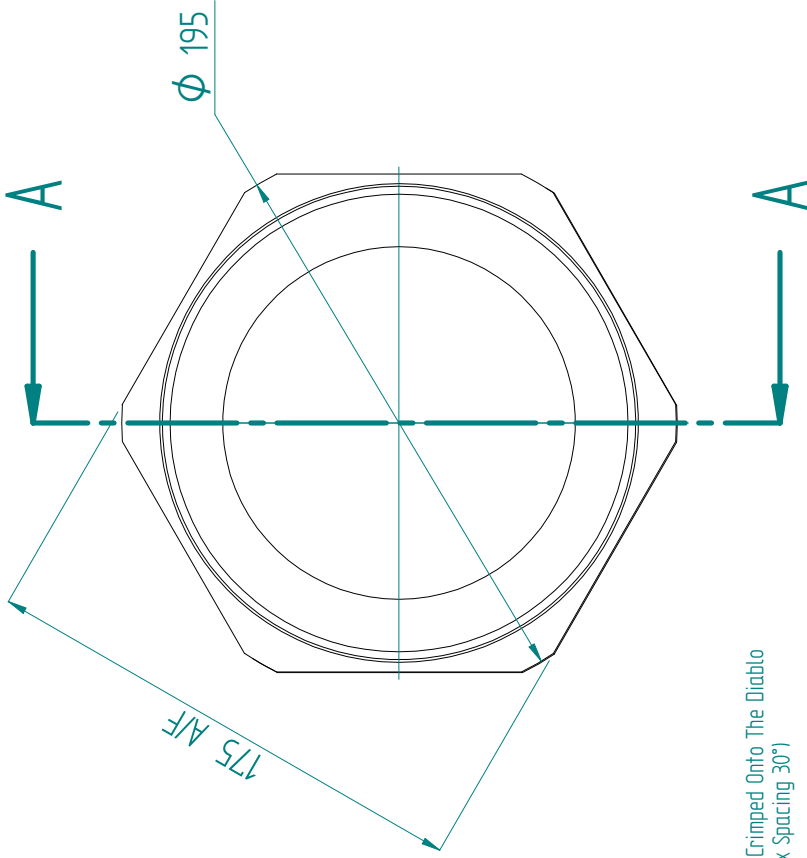
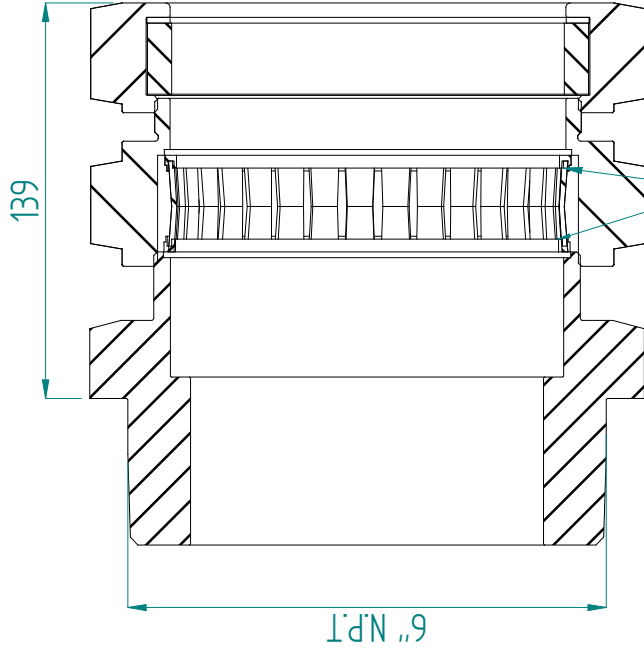
Anexo 6.

Terminal para cable armado al 6".onector de 6”

Stamping Detail: HAWKE 08000/N701/K/6"NPT

out of certification 0.0 mm³

SECTION A-A



Notes:

- 1. This Gland Is Based On The N701, But Is Only Suitable For Industrial Use.
- 2. All Thread Leads Are To Be 45° And 0.25 Max Below Depth Of The Thread

Support Caps Are To Be Crimped Onto The Diablo (Max Spacing 30°)

REMOVE ALL BURRS AND SHARP EDGES USING MINIMUM CHAMFER OR RADIUS. PARTICULARLY REMOVE ALL BURRS FROM START AND FINISH OF THREADS

ALL COPYRIGHT RESERVED - HAWKE INTERNATIONAL 2005. THIS DRAWING AND ALL COPYRIGHT THEREIN IS THE PROPERTY OF HAWKE INTERNATIONAL A DIVISION OF HUBBELL LTD (A member of the Hubbell Group of Companies). (COPYRIGHT CONDITION: THIS DRAWING SHALL BE USED ONLY FOR THE PURPOSE FOR WHICH IT IS PROVIDED AND NO REPRODUCTION OR PUBLICATION OF THIS DRAWING MAY BE MADE AND NO ARTICLE MAY BE MANUFACTURED OR ASSEMBLED IN ACCORDANCE WITH THIS DRAWING WITHOUT THE PRIOR WRITTEN CONSENT OF THE OWNER.



A4 THIS IS A CAD DRAWING AND MUST BE EDITED AT SOURCE

HAWKE International
 OXFORD ST WEST
 ASHTON-U-LYNE
 OL7 0NA
 TEL: +44 (0)161 308 3611

3RD ANGLE PROJECTION

DO NOT SCALE IF IN DOUBT ASK

GENERAL TOLERANCES
 LINEAR ± 0.15mm
 ANGULAR ± 0°30'
 UNLESS OTHERWISE STATED

DRN ???		TITLE	
CHD ???	DATE ??/??/??	N701/K Special Industrial ASSEMBLY	
UNITS mm	HG006 XXX	DRG. No. 08000	
FIRST ISSUE	DATE/SIG	SCALE ???	SHEET 1 OF 1
MODIFICATION	DN		
ISSUE	ISSUE		

Anexo 7.

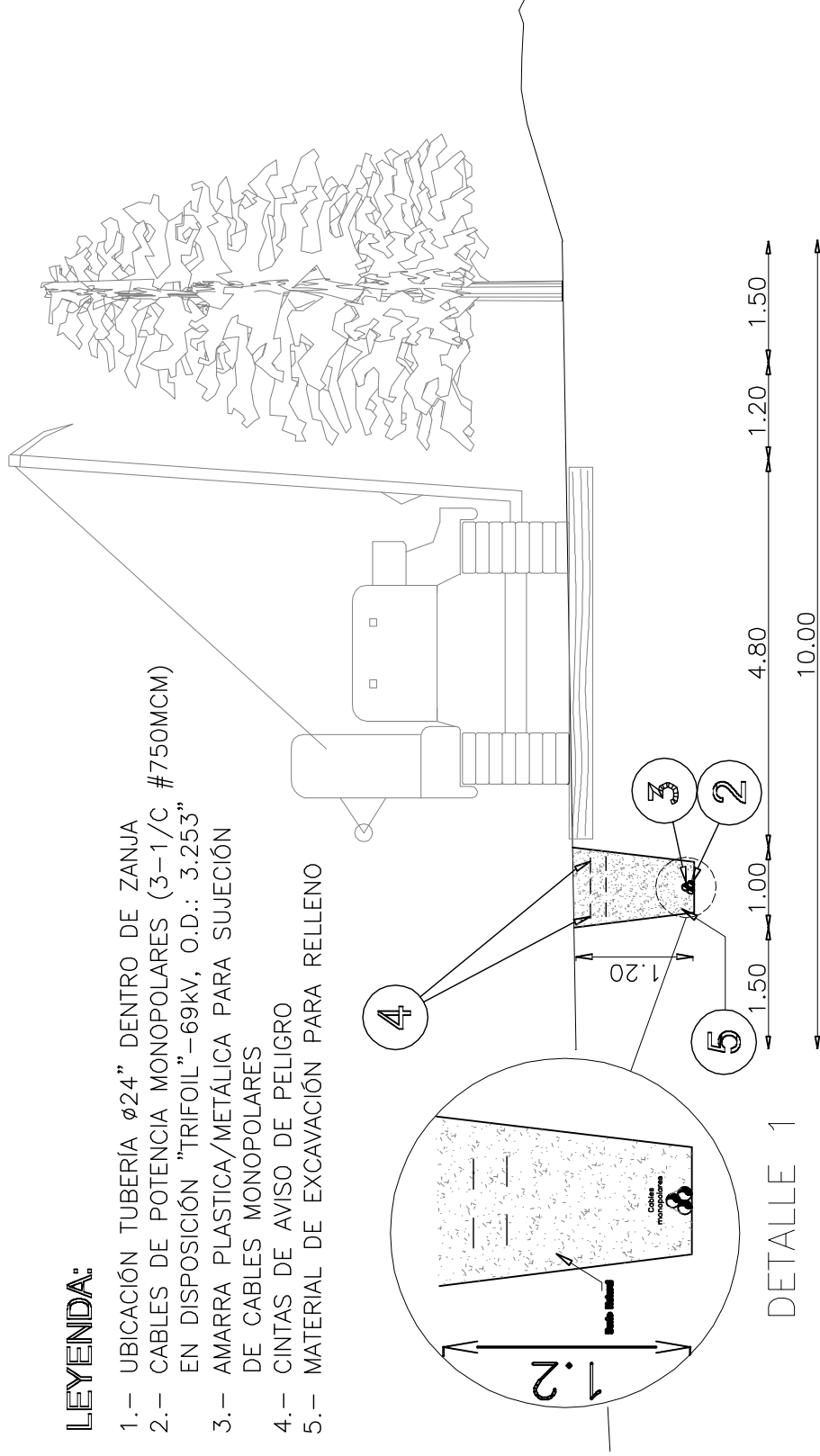
Zanja para el tendido del cable eléctrico.

SECCION TIPO

NOTA 2

LEYENDA:

- 1.- UBICACIÓN TUBERÍA Ø24" DENTRO DE ZANJA
- 2.- CABLES DE POTENCIA MONOPOLARES (3-1/C #750MCM) EN DISPOSICIÓN "TRIFOIL" -69kV, O.D.: 3.253"
- 3.- AMARRA PLÁSTICA/METÁLICA PARA SUJECIÓN DE CABLES MONOPOLARES
- 4.- CINTAS DE AVISO DE PELIGRO
- 5.- MATERIAL DE EXCAVACIÓN PARA RELLENO



DETALLE 1

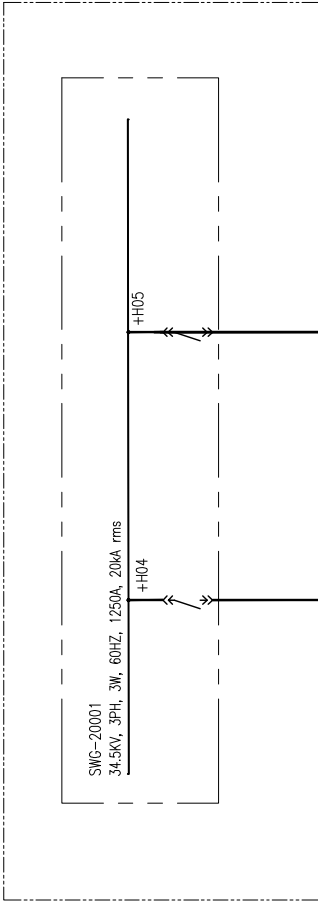
DERECHO DE VIA

NOTAS GENERALES		REVISIONES		AUTORIZACIONES		FECHA		AUTORIZACIONES	
NUMERO	DESCRIPCION	FECHA	REVISOR	APROBADO	FECHA	REVISOR	APROBADO	FECHA	REVISOR
01	SECCION TIPO DE CABLES EN LA ZANJA								
02									
03									
04									
05									
06									
07									
08									
09									
10									
11									
12									
13									
14									
15									
16									
17									
18									
19									
20									
21									
22									
23									
24									
25									
26									
27									
28									
29									
30									
31									
32									
33									
34									
35									
36									
37									
38									
39									
40									
41									
42									
43									
44									
45									
46									
47									
48									
49									
50									
51									
52									
53									
54									
55									
56									
57									
58									
59									
60									
61									
62									
63									
64									
65									
66									
67									
68									
69									
70									
71									
72									
73									
74									
75									
76									
77									
78									
79									
80									
81									
82									
83									
84									
85									
86									
87									
88									
89									
90									
91									
92									
93									
94									
95									
96									
97									
98									
99									
100									

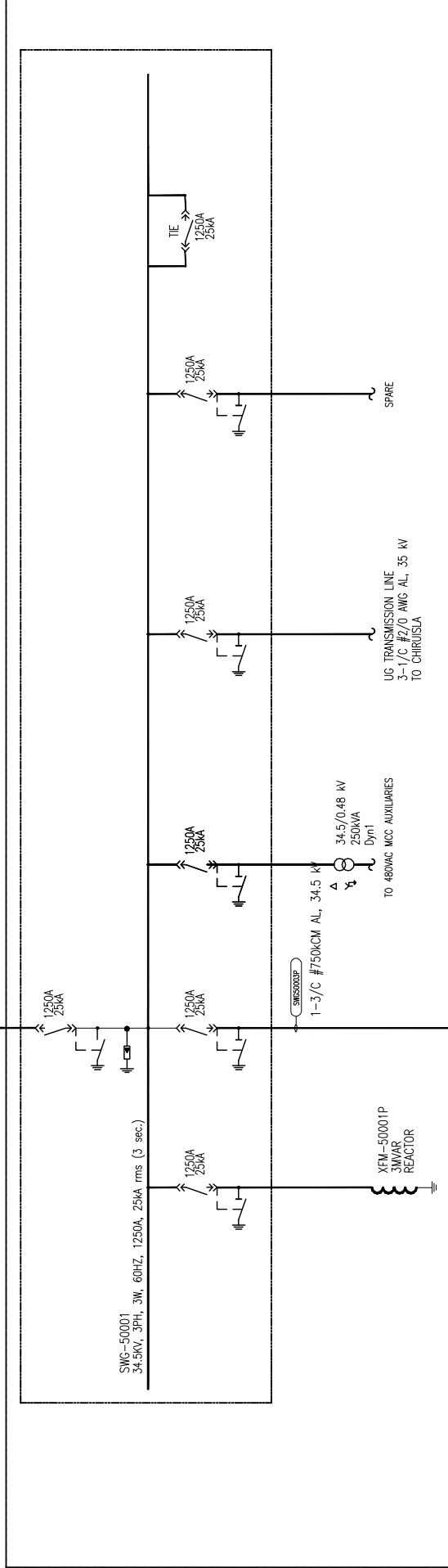
Anexo 8.

Diagrama unifilar.

EPF



ECB



NOTAS GENERALES

1. CANTIDADES Y DIMENSIONES A SER DEFINIDAS EN FASE DE INGENIERIA.

NUMERO	UNIDAD DE MEDICION	DESCRIPCION	REQ.
2511000-829-99-001	MANUAL	MANUAL TERCERA EDICION, FASE 1	



REVISIONES	FECHA	UNIDAD	REVISION	APROBADO	INGENIERIA / REVISOR JEFE	FECHA

REVISIONES	FECHA	UNIDAD	REVISION	APROBADO	INGENIERIA / REVISOR JEFE	FECHA

CLIENTE :
PROYECTO :
DESCRIPCION :

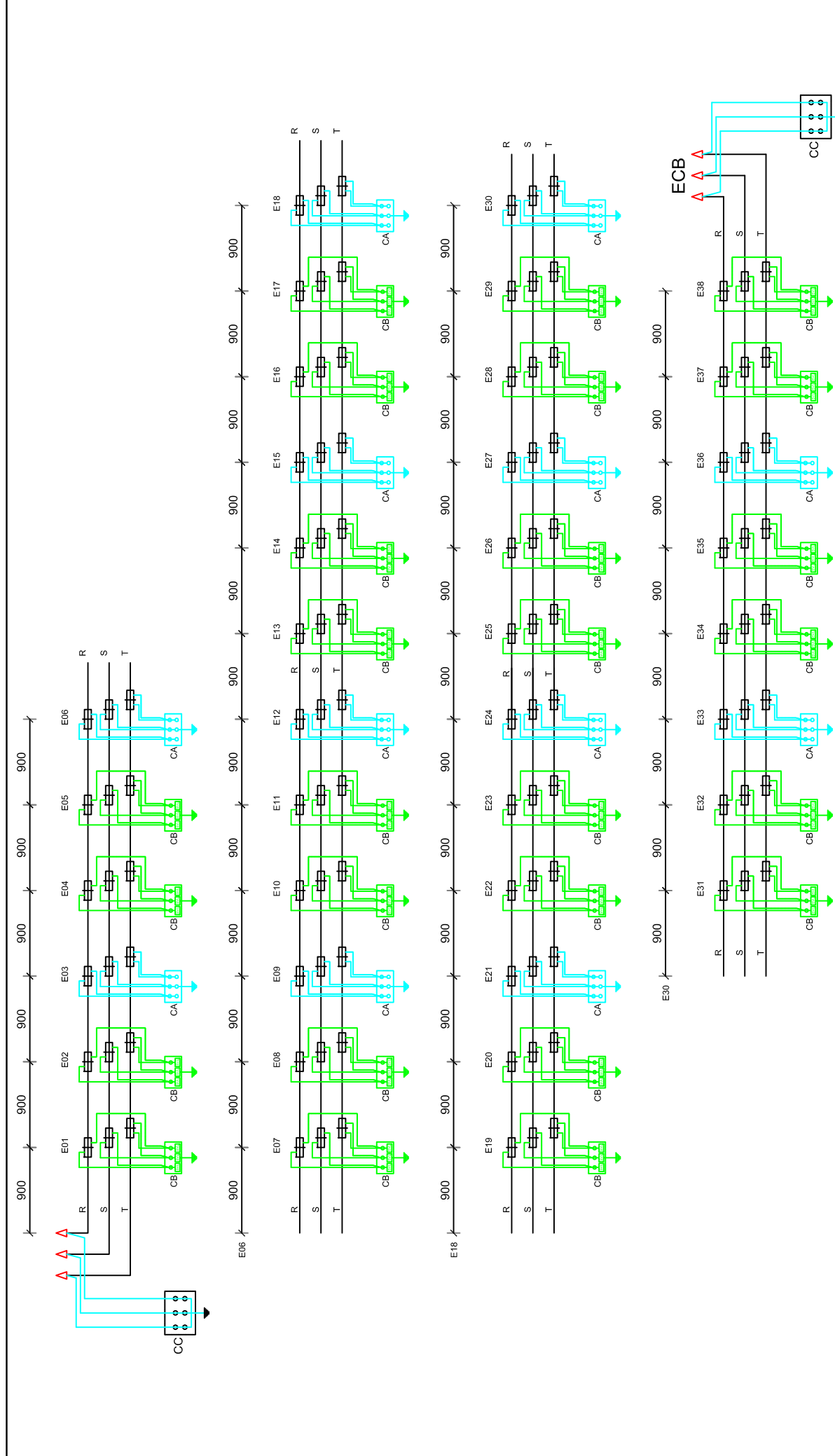
FECHA :	ESCALA :

NO. DE FOLIO :	TOTAL DE FOLIOS :


 INSTITUTO SALESIANO DE INGENIERIA

 DIAGRAMA UNIFICADO GENERAL
 FASE 1
 ANEXO 8
 1 de 1
 A

Anexo 9.

Configuración del sistema Cross-Bonding en la línea
de 32,9 km.



Módulo:	DATOS GENERALES		REVISIONES		IMPRESION / IMPRESOR		FECHA		AUTORIA	
	NUMERO	DESCRIPCION	FECHA	DESCRIPCION	FECHA	IMPRESOR	FECHA	IMPRESOR	FECHA	IMPRESOR
879-001-1042-08	CRIBAS BOMBEO LINEA PARA SINGLE CORE CABLE									



CLIENTE:	
PROYECTO:	
DESCRIPCION:	

TITULO:	AS
ESCALA:	1/20

Anexo 10.

Formato de análisis de Precios Unitarios APU

FORMULARIO N°

NOMBRE DEL OFERENTE:
INVITACION A OFERTAR:
PROYECTO:

TIPO DE OBRA:

HOJA:
ITEM:
UNIDAD:

RUBRO:
DETALLE:

EQUIPOS

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
	A	B	C=A*B	R	D=C*R
SUBTOTAL M					0,0000

MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	JORNAL/HR	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
	A	B	C=A*B	R	D=C*R
SUBTOTAL N					0,0000

MATERIALES

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO
		A	B	C=A*B
SUBTOTAL O				0,0000

TRANSPORTE

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO
		A	B	C=A*B
SUBTOTAL P				0,0000

TOTAL COSTO DIRECTO (M+N+O+P)	0,0000
INDIRECTOS Y UTILIDADES	0,00% 0,0000
OTROS INDIRECTOS %	0,00% 0,0000
COSTO TOTAL DEL RUBRO	0,0000
VALOR OFERTADO	\$ 0,00

ESTOS PRECIOS NO INCLUYEN IVA

LUGAR Y FECHA

FIRMA DEL OFERENTE

SISTEMA CROSS-BONDING

NOMBRE DEL OFERENTE: EDISON LOPEZ
INVITACION A OFERTAR: TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO ELÉCTRICO
PROYECTO: FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SUBTERRÁNEO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE UN SISTEMA CROSS-BONDING

TIPO DE OBRA: OBRA ELÉCTRICA **ANEXO 10** **HOJA:** 1,000
ITEM:
UNIDAD: U

RUBRO: Instalación de caja de transposición de pantalla "Cross-Bonding" con limitador de tensión tipo SVL para aterrizar las pantallas de cable de poder
DETALLE:

EQUIPOS

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
	A	B	C=A*B	R	D=C*R
Herramientas eléctricas	1,00	1,31	1,31	1,80	2,3580
SopORTE para carrete de Cable	1,00	1,00	1,00	1,80	1,8000
Cortador/pelador Cable armado	1,00	0,50	0,50	1,50	0,7500
Multímetro	1,00	0,45	0,45	2,00	0,9000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	1,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
SUBTOTAL M					5,8080

MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	JORNAL/HR	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
	A	B	C=A*B	R	D=C*R
Médico	1,00	14,54	14,54	0,25	3,6350
Ing. Especialista Eléctrico	1,00	15,24	15,24	1,50	22,8600
Supervisor Electrico / Ingeniero	1,00	12,38	12,38	1,80	22,2840
Electricista A	1,00	8,07	8,07	1,60	12,9120
Ayud. Electricista	1,00	6,61	6,61	1,90	12,5590
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
SUBTOTAL N					74,2500

MATERIALES

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO
		A	B	C=A*B
Guantes Nitrilo	EA	5,00	3,00	15,0000
Gafas Industriales transparentes	EA	5,00	1,80	9,0000
Mascarilla desechable	EA	5,00	0,15	0,7500
Type rollo	mt	1,00	0,31	0,3100
CINTA MASKIN 3/4"	roll	0,33	1,05	0,3465
TECLE MANUAL 2TON.Y TRIPODE 2"- CADENAS	u	0,10	508,50	50,8500
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
SUBTOTAL O				76,2565

TRANSPORTE

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO
		A	B	C=A*B
				0,0000
				0,0000
SUBTOTAL P				0,0000
			TOTAL COSTO DIRECTO (M+N+O+P)	156,3145
			INDIRECTOS Y UTILIDADES	31,2629
			OTROS INDIRECTOS %	0,0000
			COSTO TOTAL DEL RUBRO	187,5774
			VALOR OFERTADO	\$ 187,58

ESTOS PRECIOS NO INCLUYEN IVA

viernes, 06 de marzo de 2015
LUGAR Y FECHA

FIRMA DEL OFERENTE

SISTEMA CROSS-BONDING

NOMBRE DEL OFERENTE: EDISON LOPEZ
INVITACION A OFERTAR: TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO ELÉCTRICO
PROYECTO: FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SUBTERRÁNEO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE UN SISTEMA CROSS-BONDING

ANEXO 10

TIPO DE OBRA: OBRA ELÉCTRICA **HOJA:** 1,000
ITEM:
UNIDAD: U

RUBRO: Instalación de caja de tierra con limitador de tensión tipo SVL para las pantallas del cable de poder 1/C 750 kcmil de 69 kV

DETALLE:

EQUIPOS

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
	A	B	C=A*B	R	D=C*R
Herramientas eléctricas	1,00	1,31	1,31	1,50	1,9650
SopORTE para carrete de Cable	1,00	1,00	1,00	1,50	1,5000
Cortador/pelador Cable armado	1,00	0,50	0,50	1,50	0,7500
Multímetro	1,00	0,45	0,45	1,50	0,6750
	0,00	0,00	0,00	1,50	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
SUBTOTAL M					4,8900

MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	JORNAL/HR	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
	A	B	C=A*B	R	D=C*R
Médico	1,00	14,54	14,54	0,15	2,1810
Ing. Especialista Eléctrico	1,00	15,24	15,24	1,40	21,3360
Supervisor Electrico / Ingeniero	1,00	12,38	12,38	1,40	17,3320
Electricista A	1,00	8,07	8,07	1,50	12,1050
Ayud. Electricista	1,00	6,61	6,61	1,50	9,9150
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
SUBTOTAL N					62,8690

MATERIALES

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO
		A	B	C=A*B
Guantes Nitrilo	EA	5,00	3,00	15,0000
Gafas Industriales transparentes	EA	5,00	1,80	9,0000
Mascarilla desechable	EA	5,00	0,15	0,7500
Type rollo	mt	1,00	0,31	0,3100
CINTA MASKIN 3/4"	roll	0,33	1,05	0,3465
TECLE MANUAL 2TON.Y TRIPODE 2"- CADENAS	u	0,10	508,50	50,8500
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
SUBTOTAL O				76,2565

TRANSPORTE

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO
		A	B	C=A*B
				0,0000
				0,0000
SUBTOTAL P				0,0000

TOTAL COSTO DIRECTO (M+N+O+P)		144,0155
INDIRECTOS Y UTILIDADES	20,00%	28,8031
OTROS INDIRECTOS %	0,00%	0,0000
COSTO TOTAL DEL RUBRO		172,8186
VALOR OFERTADO		\$ 172,82

ESTOS PRECIOS NO INCLUYEN IVA

viernes, 06 de marzo de 2015
LUGAR Y FECHA

FIRMA DEL OFERENTE

SISTEMA CROSS-BONDING

NOMBRE DEL OFERENTE: EDISON LOPEZ
INVITACION A OFERTAR: TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO ELÉCTRICO
PROYECTO: FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SUBTERRÁNEO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE UN SISTEMA CROSS-BONDING

TIPO DE OBRA: OBRA ELÉCTRICA **ANEXO 10** **HOJA:** 1,000
ITEM:
UNIDAD: U

RUBRO: Instalación de caja de tierra directa para las pantallas del cable de poder 1/C 750 kcmil de 69 kV

DETALLE:

EQUIPOS

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
	A	B	C=A*B	R	D=C*R
Herramientas eléctricas	1,00	1,31	1,31	1,50	1,9650
SopORTE para carrete de Cable	1,00	1,00	1,00	1,50	1,5000
Cortador/pelador Cable armado	1,00	0,50	0,50	1,50	0,7500
Multímetro	1,00	0,45	0,45	1,50	0,6750
	0,00	0,00	0,00	1,50	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
SUBTOTAL M					4,8900

MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	JORNAL/HR	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
	A	B	C=A*B	R	D=C*R
Médico	1,00	14,54	14,54	0,15	2,1810
Ing. Especialista Eléctrico	1,00	15,24	15,24	1,40	21,3360
Supervisor Electrico / Ingeniero	1,00	12,38	12,38	1,40	17,3320
Electricista A	1,00	8,07	8,07	1,50	12,1050
Ayud. Electricista	1,00	6,61	6,61	1,50	9,9150
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
SUBTOTAL N					62,8690

MATERIALES

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO
		A	B	C=A*B
Guantes Nitrilo	EA	5,00	3,00	15,0000
Gafas Industriales transparentes	EA	5,00	1,80	9,0000
Mascarilla desechable	EA	5,00	0,15	0,7500
Type rollo	mt	1,00	0,31	0,3100
CINTA MASKIN 3/4"	roll	0,33	1,05	0,3465
TECLE MANUAL 2TON.Y TRIPODE 2"- CADENAS	u	0,10	508,50	50,8500
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
SUBTOTAL O				76,2565

TRANSPORTE

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO
		A	B	C=A*B
				0,0000
				0,0000
SUBTOTAL P				0,0000

TOTAL COSTO DIRECTO (M+N+O+P)		144,0155
INDIRECTOS Y UTILIDADES	20,00%	28,8031
OTROS INDIRECTOS %	0,00%	0,0000
COSTO TOTAL DEL RUBRO		172,8186
VALOR OFERTADO		\$ 172,82

ESTOS PRECIOS NO INCLUYEN IVA

viernes, 06 de marzo de 2015
LUGAR Y FECHA

FIRMA DEL OFERENTE

SISTEMA CROSS-BONDING

NOMBRE DEL OFERENTE: EDISON LOPEZ
INVITACION A OFERTAR: TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO ELÉCTRICO
PROYECTO: FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SUBTERRÁNEO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE UN SISTEMA CROSS-BONDING

ANEXO 10

TIPO DE OBRA: OBRA ELÉCTRICA
HOJA: 1,0000
ITEM:
UNIDAD: MT

RUBRO: Instalación de cable monopolar 1/C 350 kmil de cobre. Tipo TTU de 2kV para circuitos de tierra y conexionado de accesorios y cajas.

DETALLE:

EQUIPOS

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
	A	B	C=A*B	R	D=C*R
Herramientas eléctricas	1,00	1,31	1,31	0,20	0,2620
Soporte para carrete de Cable	1,00	1,00	1,00	0,20	0,2000
Camper - bodega	1,00	8,75	8,75	0,20	1,7500
	1,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
SUBTOTAL M					2,2120

MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	JORNAL/HR	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
	A	B	C=A*B	R	D=C*R
Médico	1,00	14,54	14,54	0,01	0,1454
Ing. Especialista Eléctrico	1,00	15,24	15,24	0,25	3,8100
Supervisor Electrico / Ingeniero	1,00	12,38	12,38	0,25	3,0950
Electricista A	1,00	8,07	8,07	0,25	2,0175
Ayud. Electricista	1,00	6,61	6,61	0,25	1,6525
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
SUBTOTAL N					10,7204

MATERIALES

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO
		A	B	C=A*B
Guantes de pupos	EA	3,00	0,72	2,1600
Gafas Industriales transparentes	EA	3,00	1,80	5,4000
Mascarilla desechable	EA	3,00	0,15	0,4500
Type rollo	mt	0,25	0,31	0,0775
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
SUBTOTAL O				8,0875

TRANSPORTE

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO
		A	B	C=A*B
				0,0000
				0,0000
SUBTOTAL P				0,0000
TOTAL COSTO DIRECTO (M+N+O+P)				21,0199
INDIRECTOS Y UTILIDADES				4,2039
OTROS INDIRECTOS %				0,0000
COSTO TOTAL DEL RUBRO				25,2238
VALOR OFERTADO				\$ 25,22

ESTOS PRECIOS NO INCLUYEN IVA

viernes, 06 de marzo de 2015
LUGAR Y FECHA

FIRMA DEL OFERENTE

SISTEMA CROSS-BONDING

NOMBRE DEL OFERENTE: EDISON LOPEZ
 INVITACION A OFERTAR: TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO ELÉCTRICO
 PROYECTO: FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SUBTERRÁNEO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE UN SISTEMA CROSS-BONDING

TIPO DE OBRA: OBRA ELÉCTRICA ANEXO 10 HOJA: 1,000
ITEM:
UNIDAD: U

RUBRO: Instalación del casing de aluminio de 6" de diámetro por 72" de largo con su respectivo compuesto asfáltico CP11

DETALLE:

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
	A	B	C=A*B	R	D=C*R
Generador energía eléctrica	1,00	20,00	20,00	2,00	40,0000
Herramientas eléctricas	1,00	1,31	1,31	2,00	2,6200
Soporte para carrete de Cable	1,00	1,00	1,00	2,00	2,0000
Cortador/pelador Cable armado	1,00	0,50	0,50	2,00	1,0000
Multímetro	1,00	0,45	0,45	2,00	0,9000
Camper - bodega	1,00	8,75	8,75	2,00	17,5000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
SUBTOTAL M					64,0200

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	JORNAL/HR	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
	A	B	C=A*B	R	D=C*R
Médico	1,00	14,54	14,54	0,20	2,9080
Ing. Especialista Eléctrico	1,00	15,24	15,24	2,00	30,4800
Supervisor Electrico / Ingeniero	1,00	12,38	12,38	2,00	24,7600
Electricista A	2,00	8,07	16,14	2,00	32,2800
Ayud. Electricista	4,00	6,61	26,44	2,00	52,8800
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000
SUBTOTAL N					143,3080

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO
		A	B	C=A*B
Guantes Nitrilo	EA	4,00	3,00	12,0000
Gafas Industriales transparentes	EA	4,00	1,80	7,2000
Lija de agua #150	EA	2,00	0,40	0,8000
Mascarilla desechable	EA	4,00	0,15	0,6000
Type rollo	mt	2,00	0,31	0,6200
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
			0,00	0,0000
SUBTOTAL O				21,2200

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO
		A	B	C=A*B
				0,0000
				0,0000
SUBTOTAL P				0,0000
TOTAL COSTO DIRECTO (M+N+O+P)				228,5480
INDIRECTOS Y UTILIDADES				20,00% 45,7096
OTROS INDIRECTOS %				0,00% 0,0000
COSTO TOTAL DEL RUBRO				274,2576
VALOR OFERTADO				\$ 274,26

ESTOS PRECIOS NO INCLUYEN IVA

42.069,0000
LUGAR Y FECHA

FIRMA DEL OFERENTE

Anexo 11.

Comparación técnica del conductor principal.

ITEM		DESCRIPCION		UNID	ESPECIFICACION TECNICA DEL CABLE		OFERENTE 1	OFERENTE 2
1		DATOS TECNICOS			REQUERIMIENTO			
1.1	Cable Condutor							
a.	Material del Conductor (Cobre o Aluminio)						Aluminio	Aluminio
b.	Seccion del Conductor (mm2 o AWG)						1/C 750 kcmil	1/C 750 kcmil
c.	Voltage Maximo (U max)						69 kV	69 kV
d.	Nivel de Aislamiento (BL) (kV)						350 kV	350 kV
e.	Seccion del Conductor de Tierra (mm2 o AWG)						N/A	N/A
1.2	Material del Aislamiento (XLPE, EPR Rubber, Papel Impregnado, etc.)						EPR	EPR
1.3	Pantalla de Tierra						5 mil CU tape, 15 x #10 AWG CU wires, AL	5 mil CU tape, 15 x #10 AWG CU wires, AL
a.	Configuracion y Material de la Pantalla Metalica						Aluminum Continuous Corrugated or Aluminum Laser Welded	Continuous Welded Corrugated
b.	Seccion de la Pantalla Metalica (mm2)						2 AWG	422 kcmil Aluminum (~3/0 AWG CU)
b1.	Corriente de Falla de la Tierra (A), Tiempo de Respuesta a fallas (s)						25000 A, 1 s.	27,53kA para 1 s.
1.4	Proteccion mecanica y entrada de agua						Required, type according with MFG STD	AL, CLX & overall jacket
1.5	Chaqueta Externa (PVC, HDPE, CPE)						PVC	PVC
1.6	Standars y Normas Aplicables						NA (NEMA, ICEA, ANSI, IEEE) Standards	ICEA S-108-720, NEMA, IEEE
1.7	Longitud Total del Cable						107055	107055
1.8	Peso neto del Cable lbs/ft						Por el fabricante	4,927 lb/ft
1.9	Condiciones Generales de Ambiente e Instalacion							
a.	Tipo de Instalacion (Enterrado Directo, Aereo, Tuberia enterrada, En Bandeja)						Enterrado Directo & Bandeja	Enterrado Directo & Bandeja
b.	Temperatura Ambiente						Max 38,78 °C / avg 15 °C	Max 38,78 °C / avg 15 °C
c.	Resistividad Termica de Tierra						90 °C-cmW	90 °C-cmW
d.	Profundidad de Instalacion						1,2 m	1,2 m
e.	Configuracion de Instalacion del Cable (formacion plana o formacion trifas)						N/A	Trifol
f.	Terminacion de Las Pantallas de Tierra Aterrizadas (Single point bonding, cross bonding o both-ends bonding)						Both-ends Bonding	Both-ends Bonding
g.	Temperatura del suelo.						20 °C	20 °C
1.10	Otros Requerimientos							
a.	Color de la Chaqueta Externa						Por el fabricante	Negro
b.	Identificacion y Marcaje del Cable						Acorde con MFG Procedimientos Estandar	MFG Standard
c.	Amplacdad Directamente Enterrada [A] acorde al NEC Tabla 3 10.83						650 A (ICEA P-53-426)	650 A por conductor, tierra multipunto, con fuente de calor 105°C
2	DATOS REQUERIDOS							
2.1	Diametro del Conductor			inch			0,902	0,908
2.2	Trenzado y diametro de los hilos de conductor			inch			Class B Compact Round	Class B Compact Round
2.3	Espesor de la pantalla del conductor			mil			20 (punto minimo)	20 (punto minimo)
2.4	Espesor del aislamiento			mil			430	450
2.5	Diametro sobre el aislamiento del conductor			inch			1,812	2,280
2.6	Espesor de la pantalla del aislamiento			mil			24 (punto minimo)	40 (punto minimo)
2.7	Diametro sobre la pantalla del aislamiento			inch			1,872	2,380
2.8	Espesor de la armadura metalica			mil			65	37
2.9	Diametro sobre la armadura metalica			inch			4,825	3,06
2.10	Espesor de la chaqueta externa			mil			85	85
2.11	Diametro sobre la chaqueta externa			inch			5,009	3,253
2.12	Peso por unidad longitud de cable			lbs/1000ft			9568	4927
2.13	Resistencia DC del cable (conductor) por unidad de longitud a 25 y 90°C			Ω/1000ft			0,0236 / 0,0297	0,0236 / 0,0297
2.14	Resistencia AC del cable (conductor) por unidad de longitud a 25 y 90°C			Ω/1000ft			0,0270 / 0,0339	0,0264 / 0,0332
2.15	Reactancia a 60 Hz del cable por unidad de longitud			Ω/1000ft			0,0394 basado en 90°C	0,0511 basado en 90°C
2.16	Impedancia a 60 Hz del cable por unidad de longitud			Ω/1000ft			0,052 basado en 90°C	0,0610 basado en 90°C
2.17	Capacitancia entre los cables con las pantallas aterrizadas in pico-faradios por unidad de longitud			pf/ft			76,99	56,60
2.18	Inductancia entre los cables con las pantallas aterrizadas in mil-henrios por unidad de longitud			mH/1000ft			0,1045	0,1358 basado en la configuracion de ampacidad
2.19	Capacidad de corriente del cable con factores de reduccion aplicables			A			526 A por conductor, tierra multipunto, con fuente de calor 105°C	524 A por conductor, tierra multipunto, con fuente de calor 105°C
2.20	Rango de corto circuito			kA			50,73 kA para 1 segundo - tierra multipunto	27,53 kA para 1 segundo - tierra multipunto
2.21	Clasificacion de riesgo de incendio conforme a la NEC			1			MC-H	MV
2.22	Capacidad de corriente del cable para operacion de emergencia a 140 grados Celsius			A			609 A por conductor, tierra multipunto, con fuente de calor	608 A por conductor, tierra multipunto, con fuente de calor
2.23	Capacidad de corriente del cable para operacion en cortocircuito a 250 grados Celsius			A			767 A por conductor, tierra multipunto, con fuente de calor	771 A por conductor, tierra multipunto, con fuente de calor

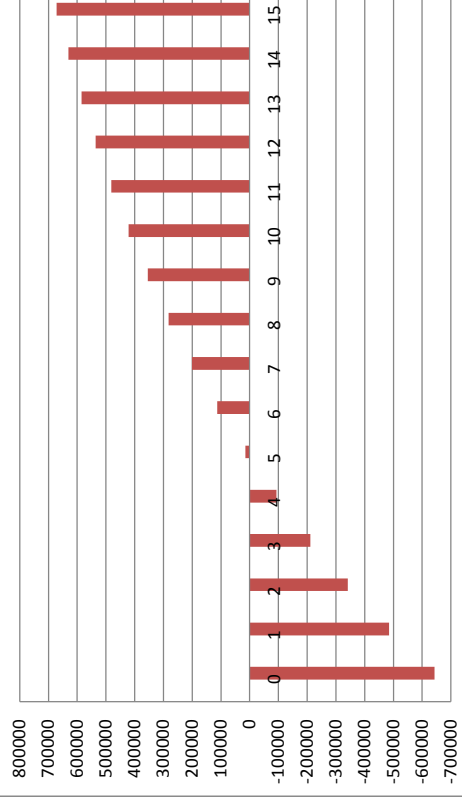
Anexo 12.

Tabla de cálculos del Valor Actual Neto (VAN), de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y grafica de la recuperación de la inversión.

PREMISAS DE TRABAJO	
Inversión inicial del proyecto	\$ 643.274,74
Gastos de O&M anuales	\$ 12.319,49
Tasa de interés	10,15%
Tiempo (años)	15,00

No.	AÑOS	COSTODE PERDIDAS DEL CONDUCTOR SIN CROSS-BONDING	COSTODE PERDIDAS DEL CONDUCTOR CON CROSS-BONDING	DIFERENCIA	BENEFICIO 2	INGRESO ANUALES	EGRESOS ANUALES	FLUJO FINANCIERO	VALOR ACTUAL DE FLUJO	SALDO FINAL
0	2014						\$ 643.274,74	-\$ 643.274,74		-\$ 643.274,74
1	2015	\$ 686.189,30	\$ 499.576,91	\$ 186.612,39	\$ 0,00	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 158.232,32	-\$ 485.042,42
2	2016	\$ 686.189,30	\$ 499.576,91	\$ 186.612,39	\$ 0,00	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 301.884,00	-\$ 341.390,74
3	2017	\$ 686.189,30	\$ 499.576,91	\$ 186.612,39	\$ 0,00	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 432.298,59	-\$ 210.976,15
4	2018	\$ 686.189,30	\$ 499.576,91	\$ 186.612,39	\$ 0,00	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 550.695,86	-\$ 92.578,88
5	2019	\$ 686.189,30	\$ 499.576,91	\$ 186.612,39	\$ 0,00	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 658.183,17	\$ 14.908,43
6	2020	\$ 686.189,30	\$ 499.576,91	\$ 186.612,39	\$ 0,00	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 755.765,84	\$ 112.491,10
7	2021	\$ 686.189,30	\$ 499.576,91	\$ 186.612,39	\$ 0,00	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 844.356,55	\$ 201.081,81
8	2022	\$ 686.189,30	\$ 499.576,91	\$ 186.612,39	\$ 0,00	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 924.783,88	\$ 281.509,14
9	2023	\$ 686.189,30	\$ 499.576,91	\$ 186.612,39	\$ 0,00	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 997.800,08	\$ 354.525,34
10	2023	\$ 686.189,30	\$ 499.576,91	\$ 186.612,39	\$ 0,00	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 1.064.088,04	\$ 420.813,30
11	2024	\$ 686.189,30	\$ 499.576,91	\$ 186.612,39	\$ 0,00	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 1.124.267,76	\$ 480.993,02
12	2019	\$ 686.189,30	\$ 499.576,91	\$ 186.612,39	\$ 0,00	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 1.178.902,10	\$ 535.627,36
13	2020	\$ 686.189,30	\$ 499.576,91	\$ 186.612,39	\$ 0,00	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 1.228.502,05	\$ 585.227,31
14	2022	\$ 686.189,30	\$ 499.576,91	\$ 186.612,39	\$ 0,00	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 1.273.531,50	\$ 630.256,76
15	2024	\$ 686.189,30	\$ 499.576,91	\$ 186.612,39	\$ 0,00	\$ 186.612,39	\$ 12.319,49	\$ 174.292,90	\$ 1.314.411,62	\$ 671.136,88

Período de Recuperación de Inversión



VALOR ACTUAL NETO (VAN)	\$ 671.136,88
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	26%
RELACION COSTO - BENEFICIO	2,04
TIEMPO ESTIMADO DE RECUPERACION DE LA INVERSIÓN [años]	5