



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
ESCUELA DE POSTGRADO EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS
MAESTRÍA EN GESTIÓN DE PROYECTOS

TESIS DE GRADO PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
MAGÍSTER EN GESTIÓN DE PROYECTOS

PROYECTO:

Diseño del Sistema de Potencia, para transmitir energía eléctrica al Nuevo Puerto de Aguas Profundas y a los Proyectos Inmobiliarios del cantón Playas, parroquias El Morro y Posorja.

Autores:

Ing. María Isabel Chiriboga Fernández

Ing. Julio César Ortega López

Director:

MPM. Irwin José Franco Neira PMP, MCTS, CSM.

Guayaquil – Ecuador

2014

AGRADECIMIENTO

Expresamos nuestro sincero agradecimiento a nuestro Director de Tesis Irwin Franco PMP, y al Econ. Alex Cevallos; por su dedicación y aportes prestados, durante la elaboración de este documento de graduación.

DEDICATORIA

A Dios, a mis padres y hermana que con su apoyo he podido cumplir otra meta de mi vida.

María Isabel Chiriboga Fernández

Agradezco a Dios que me da la fuerza y la vida, a mi esposa, a mi familia.

Julio César Ortega López

TRIBUNAL DE GRADUACION

**ECON. ALEX CEVALLOS.
COORDINADOR DE TESIS**

**PMP. IRWIN JOSÉ FRANCO.
DIRECTOR DE TESIS.**

**ECON. SONIA ZURITA
TRIBUNAL**

**ECON. JAVIER ORDEÑANA
TRIBUNAL**

DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este tópico de Graduación, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL)

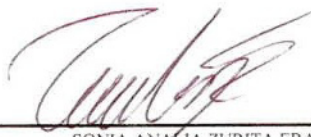


ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
ESCUELA DE POSTGRADO EN ADMINISTRACION DE EMPRESAS
ACTA DE GRADUACIÓN No. ESPAE-POST-54

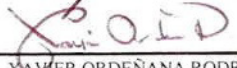
APELLIDOS Y NOMBRES	CHIRIBOGA FERNANDEZ MARIA ISABEL
Nº DE CEDULA	0920212446
PROGRAMA DE POSTGRADO	Maestría en Gestión de Proyectos
NIVEL DE FORMACIÓN	MAESTRIA
TÍTULO A OTORGAR	Magíster en Gestión de Proyectos
TÍTULO DEL TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN	DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA, PARA TRANSMITIR ENERGÍA AL NUEVO PUERTO DE AGUAS PROFUNDAS Y A LOS PROYECTOS INMOBILIARIOS DEL CANTÓN PLAYAS, PARROQUIAS EL MORRO Y POSORJA
FECHA DEL ACTA DE GRADO	17/11/2014
MODALIDAD ESTUDIOS	SEMIPRESENCIAL
LUGAR DONDE REALIZÓ SUS ESTUDIOS	GUAYAQUIL

En la ciudad de Guayaquil a los diecisiete días del mes de noviembre del año dos mil catorce a las 14:40:03 horas, con sujeción a lo contemplado en el Reglamento de Graduación de Postgrados de la ESPOL, se reúne el Tribunal de Sustentación conformado por: IRWIN JOSE FRANCO NEIRA, Director del proyecto de Graduación, y SONIA ANALIA ZURITA ERAZO, Vocal; para calificar la presentación del trabajo final de graduación DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA, PARA TRANSMITIR ENERGÍA AL NUEVO PUERTO DE AGUAS PROFUNDAS Y A LOS PROYECTOS INMOBILIARIOS DEL CANTÓN PLAYAS, PARROQUIAS EL MORRO Y POSORJA, presentado por la estudiante CHIRIBOGA FERNANDEZ MARIA ISABEL.

Para constancia de lo actuado, suscriben la presente acta los señores miembros del Tribunal de sustentación y la estudiante.



SONIA ANALIA ZURITA ERAZO
VOCAL

IRWIN JOSE FRANCO NEIRA
DIRECTOR


XAVIER ORDEÑANA RODRIGUEZ
VOCAL


CHIRIBOGA FERNANDEZ MARIA ISABEL
ESTUDIANTE



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
ESCUELA DE POSTGRADO EN ADMINISTRACION DE EMPRESAS
ACTA DE GRADUACIÓN No. ESPAE-POST-55

APELLIDOS Y NOMBRES	ORTEGA LOPEZ JULIO CESAR
Nº DE CEDULA	0922832613
PROGRAMA DE POSTGRADO	Maestría en Gestión de Proyectos
NIVEL DE FORMACIÓN	MAESTRIA
TÍTULO A OTORGAR	Magister en Gestión de Proyectos
TÍTULO DEL TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN	DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA, PARA TRANSMITIR ENERGÍA AL NUEVO PUERTO DE AGUAS PROFUNDAS Y A LOS PROYECTOS INMOBILIARIOS DEL CANTÓN PLAYAS, PARROQUIAS EL MORRO Y POSORJA
FECHA DEL ACTA DE GRADO	17/11/2014
MODALIDAD ESTUDIOS	SEMIPRESENCIAL
LUGAR DONDE REALIZÓ SUS ESTUDIOS	GUAYAQUIL

En la ciudad de Guayaquil a los diecisiete días del mes de noviembre del año dos mil catorce a las 14:40:03 horas, con sujeción a lo contemplado en el Reglamento de Graduación de Postgrados de la ESPOL, se reúne el Tribunal de Sustentación conformado por: IRWIN JOSE FRANCO NEIRA, Director del proyecto de Graduación, y SONIA ANALIA ZURITA ERAZO, Vocal; para calificar la presentación del trabajo final de graduación DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA, PARA TRANSMITIR ENERGÍA AL NUEVO PUERTO DE AGUAS PROFUNDAS Y A LOS PROYECTOS INMOBILIARIOS DEL CANTÓN PLAYAS, PARROQUIAS EL MORRO Y POSORJA, presentado por el estudiante ORTEGA LOPEZ JULIO CESAR.

Para constancia de lo actuado, suscriben la presente acta los señores miembros del Tribunal de sustentación y el estudiante.



SONIA ANALIA ZURITA ERAZO
VOCAL



IRWIN JOSE FRANCO NEIRA
DIRECTOR



XAVIER ORDEÑANA RODRIGUEZ
VOCAL



ORTEGA LOPEZ JULIO CESAR
ESTUDIANTE

1. TABLA DE CONTENIDO

DEDICATORIA	III
TRIBUNAL DE GRADUACION.....	IV
DECLARACION EXPRESA.....	V
LISTA DE TABLAS	X
LISTA DE GRAFICOS	XII
ÍNDICE DE ANEXOS	XIV
GLOSARIO DE TÉRMINOS	XV
RESUMEN EJECUTIVO.....	XVI
1. ANTECEDENTES	1
1.1. Planteamiento del problema.....	1
1.2. Efectos del problema principal	2
1.3. Causas del problema principal	2
1.4. Cambio en la matriz energética del país	2
1.5. Proyectos inmobiliarios en el cantón Villamil playas.....	3
1.6. Nuevo puerto de aguas profundas.....	4
2. OBJETO DEL PROYECTO	5
2.1. Descripción del proyecto	5
2.2. Justificación del proyecto	5
2.3. Alcance del proyecto	5
2.3.1. Especificaciones técnicas y planos para ampliar la subestación Posorja a 150MVA de: Obras Civiles, Suministro de Equipos, Montaje Electromecánico, y Puesta en Marcha.....	5
2.3.2. Especificaciones técnicas y planos para ampliar los Bancos de capacitores a 12 MVAR de: Suministro de Equipos, Montaje Electromecánico, y Puesta en Marcha.....	6

2.3.3. Especificaciones técnicas y planos para construir una línea de 72Km a 138kV de: Obras Civiles, Suministro de materiales y Montaje electromecánico.....	6
2.3.4. Especificaciones técnicas y planos para construir una línea de 10Km a 69kV de: Obras Civiles, Suministro de materiales y Montaje electromecánico.....	7
3. ANÁLISIS DE MERCADOS	8
3.1. Metodología de la investigación de mercados.....	8
3.2. Paso No1: Problema de decisión.	8
3.3. Paso No.2: Componentes.....	9
3.4. Paso No.3: Diseño de investigación.....	9
3.5. Investigación situación actual.....	10
3.6. Investigación situación futura.....	19
3.7. Calculo de demanda de energía eléctrica.....	20
3.8. Conclusiones y Recomendaciones.....	25
4. ANÁLISIS TÉCNICO.....	27
4.1. Ubicación Geográfica del Proyecto	27
4.1.1. Subestación	27
4.1.2. Capacitores.....	29
4.1.3. Línea de Transmisión 138kV.....	29
4.1.4. Línea de sub-transmisión 69kV	30
4.2. Tamaño del Proyecto	32
4.3. Especificaciones técnicas del Proyecto.....	32
4.4. Presupuesto de Construcción y Operación.	43
4.5. Estructura Organizacional.....	46
4.6. Conclusiones y Recomendaciones.....	48
5. ANÁLISIS FINANCIERO.....	50

5.1.	Costos e Inversiones	50
5.2.	Calculo de ingresos del proyecto	51
5.3.	Flujo de Caja	57
5.4.	Cálculo y análisis de la Rentabilidad.	63
5.5.	Conclusiones y Recomendaciones.	65
6.	ANÁLISIS SOCIOECONOMICO.....	67
6.1.	Zona de influencia	67
6.2.	Variables socioeconómicas.....	68
6.2.1.	Población proyectada	68
6.2.2.	Población proyectada por género	68
6.2.3.	Educación.....	68
6.2.4.	Viviendas	69
6.3.	Impacto Económico del Proyecto Propuesto	69
6.3.1.	Impactos económicos de la construcción.....	70
6.3.2.	Impactos económicos de la operación	70
6.4.	Conclusiones y Recomendaciones	71
7.	ANÁLISIS DE RIESGOS	72
7.1.	Identificación de riesgos	72
7.2.	Análisis cuantitativo de riesgos	75
7.3.	Plan de respuesta al riesgo	76
7.4.	Conclusiones y recomendaciones	78
8.	CONDICIONES DEL PROYECTO	79
8.1.	Plazo de ejecución	79
8.2.	Precio de la oferta	79
8.3.	Forma de pago	79
8.4.	Moneda de cotización y pago.	80

8.5.	Partida presupuestaria	80
8.6.	Multas	80
8.7.	Garantías	81
9.	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	82
9.1.	Plan de Manejo Ambiental	82
9.2.	Estructuración del Plan de Manejo Ambiental	82
9.2.1.	Programa de prevención y mitigación de los riesgos identificados	84
9.2.2.	Programa de manejo de desechos	86
9.2.3.	Programa de capacitación ambiental.....	89
9.2.4.	Programa de participación ciudadana.	91
9.2.5.	Programa de monitoreo, control y seguimiento	93
9.2.6.	PROGRAMA DE RETIRO	95
9.3.	Conclusiones y Recomendaciones.....	96
	BIBLIOGRAFIA	97
10.	ANEXOS.....	98

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Ingreso de carga anual por crecimiento Poblacional	21
Tabla 2 Ingreso de carga anual por Proyectos Inmobiliarios.....	22
Tabla 3 Ingreso de carga anual por el Puerto de Aguas Profundas	23
Tabla 4 Ingreso de carga anual por las Cocinas Eléctricas.....	23
Tabla 5 Ingreso de carga anual para el Proyecto en (MW)	24
Tabla 6 Requerimientos técnicos para adquirir el terreno	28
Tabla 7 Resumen del presupuesto de Inversión del Proyecto	43
Tabla 8 Resumen del presupuesto para la operación del proyecto.	45
Tabla 9 Ingreso de Carga Anual para el Proyecto	51
Tabla 10 Tarifas de Transmisión 2011 - 2035.....	53
Tabla 11 Ingreso de dólares del Proyecto.....	55
Tabla 12 Escenario No.1.- Inversión Completa y Demanda Completa.....	59
Tabla 13 Escenario No.2.- Inversión Completa y sin el Puerto.....	60
Tabla 14 Escenario No.3.- Inversión Mínima y Demanda Completa.....	61
Tabla 15 Escenario No.4.- Inversión Mínima y sin el Puerto.....	62
Tabla 16 Resumen de Resultados para la VAN y TIR.	65
Tabla 17 Población Proyectada	68
Tabla 18 Población Masculina y Femenina.....	68
Tabla 19 Actividades principales en el cantón Playas.....	69
Tabla 20 Total viviendas en la zona	69
Tabla 21 Contratación mano de obra.....	70
Tabla 22 Riesgos positivos	72
Tabla 23 Riesgos negativos	73
Tabla 24 Análisis cuantitativo de riesgos.	75
Tabla 25 Plan de respuesta al Riesgo	76

Tabla 26 programa de prevención y mitigación de los riesgos identificados.....	84
Tabla 27 programa de prevención y mitigación de los riesgos identificados.....	85
Tabla 28 Programa de manejo de desechos	86
Tabla 29 emisiones atmosféricas	94
Tabla 30 control de ruido.....	94
Tabla 31 Niveles máximos permisibles de ruido industrial y tiempo de exposición, bajo el criterio de daño auditivo	95

LISTA DE GRAFICOS

Gráfico 1 Sistema Eléctrico Actual de la Zona	1
Gráfico 2 Subestación Actual Posorja 138/69kV; 33MVA.....	2
Gráfico 3 Ampliación de la subestación Posorja de 138/69kV a 150MVA	5
Gráfico 4 Banco de Capacitores de 2X12MVAR.....	6
Gráfico 5 Nueva Línea de Transmisión de 138kV de 72Km.	6
Gráfico 6 Nueva línea de sub-transmisión de 69kV de 10Km.	7
Gráfico 7 Problema de Decisión Vs Investigación de Mercado.....	8
Gráfico 8 Diseño de Investigación	9
Gráfico 9 Software para calcular el tamaño de la muestra.	10
Gráfico 10 Actividades Principales Vs Porcentaje.....	11
Gráfico 11 Actividades Principales Vs Media Ingresos	12
Gráfico 12 Actividades Principales Vs Máximo Ingresos.....	13
Gráfico 13 Actividades Principales Vs Media de Apagones.....	14
Gráfico 14 Recuento del tipo de Beneficios	15
Gráfico 15 Actividades Principales Vs Tipos de Beneficios.....	16
Gráfico 16 Actividades principales Vs Incremento en Planillas	17
Gráfico 17 Incremento en Planillas Vs Porcentaje	18
Gráfico 18 Usuarios dispuestos a ponerse al día en la planilla.....	19
Gráfico 19 Demanda Máxima de Potencia en Bornes de Generación (MW).....	21
Gráfico 20 Aumento de carga para los próximos 20 años.....	25
Gráfico 21 Ubicación Geográfica del Proyecto	27
Gráfico 22 Terreno existente para el proyecto Posorja.....	28
Gráfico 23 Nueva línea de Transmisión de 138kV	29
Gráfico 24 Detalle de la línea de transmisión de 138kV	30
Gráfico 25 Línea de Subtransmisión de 69kV	31

Gráfico 26 Detalle de la línea de Subtransmisión de 69kV	31
Gráfico 27 Demanda de Potencia Eléctrica para el Proyecto.	32
Gráfico 28 T: Ampliación de la Subestación a 150MVA.....	33
Gráfico 29 Transformador de Potencia 150MVA	34
Gráfico 30 Conductores Eléctricos	35
Gráfico 31 Interruptores de Potencia	35
Gráfico 32 Seccionadores	36
Gráfico 33 Pararrayos	36
Gráfico 34 Transformadores de Potencial	37
Gráfico 35 Transformadores de corriente	38
Gráfico 36 Capacitores	39
Gráfico 37 Línea de subtransmisión de 138kV.	40
Gráfico 38 Línea de subtransmisión 69kV.	40
Gráfico 39 Operación de la Subestación Eléctrica	42
Gráfico 40 Porcentaje de Inversión en el Proyecto	43
Gráfico 41 Estructura orgánica para la inversión del proyecto	46
Gráfico 42 Estructura orgánica para la operación del proyecto.....	47
Gráfico 43 Demanda de Potencia Eléctrica Anual	52
Gráfico 44 Tarifas de Transmisión 2011-2035.....	54
Gráfico 45 Ingreso de dólares del Proyecto.....	56
Gráfico 46 Zona de influencia del proyecto	67

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO No. 1 Matriz de Involucrados, Árbol de: problemas, Objetivos, Marco Lógico.....	98
ANEXO No. 2 Modelo de matriz de la Investigación de Mercado (IM)	103
ANEXO No. 3 Entrevistas, Encuestas Y Datos Secundarios.....	106
ANEXO No. 4 Tarifas De Transmisión	122
ANEXO No. 5 Proyección De Las Tarifas De Transmisión	123
ANEXO No. 6 Resoluciones CONELEC.....	125
ANEXO No. 7 Tarifas Del Consumidor Final De La Zona	136
ANEXO No. 8 Presupuesto de Inversión	138
ANEXO No. 9 Cronograma de Construcción	180
ANEXO No. 10 Plano De Implantación General	182
ANEXO No. 11 Plano Ubicación De Estructuras De Acero.....	183
ANEXO No. 12 Plano De Iluminación	184
ANEXO No. 13 Plano Canaleta De Cables.....	185
ANEXO No. 14 Plano De Malla De Tierra	186
ANEXO No. 15 Plano Banco De Capacitores.....	187
ANEXO No. 16 Plano De Subtransmisión de 69 Kv	188
ANEXO No. 17 Catálogo de Inversiones para proyectos estratégicos 2014-2017 del Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, lámina 8.....	189

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Idioma: El idioma a utilizarse en este proceso es el español

S/E: Subestación

L/T: Línea de transmisión

L/ST: Línea de Subtransmisión.

Plazo: Período contado en días calendario sucesivos incluyendo sábados, domingos y feriados.

Término: Período contado en días laborables excluyendo sábados, domingos y feriados.

SST: Seguridad y Salud del Trabajo.

EPP: Equipo de protección personal.

EPC: Equipo de protección Colectivo.

CONELEC: Consejo Nacional de Electrificaciones del Ecuador, regula el sector eléctrico.

CNEL: Corporación Nacional de Electricidad, distribuye la energía eléctrica al consumidor final.

CELEC: Corporación Eléctrica del Ecuador, construye, opera las centrales y transporta la energía eléctrica.

MVA: Potencia Aparente.

MW: Potencia Activa.

MVAR: Potencia Reactiva.

Kw-h: Energía Eléctrica.

Kw-mes: Demanda de Potencia.

RESUMEN EJECUTIVO

El proyecto consiste en el diseño de sistema de potencia para transmitir energía eléctrica al nuevo Puerto de Aguas Profundas, y a los proyectos Inmobiliarios del cantón Playas y las parroquias El Morro y Posorja.

Para la definición del tamaño del proyecto, 150MVA, se realizó un estudio de mercado en base a encuestas, entrevistas e investigación de construcciones futuras. El proyecto consta de los siguientes componentes:

- 1.- Ampliación de la subestación de 33 a 150MVA.
- 2.- Ampliación de capacitores de 12 a 24MVAR
- 3.- Construcción de la línea de 138kV de 72Km (Santa Elena-Playas), 260MVA.
- 4.- Construcción de la línea de 69KV de 10Km (S/E – Puerto), 72MVA.

En las investigaciones resalta la importancia del nuevo Puerto de Aguas Profundas que representará la mayor demanda en la zona, con este antecedente se realizaron varios escenarios donde consta el proyecto completo, que es la construcción de los 4 componentes mencionados anteriormente, y el proyecto mínimo que no incluye la Línea de Transmisión 138kV de 72Km.

Escenario no.1 - Proyecto completo y Demanda completa.

Escenario no.2 - Proyecto completo sin el Puerto.

Escenario no.3 - Proyecto mínimo y Demanda completa.

Escenario no.4 - Proyecto mínimo sin el Puerto.

En los 4 escenarios estudiados se va a recibir ganancias, sin embargo en el 3er escenario es el único que va a alcanzar la rentabilidad exigida pero compromete la confiabilidad del sector y en particular el del Puerto de Aguas Profundas.

El proyecto Eléctrico propuesto, debe iniciar su construcción en enero de 2015 y finalizar en diciembre del mismo año, tiene una vida útil de 20 años, se depreciará 3% anual, y

considerando un factor de potencia de 0.97. La inversión es de USD 18.784.450,48 y los costos de mantenimiento y operación del 2016 es de USD 116.420,95. Dado que la entidad ejecutora del proyecto es una institución pública, el origen de los fondos, se realizarán con cargo a partidas presupuestarias, según Certificación de Disponibilidad Presupuestaria del año 2015 emitido por la Jefatura de Presupuesto del Ministerio de Energía.

El mejor escenario económico para este proyecto es el tercero, Proyecto Mínimo con la Demanda Completa, tiene un VAN y TIR positivo, es el único caso que supera la rentabilidad exigida del 12%. Los otros tres escenarios tienen un VAN negativo y una TIR positiva, en todos los casos se recupera la inversión.

Con este proyecto se van a ver beneficiados hasta el 2035 más de 75.000 personas, aumentando el turismo, pesca, agricultura y acuicultura, así también los Beneficios para la población como Salud, Bienestar y Seguridad., alineándose al plan del estado, El Plan del Buen Vivir.

1. ANTECEDENTES

1.1. Planteamiento del problema

El suministro de energía Eléctrica en la zona del cantón Playas y las Parroquias Posorja es deficiente y apenas sirve para satisfacer la demanda existente, la potencia para el año 2014 en el cantón Villamil Playas es de 17,22MVA y para la parroquia Posorja es de 13,34MVA, sumando una potencia total de 30,56MVA. La capacidad de la subestación en este momento es de 33MVA, la cual nos indica que con la ejecución de los proyectos inmobiliarios, el cambio en la matriz energética, y el nuevo puerto de aguas profundas, se restringirían el suministro de energía eléctrica para el año 2016.

Gráfico 1 Sistema Eléctrico Actual de la Zona



Fuente: CELEC EP Transelectric y CNEL Santa Elena

Gráfico 2 Subestación Actual Posorja 138/69kV; 33MVA



Fuente: CELEC EP Transelectric.

1.2. Efectos del problema principal

Entre los efectos que ocasionaría el problema principal, es la desconfianza en los inversionistas extranjeros y nacionales, el deplorable servicio en el sistema eléctrico, los frecuentes apagones en la zona, el desinterés de los clientes para adquirir departamentos o hospedarse en los hoteles, Inseguridad local, y de construirse el nuevo puerto se perdería la captación de los Buques internacionales perjudicando el comercio internacional del Ecuador.

1.3. Causas del problema principal

Las causas principales que originan el problema principal: es la capacidad para transportar y transformar la energía eléctrica, además de los niveles de voltaje que están fuera de los rangos adecuados para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico de la zona.

1.4. Cambio en la matriz energética del país

El Gobierno Nacional propone el cambio en la Matriz Energética, es decir la sustitución del GLP por la utilización de energía eléctrica renovable. Aquello implicaría que actividades básicas como la cocción y el calentamiento de agua se realicen con energía eléctrica, se trata de un tema complejo porque significa rediseñar el modelo de

distribución: cambiar los medidores de 110 voltios por unos de 220 voltios y adecuar las acometidas en los hogares.

Ese proceso tendría dos efectos positivos: 1) se acabaría el desabastecimiento de gas de uso doméstico; y 2) favorecería la balanza comercial porque se reduciría la importación del GLP, una medida necesaria para nuestra economía dolarizada.

En agosto de 2014, se inició la venta de las primeras cocinas de inducción, las Empresas Eléctricas subsidiarán 80Kw-h por el cambio a las cocinas eléctricas, y 20Kw-h por el cambio a los calentadores eléctricos de agua.

1.5. Proyectos inmobiliarios en el cantón Villamil playas

El 2013 ha sido un año de crecimiento para el cantón General Villamil Playas, por todo el desarrollo inmobiliario que está experimentado; desde inicios de este año, se proyecta como el nuevo polo de desarrollo turístico de la región costa y del Ecuador.

Para mediados del año 2013 el municipio de Playas ya había otorgado más de 130 permisos de construcción que suman cerca de 620 unidades inmobiliarias para propiedad horizontal o urbanizaciones al pie del mar, dato obtenido de la revista Geobienes y confirmado por la Ing. Fabiola Dávila, directora de obra de la etapa de 2010 – 2014.

Al otro lado de la ciudad, vía a Engabao se encuentra el otro sector de desarrollo, principalmente en El Pelado donde la empresa Pronobis invertirá más de 700 millones de dólares en una ciudad al estilo caribeño, y la empresa Salcedo Internacional desarrollará una urbanización en 40 hectáreas de terreno para un mercado de nivel socioeconómico medio alto, de acuerdo a las entrevistas en el Anexo no.4

Karibao, el proyecto de Pronobis comenzó la construcción el mes de junio del 2014 con una proyección de avance de 3 torres cada año, se completará 30 torres. Las primeras tres torres estarán listas el año 2017 y el proyecto completo finalizaría el año 2026; la construcción va a ser subcontratada a 8 Empresas distintas, cada cual encargado de su rubro, esto nos comentó el proveedor oficial de materiales de construcción del proyecto, dueña de Disensa Playas y Engabao, María del Mar Rubio.

El proyecto de Salcedo Internacional comenzará su construcción en 3 años, con una proyección de avance de 1 torre por año, se completará 4 torres. La primera torre estará lista en el 2019 y el proyecto completo finalizará en el 2022, según nos comentó la jefa de adquisiciones de la empresa, Cristina Olivares.

Es un desarrollo que viene en aumento desde el año 2010, impulsado por la nueva carretera de ingreso que implica la cercanía con la ciudad de Guayaquil, a tan solo 45 minutos.

Otro factor de éxito es el excelente clima que vive el cantón, considerado el 2do mejor clima del mundo por la UNESCO en el año de 1982, lo cual se transforma en inversión nacional y extranjera que busca retirarse a vivir al pie del mar, gozando de una gastronomía única y una creciente infraestructura urbanística.

Reducción de impuestos a los inversionistas, creciente demanda de unidades habitacionales, cercanía con el aeropuerto de Guayaquil y los nuevos centros comerciales de la ciudad, aportan al aumento de plusvalía en estas maravillosas playas de nuestro país.

1.6. Nuevo puerto de aguas profundas

Guayaquil es el Puerto principal de la República del Ecuador, a través del cual se moviliza el 70% del comercio exterior que maneja el Sistema Portuario Nacional. La ubicación privilegiada constituye un incentivo para la captación de tráfico de las rutas del lejano oriente y del continente americano, pero las características del mismo le impiden poder admitir este tipo de naves. Por estos motivos el Puerto de Aguas Profundas para la Autoridad Portuaria de Guayaquil, es una necesidad del país, debido a la evolución de la flota y el comercio mundial.

Según el Plan Estratégico de Movilidad 2013-2037, desarrollado por la empresa Española INECO a pedido del Ministerio de Transporte y Obras Públicas, este puerto podría estar entre Posorja y Chanduy, con un dragado natural de 15m.

El Puerto iniciaría su construcción en el 2018. La primera fase estaría lista el año 2025, la segunda fase el 2026, la tercera fase el 2027 y finalmente la última fase en el 2028.

2. OBJETO DEL PROYECTO

2.1. Descripción del proyecto

Considerando el cambio en la matriz energética, el crecimiento poblacional y la construcción de mega proyectos, el Diseño de este proyecto consiste en: 1) Aumentar la capacidad de transformación de la subestación eléctrica Posorja a 150MVA, 2) Ampliar los dos bancos de capacitores a 12MVAR, 3) Construir una línea de transmisión de 72Km a 138kV, y 4) Construir una línea de sub-transmisión de 10 Km a 69kV.

2.2. Justificación del proyecto

Eficiencia y confiabilidad en el servicio de energía eléctrica, reactivación del comercio y del turismo, factibilidad técnica para construir el nuevo puerto de aguas profundas para la captación de buques del lejano oriente y del continente americano, aumentar la inversión para los mega-proyectos inmobiliarios de la zona.

2.3. Alcance del proyecto

2.3.1. Especificaciones técnicas y planos para ampliar la subestación Posorja a 150MVA de: Obras Civiles, Suministro de Equipos, Montaje Electromecánico, y Puesta en Marcha.

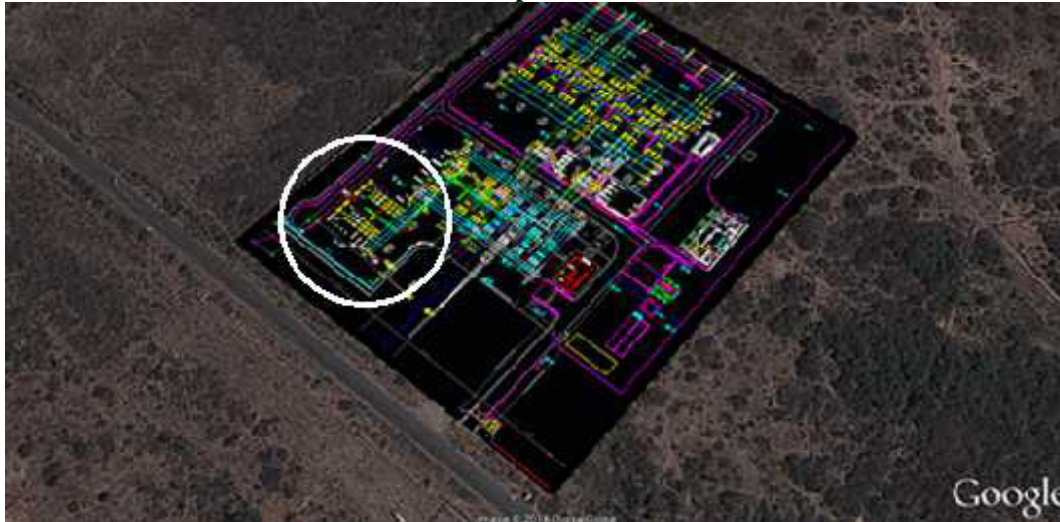
Gráfico 3 Ampliación de la subestación Posorja de 138/69kV a 150MVA



Fuente: Autores con CELEC EP Transelectric.

2.3.2. Especificaciones técnicas y planos para ampliar los Bancos de capacitores a 12 MVAR de: Suministro de Equipos, Montaje Electromecánico, y Puesta en Marcha.

Gráfico 4 Banco de Capacitores de 2X12MVAR.



Fuente: Autores con CELEC EP Transelectric.

2.3.3. Especificaciones técnicas y planos para construir una línea de 72Km a 138kV de: Obras Civiles, Suministro de materiales y Montaje electromecánico.

Gráfico 5 Nueva Línea de Transmisión de 138kV de 72Km.



Fuente: Autores con CELEC EP Transelectric

2.3.4. Especificaciones técnicas y planos para construir una línea de 10Km a 69kV de: Obras Civiles, Suministro de materiales y Montaje electromecánico.

Gráfico 6 Nueva línea de sub-transmisión de 69kV de 10Km.



Fuente: Autores

3. ANÁLISIS DE MERCADOS

3.1. Metodología de la investigación de mercados.

El diseño de investigación de mercado, está conformado por tres pasos fundamentales que son: paso No.1 “El Problema de decisión Gerencial y el Problema de Investigación de mercado”, el paso No.2 muestra “Los componentes u objetivos generales, y las preguntas de investigación u objetivos específicos”, y por último el paso No.3 muestra si cada componente es “exploratorio o descriptivo.”

3.2. Paso No1: Problema de decisión.

La actual infraestructura eléctrica de potencia, está al límite de su capacidad, lo cual **no** permitirá brindar el servicio eléctrico en el futuro inmediato tomando en cuenta estos puntos:

- Crecimiento poblacional, crecimiento de demanda de energía eléctrica
- Cambio de la matriz energética de Ecuador
- Proyectos inmobiliarios en el cantón Villamil Playas que mejorarán el comercio exterior y el turismo en el Ecuador, y
- Puerto de aguas profundas, situado en esta zona

Gráfico 7 Problema de Decisión Vs Investigación de Mercado



Fuente: Autores.

3.3. Paso No.2: Componentes

Los componentes de la matriz de investigación son siete (7), los tres (3) primeros son para conocer el estado actual del sistema, y los últimos cuatro (4) son para realizar la proyección a 20 años.

1. Infraestructura eléctrica existente para abastecer Villamil Playas y Posorja.
2. Potencial Competencia para el proyecto Eléctrico.
3. Percepciones positivas o negativas sobre el proyecto entre los pequeños usuarios de energía eléctrica del cantón Playas.
4. Cambio en la Matriz Energética del Ecuador.
5. Perfil de los potenciales usuarios del proyecto.
6. Percepciones positivas o negativas sobre el proyecto entre los grandes usuarios: Proyecto Karibao.
7. Percepciones positivas o negativas sobre el proyecto entre los grandes usuarios: Nuevo Puerto de Aguas Profundas.

3.4. Paso No.3: Diseño de investigación

Define el diseño de la investigación, es decir clasifica cada componente en Exploratoria o Descriptiva, así:



Fuente: Autores

3.5. Investigación situación actual

En los tres primeros componentes, se evaluó el sistema eléctrico actual de la zona, en la que se determinó resultados como:

- Si existe capacidad para transportar energía eléctrica en la línea existente de transmisión de 138kV, pero no confiabilidad.
- La línea de transmisión de 138kV, se encuentra en buen estado, para transportar energía eléctrica.
- La Empresa Eléctrica que suministrará el servicio de energía eléctrica, es CNEL Santa Elena.
- El precio promedio del Kw-h suministrada por CNEL Santa Elena, es de 8.3 centavos de dólar por Kw-h.
- El precio promedio del Kw-h producido por los generadores de emergencia, es 34,5 centavos de dólar.

En la Encuesta, para resolver las preguntas de investigación de este componente, se decidió escoger un diseño de investigación descriptivo. Para determinar el tamaño de la muestra se usó la siguiente herramienta que se encuentra en la página Web: <http://www.raosoft.com/samplesize.html>, en la que se consideró un margen de error del 5%, el tamaño de la población fue de 41.935, dando como resultado una muestra de 381 encuestas. El formato de la encuesta se encuentra en el anexo No.3.

Gráfico 9 Software para calcular el tamaño de la muestra.

Sample size calculator

What margin of error do you want? %

What confidence level do you want? %

What is the population size?

What is the response rate? %

Number of responses sample size is **381**

Default margin of error is 5% and confidence level is 95%

Alternate scenarios

Margin of error	Confidence level	Sample size
1%	95%	15,849
2%	95%	3,961
3%	95%	1,780
4%	95%	1,038
5%	95%	608
6%	95%	408
7%	95%	308
8%	95%	238
9%	95%	188
10%	95%	158
1%	90%	15,849
2%	90%	3,961
3%	90%	1,780
4%	90%	1,038
5%	90%	608
6%	90%	408
7%	90%	308
8%	90%	238
9%	90%	188
10%	90%	158

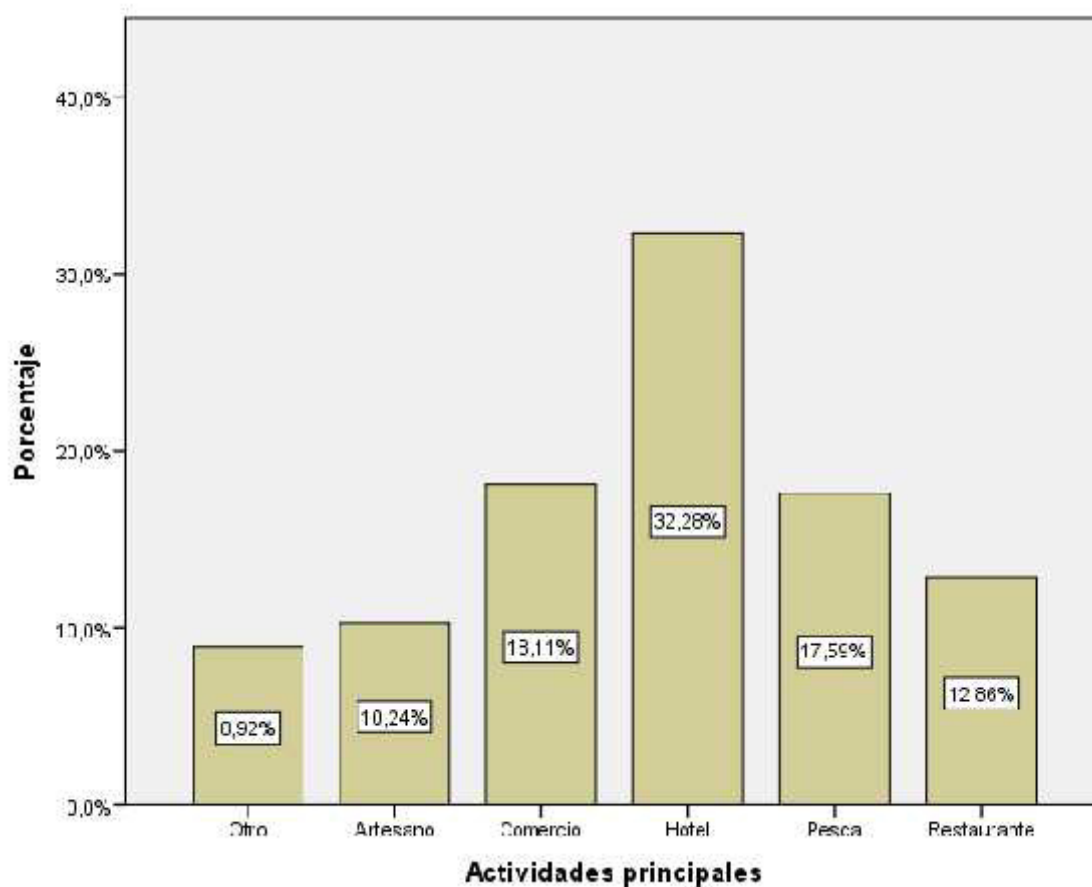
Save often, save data. Contact your agency with TNSi.

Fuente: <http://www.raosoft.com/samplesize.html>

Principales actividades en el cantón Playas.

En el siguiente análisis se determina cuáles son las actividades principales a las que se dedican los entrevistados, dando como resultado, Hoteles, Comercio, Pesca, Restaurante, Artesanía y otros. Con esto podemos tener una clara idea, los sectores que serán beneficiados con el proyecto eléctrico. Se puede concluir que el sector hotelero sería el más beneficiado.

Gráfico 10 Actividades Principales Vs Porcentaje

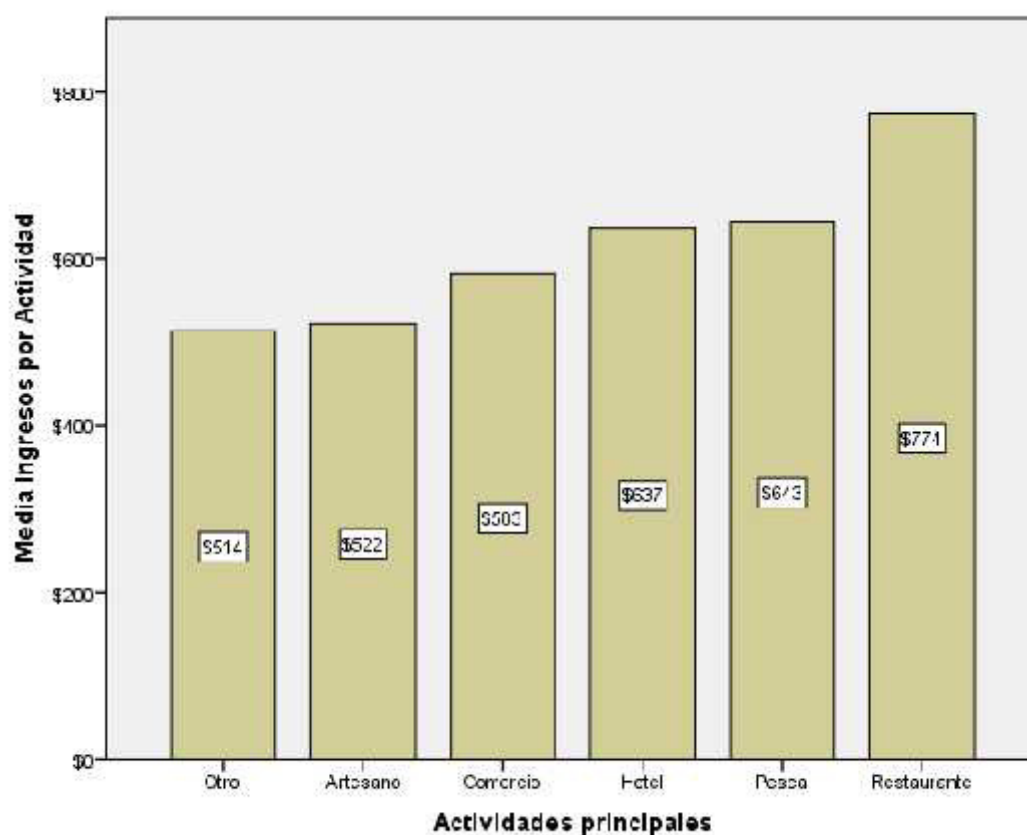


Fuente: Autores mediante encuesta del Anexo 3

Ingresos promedios y máximos por sectores productivos.

En este análisis de ingresos promedios, versus los sectores productivos o actividades, observamos que los restaurantes tienen los mejores ingresos promedios, con esto podemos solucionar los problemas de los restaurantes, ya que en los apagones, los congeladores se deshuelan y se pierden los alimentos en refrigeración.

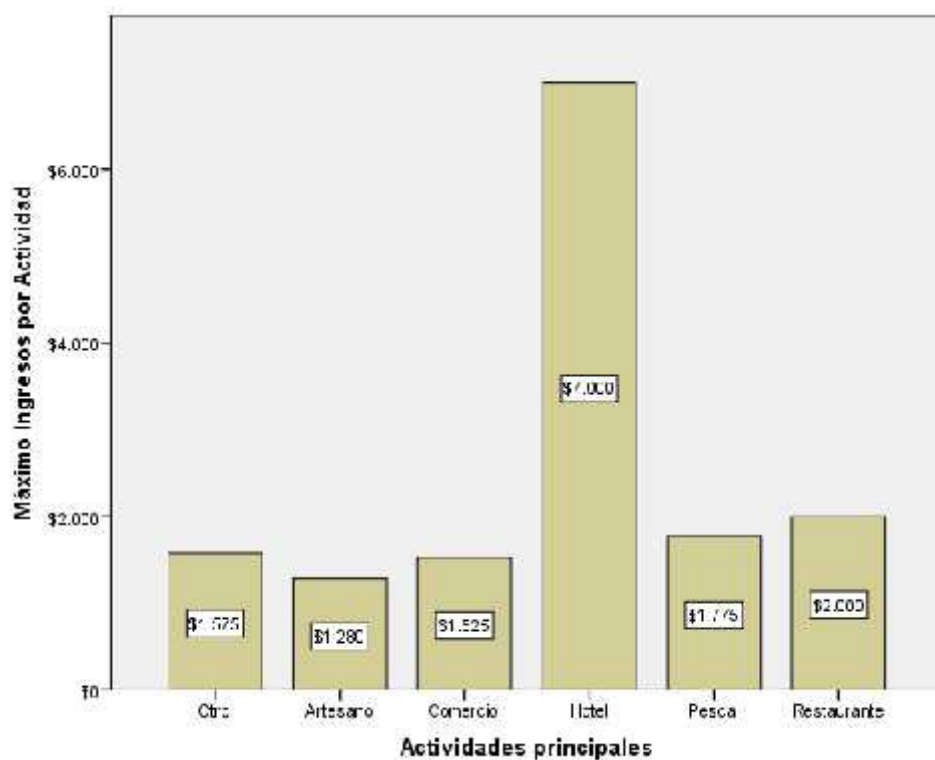
Gráfico 11 Actividades Principales Vs Media Ingresos



Fuente: Autores mediante encuesta del Anexo 3

En este análisis de ingresos máximos observamos que los hoteles tienen el ingreso más elevado, con esto podemos indicar que los hoteles son beneficiados ya que el turismo va aumentar con la ejecución del proyecto.

Gráfico 12 Actividades Principales Vs Máximo Ingresos

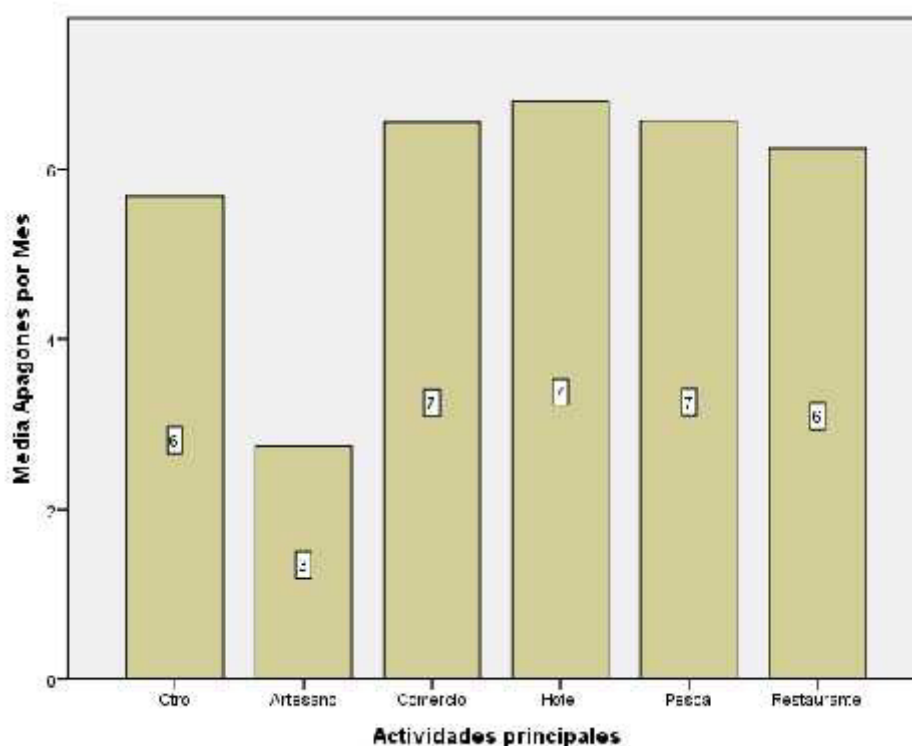


Fuente: Autores mediante encuesta del Anexo 3

Promedio de apagones en los sectores productivos.

En este análisis se determina el número de apagones por sector productivo, los más afectados, son el comercio, los hoteles y la pesca. Los hoteles perjudican significativamente al turismo, la pesca tiene pérdidas por el deshielo de los congeladores, y el comercio se ve afectado por la poca actividad que se registra en los negocios.

Gráfico 13 Actividades Principales Vs Media de Apagones

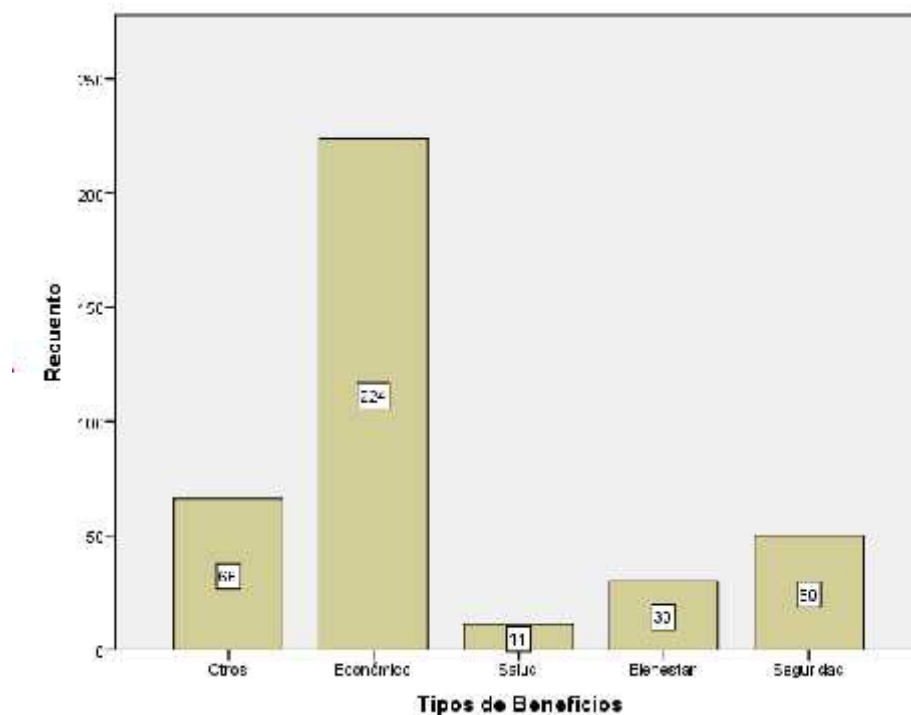


Fuente: Autores mediante encuesta del Anexo 3

Tipos de beneficios que se generan en el cantón con el proyecto.

En este análisis observamos que el beneficio más importante para la población es el económico con un voto de 224 (58,79%), seguido por la seguridad con 50 (13,12%), bienestar con 30 (7,37%) y salud con 11 (2,89%). También se considera otros beneficios con un voto de 66 (17,32%). El total de entrevistas fueron 381.

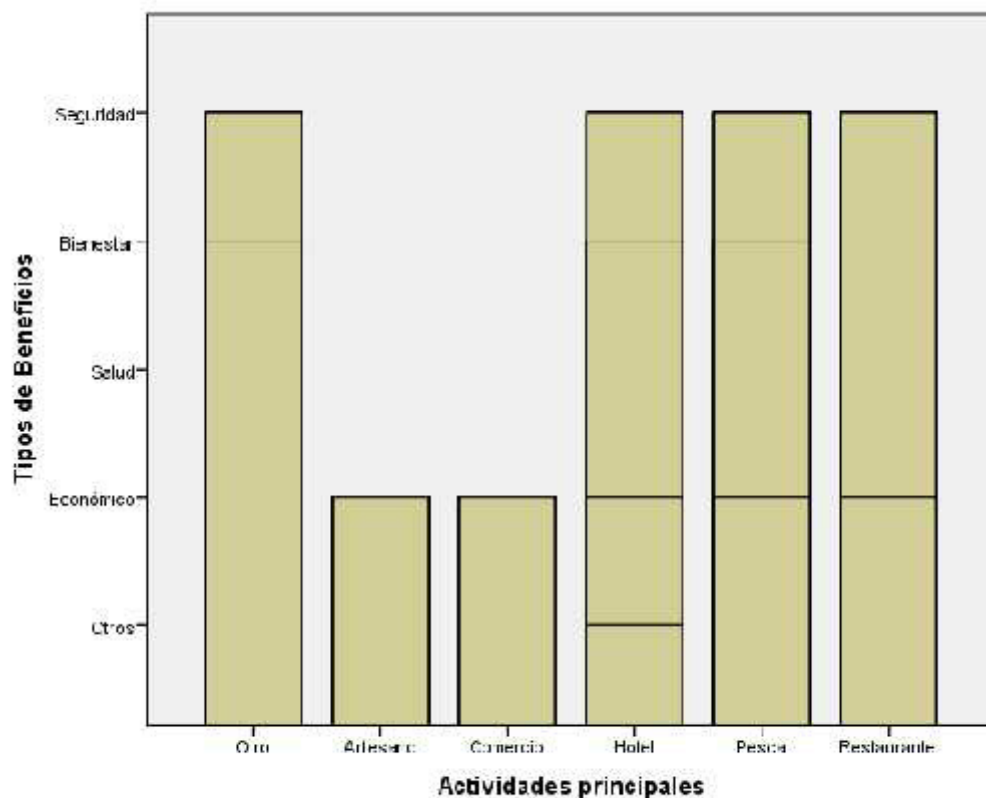
Gráfico 14 Recuento del tipo de Beneficios



Fuente: Autores mediante encuesta del Anexo 3

También se hace un análisis de los beneficios que se generan por sector productivo dando como resultado que los hoteles son los que más beneficios tienen (Económico, Bienestar, Seguridad y otros) seguido por el sector pesquero (Económico, Bienestar, Seguridad), los restaurantes (Económico y seguridad) mientras que el sector Artesano y comercial solo se beneficia económicamente.

Gráfico 15 Actividades Principales Vs Tipos de Beneficios

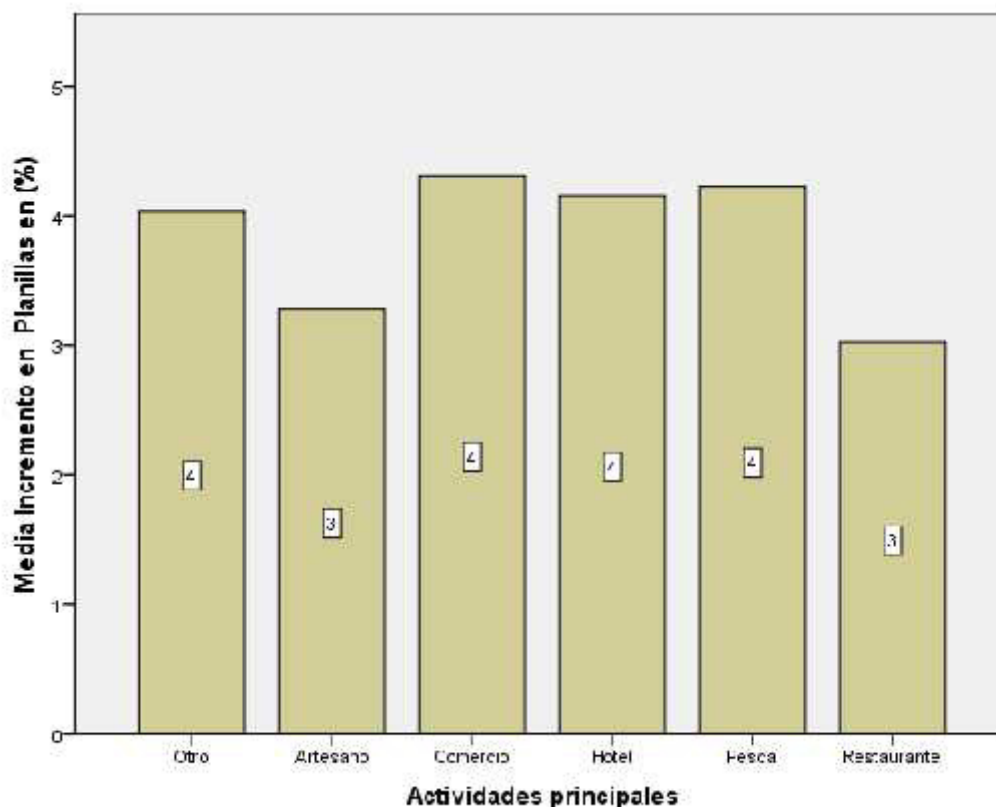


Fuente: Autores mediante encuesta del Anexo 3

Aceptación de porcentaje de incremento en el valor de las planillas

Este análisis se realiza también para determinar si los sectores productivos desearían tener un alza en las planillas a cambio de los beneficios que se generaría, por motivos de financiamiento del proyecto, y si se realiza un préstamo sabremos que, una de las fuentes de ingresos para cancelar los dividendos serían las planillas.

Gráfico 16 Actividades principales Vs Incremento en Planillas

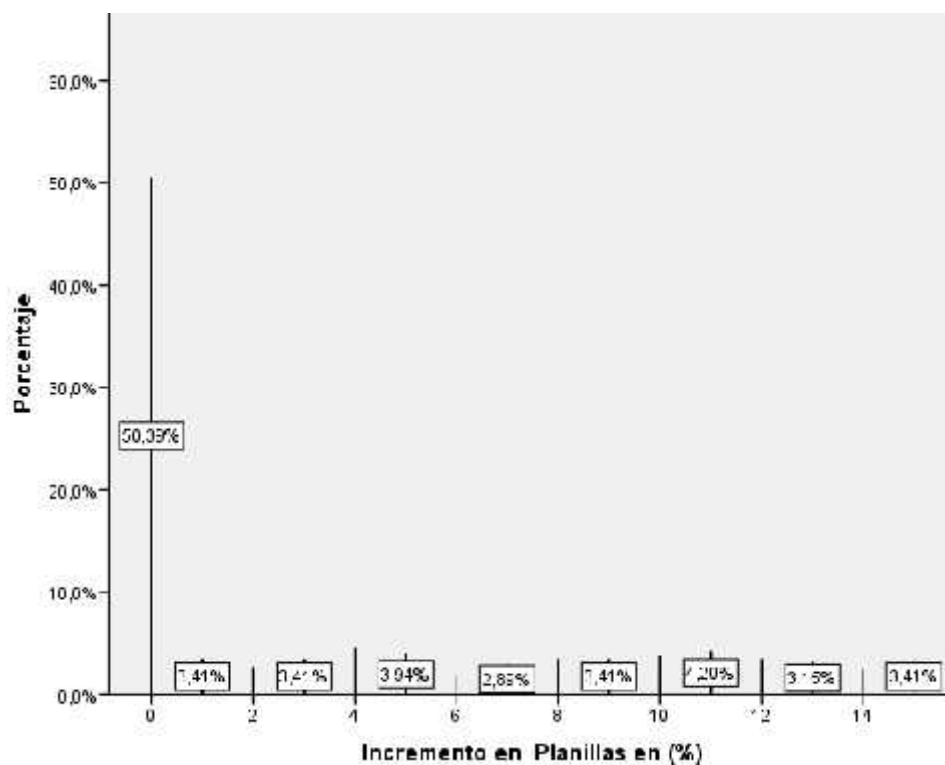


Fuente: Autores mediante encuesta del Anexo 3

En este cuadro observamos, que por cada actividad se permite un incremento promedio del 4% en las planillas, este porcentaje nos indica cómo podríamos financiar el proyecto en caso de no haber recursos.

Aunque con el siguiente histograma podemos observar en el eje X, los porcentajes de incrementos del 0% al 15%, y existe una gran mayoría el 50,39% de la población, que no desea que se le incremente el valor.

Gráfico 17 Incremento en Planillas Vs Porcentaje



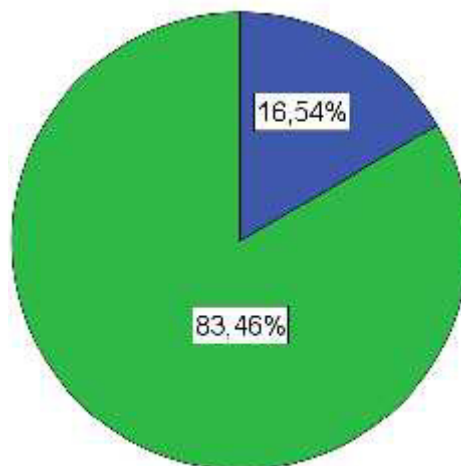
Fuente: Autores mediante encuesta del Anexo 3

Por lo que se sugiere no incrementar el valor de las planillas para financiar el proyecto, de preferencia buscar otros entes que financien el proyecto, sin involucrar a más de la mitad de la población.

Porcentaje de usuarios que estarían dispuestos a ponerse al día en las Planillas, con la mejora del proyecto.

A más de los beneficios que se generarían en el cantón por la implementación del proyecto, también observamos que el 83,46% estaría dispuesto a ser más responsable en la cancelación de las planillas, un índice que indica una buena noticia para los recaudadores en la empresa Eléctrica del cantón Playas.

Gráfico 18 Usuarios dispuestos a ponerse al día en la planilla



Fuente: Autores mediante encuesta del Anexo 3

3.6. Investigación situación futura

Para la proyección de consumo de energía eléctrica en un futuro, es decir los próximos 20 años, que es la vida útil para el sistema eléctrico de Potencia, se tomará en cuenta 4 aspectos que impactaran puntualmente esta zona y el abastecimiento de energía eléctrica.

- Cambio de matriz energética del Ecuador

Es el componente 4 de la matriz y se elaboró en base a entrevista con expertos.

- Crecimiento poblacional y Crecimiento de demanda de energía eléctrica

Es el componente 5 de la matriz de investigación y está realizada con datos secundarios.

- Proyectos inmobiliarios

Es el componente 6 de la matriz y se elaboró en base a entrevista con expertos.

- Puerto de aguas Profundas ubicado entre Villamil Playas y Chanduy

Es el componente 7 de la matriz y se elaboró en base a entrevista con expertos.

Las entrevistas y datos secundarios se encuentran en el anexo No.3, se obtuvieron los siguientes resultados.

- El cambio a las cocinas de inducción se inició en agosto de 2014.
- El precio de una cocina de inducción va entre los 150 y 650 dólares.
- La Empresa Eléctrica financiará la cocina en sus planillas a 36 meses.
- El gobierno subsidiará 80KW-h para la cocina y 20KW-h para la ducha.
- La tasa de crecimiento de la población en el cantón Playas es de 3,96%.
- La tasa de crecimiento de energía eléctrica en cantón Playas es de 4,84%.
- La primera fase del proyecto Karibao será en el año 2017.
- La primera fase del puerto estaría lista para el año 2025.
- A la fecha no existe un proyecto eléctrico para energizar Karibao y el nuevo Puerto.

3.7. Cálculo de demanda de energía eléctrica

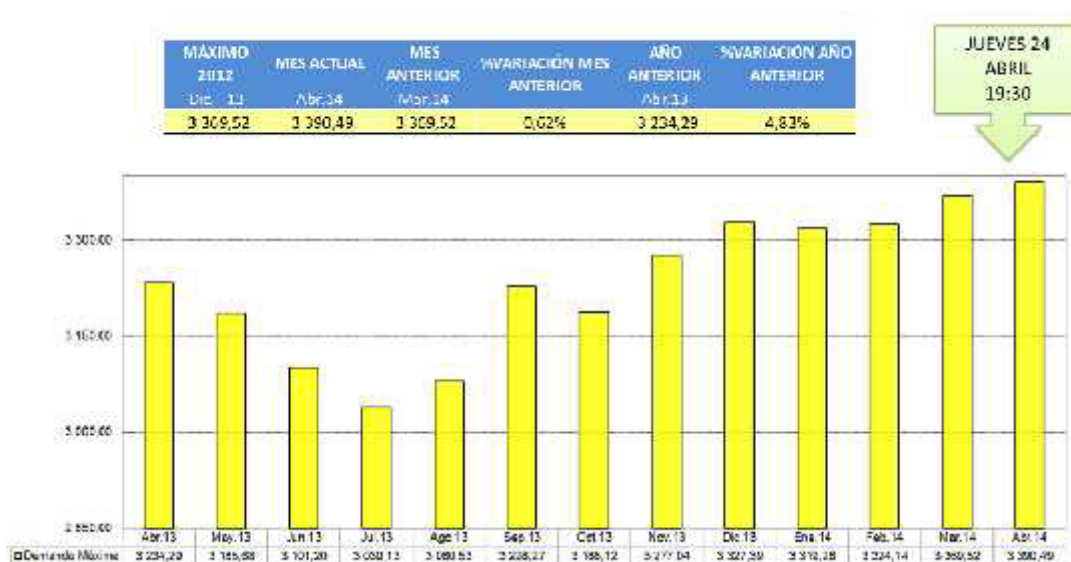
Una vez terminado el estudio de mercado, podemos determinar el tamaño de la infraestructura eléctrica de potencia en MW, donde se considerará las siguientes cuatro condiciones para el cantón Playas.

- a) Crecimiento de la demanda máxima de potencia.
- b) Nuevos Mega proyectos Inmobiliarios en la zona.
- c) Nuevo Puerto de Aguas Profundas.
- d) Cambio de la matriz energética de Ecuador

a) Crecimiento de la Demanda de potencia de la Zona.

Para determinar el crecimiento de demanda máxima de potencia anual, se estudia el informe ejecutivo del CONELEC 2014, en la cual indica que la potencia máxima para el mes de abril del 2014 fue de 3.390,44MW, y contrastando con la potencia máxima del mes de abril del 2013, que fue de 3.234,29MW, se obtiene un crecimiento anual de potencia a nivel Nacional de 4.83%.

Gráfico 19 Demanda Máxima de Potencia en Borne de Generación (MW)
Demanda Máxima de Potencia en Borne de Generación (MW)



Fuente: Informe mensual Ejecutivo CONELEC 2014

El ingreso de carga anual para los próximos 20 años será:

Tabla 1 Ingreso de carga anual por crecimiento Poblacional

DESCRIPCIÓN No.1	INGRESO DE CARGA ANUAL POR CRECIMIENTO POBLACIONAL.										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Crecimiento de Demanda de potencia (Mw)		1,48	1,55	1,62	1,70	1,79	1,87	1,96	2,06	2,16	2,26
Ingreso de Carga Anual (Mw)		1,48	1,55	1,62	1,70	1,79	1,87	1,96	2,06	2,16	2,26
Ingreso de carga acumulada (Mw)		1,48	3,03	4,65	6,36	8,14	10,01	11,98	14,03	16,19	18,45
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Crecimiento de Demanda de potencia (Mw)	2,37	2,48	2,60	2,73	2,86	3,00	3,14	3,30	3,46	3,62	48,02
Ingreso de Carga Anual (Mw)	2,37	2,48	2,60	2,73	2,86	3,00	3,14	3,30	3,46	3,62	48,02
Ingreso de carga acumulada (Mw)	20,82	23,30	25,91	28,64	31,50	34,50	37,64	40,94	44,40	48,02	48,02

Fuente: Autores

Elaboración: Autores

Para esta primera condición en atender el crecimiento Poblacional del cantón Playas, se requiere una capacidad de 48.02 MVA.

b) Nuevos proyectos Inmobiliarios de la zona.

De acuerdo a la investigación de mercado que se realizó, donde se particulariza las entrevistas con el Grupo NOBIS, y SALCEDO INTERNACIONAL, mencionan que en los próximos años, entraran a operar grandes proyectos inmobiliarios como Karibao y Salcedo de acuerdo al siguiente detalle:

Tabla 2 Ingreso de carga anual por Proyectos Inmobiliarios

DESCRIPCIÓN No.2	2.- INGRESO DE CARGA ANUAL POR PROYECTOS INMOBILIARIOS.										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Karibao (Mw)			1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
Salcedo Internacional (Mw)					0,34	0,34	0,34	0,34			
Ingreso de Carga Anual (Mw)			1,01	1,01	1,34	1,34	1,34	1,34	1,01	1,01	1,01
Ingreso de carga acumulado (Mw)			1,01	2,02	3,36	4,70	6,05	7,39	8,40	9,41	10,42

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Karibao (Mw)	1,01										10,08
Salcedo Internacional (Mw)											1,34
Ingreso de Carga Anual (Mw)	1,01										11,42
Ingreso de carga acumulado (Mw)	11,42	11,42	11,42	11,42	11,42	11,42	11,42	11,42	11,42	11,42	11,42

Fuente: Autores

Elaboración: Autores

Para esta segunda condición en atender los proyectos inmobiliarios del cantón Playas, se requiere abastecer una demanda de 11,42 MVA.

c) Nuevo Puerto de Aguas Profundas.

Considerando las entrevistas que se tuvo con el personal del Ministerio del Transporte y de Obras Públicas, se tiene el siguiente detalle:

Tabla 3 Ingreso de carga anual por el Puerto de Aguas Profundas

DESCRIPCIÓN No.3	3.- INGRESO DE CARGA ANUAL POR EL PUERTO DE AGUAS PROFUNDAS.										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Puerto (Mw)											18,04
Ingreso de Carga Anual (Mw)											18,04
Ingreso de carga acumulado (Mw)											18,04

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Puerto (Mw)	11,28	9,02	6,77								45,10
Ingreso de Carga Anual (Mw)	11,28	9,02	6,77								45,10
Ingreso de carga acumulado (Mw)	29,32	38,34	45,10	45,10	45,10	45,10	45,10	45,10	45,10	45,10	45,10

Fuente: Autores

Elaboración: Autores

Para esta Tercera condición en atender el Puerto de Aguas Profundas, se requiere una capacidad de 45,10 MVA.

d) Migración de cocinas de Gas a Eléctricas, según el plan del Gobierno

De acuerdo a las entrevistas, realizadas a los profesionales en el área eléctrica, se tiene el siguiente detalle:

Tabla 4 Ingreso de carga anual por las Cocinas Eléctricas

Cocina Eléctricas (Mw)	4.- INGRESO DE CARGA ANUAL POR LAS COCINAS ELÉCTRICAS.										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cocina Eléctricas (Mw)	0,96	4,81	1,93	1,93							
Ingreso de Carga Anual (Mw)	0,96	4,81	1,93	1,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ingreso de carga acumulado (Mw)	0,96	5,78	7,70	9,63	9,63	9,63	9,63	9,63	9,63	9,63	9,63

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Cocina Eléctricas (Mw)											9,63
Ingreso de Carga Anual (Mw)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,63
Ingreso de carga acumulado (Mw)	9,63	9,63	9,63	9,63	9,63	9,63	9,63	9,63	9,63	9,63	9,63

Fuente: Autores

Elaboración: Autores

Para esta cuarta condición en atender el cambio de las cocinas de Gas a Eléctricas, del cantón Playas, se requiere una capacidad de 9,63 MVA.

Resumiendo las cuatro (4) condiciones, se tiene:

Tabla 5 Ingreso de carga anual para el Proyecto en (MW)

RESUMEN	PROYECCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA ANUAL PARA EL PROYECTO EN (MW).										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AÑO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Demanda Actual	30,61										
Crecimiento de Demanda de potencia (Mw)		1,48	1,55	1,62	1,70	1,79	1,87	1,96	2,06	2,16	2,26
Karibao			1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
Salcedo Internacional					0,34	0,34	0,34	0,34			
Puerto de Aguas Profundas											18,04
Cocinas Eléctricas.	0,96	4,81	1,93	1,93							
Ingreso de Carga Anual (Mw)		6,29	4,48	4,56	3,05	3,13	3,22	3,31	3,06	3,16	21,31
Demanda Anual Acumulada (Mw)	31,57	37,86	42,35	46,90	49,95	53,08	56,30	59,60	62,67	65,83	87,14

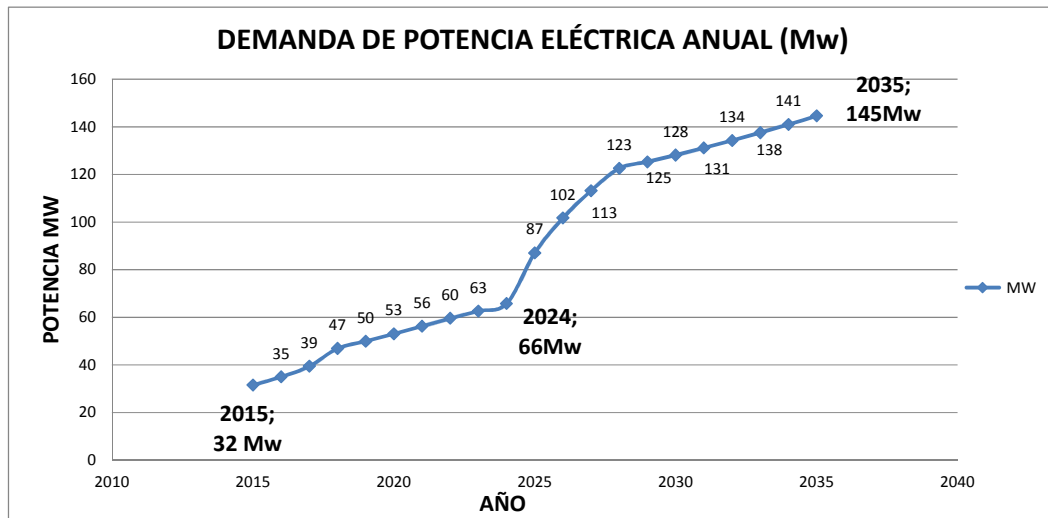
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL (MVA)
AÑO	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Demanda Actual											30,61
Crecimiento de Demanda de potencia (Mw)	2,37	2,48	2,60	2,73	2,86	3,00	3,14	3,30	3,46	3,62	48,02
Karibao	1,01										10,08
Salcedo Internacional											1,34
Puerto de Aguas Profundas	11,28	9,02	6,77								45,10
Cocinas Eléctricas											9,63
Ingreso de Carga Anual (Mw)	14,65	11,50	9,37	2,73	2,86	3,00	3,14	3,30	3,46	3,62	144,78
Demanda Anual Acumulada (Mw)	101,79	113,30	122,67	125,40	128,26	131,26	134,40	137,70	141,16	144,78	

Fuente: Autores

Elaboración: Autores

De lo cual se concluye que el aumento de carga para los próximos 20 años es de 114MW, y conociendo que la demanda actual es de 30,61MW, el tamaño o demanda del proyecto es de 144.78 Mw como se muestra en el gráfico siguiente:

Gráfico 20 Aumento de carga para los próximos 20 años.



Fuente: Autores

3.8. Conclusiones y Recomendaciones.

- En Agosto de 2014, se inició el cambio de las cocinas de Gas a Eléctricas.
- La subestación que ahora abastece a la zona de estudio, se encuentra en su máxima capacidad, con el tan solo hecho del cambio a las cocinas eléctricas, ya estaría en problemas para abastecer en la zona.
- El proyecto Karibao, inició su construcción en el presente año, con una vida útil de 30 años, la entrega de las 3 primeras torres será en el 2017, y en el 2026 se entregara el proyecto final con sus 30 edificios, la potencia total requerida para que Karibao no tenga ningún inconveniente es de 11,42 MW.
- Se recomienda la socialización del proyecto Karibao a la Empresa Eléctrica.
- El Nuevo Puerto de Aguas Profundas, inicia su construcción en el 2018 y en el 2025 inicia sus actividades con la primera fase, para el 2028 estarán las 4 fases operativas, tendrá una demanda de 45,10 MW, con una vida útil de 50 años.
- Se recomienda la socialización de este nuevo Puerto perteneciente al Ministerio de Transporte y Obras Públicas, con el Ministerio de Electricidad.

- El tamaño del proyecto es de 144.78 MW, incluida la carga actual que es 30,61 MW.
- El proyecto Eléctrico propuesto, debe iniciar su construcción en enero de 2015 y finalizar en diciembre del mismo año, tiene una vida útil de 20 años, se depreciará 3% anual, y considerando un factor de potencia de 0.97, se sugiere que el proyecto tenga una capacidad de 150 MVA.

4. ANÁLISIS TÉCNICO.

Una vez que ha definido el alcance, y la viabilidad para introducir el proyecto en el mercado, se procederá a identificar los aspectos técnicos y los costos asociados que implican la ejecución del mismo, con el fin de determinar su factibilidad técnica y económica.

4.1. Ubicación Geográfica del Proyecto

Para ubicar el proyecto es necesario considerar donde se va a implantar cada uno de los componentes, definidos en el Alcance, como son: 1) La subestación, 2) Los capacitores, 3) La línea de transmisión 138kV y 4) La línea de sub transmisión 69kV.

4.1.1. Subestación

Para ubicar la ampliación de la subestación, se analizará el terreno existente en el km 6 vía al Morro, donde actualmente está construida la subestación que abastece al cantón Playas, y parroquias Posorja y Morro de la ciudad de Guayaquil.

Gráfico 21 Ubicación Geográfica del Proyecto



Fuente: Google Earth

Se identifica el área del terreno con 38 hectáreas de la subestación principal, como se muestra a continuación:

Gráfico 22 Terreno existente para el proyecto Posorja.



Fuente: CELEC EP Transelectric

Se hace una lista de los principales requerimientos técnicos que se necesitan para emplazar la subestación eléctrica.

Tabla 6 Requerimientos técnicos para adquirir el terreno

CARACTERÍSTICAS	SUBESTACIÓN POSORJA
Cercanía a la carretera principal	Al pie
Posee accesos en buen estado?	Regular
Relieve	Regular
Densidad poblacional	media
Cercanía a zona Residencial	No
Cercanía a Zona industrial	No
Cercanía a la carga	6 Km
Cercanía a la línea de transmisión de 230 kV.	0,1 km
Inclusión en Zonas de Áreas Protegidas y/o Bosques protectores	No
Zonas de potencial turístico	No
Asentamientos humanos	No
Zonas de potencial arqueológico	No
Afectación en la zona por inundaciones.	No
Existencia de Esteros cercanos	1.34Km
Área requerida para ampliación de 15 hectáreas	SI

Fuente: CELEC EP Transelectric

Elaboración: Autores

Dado que el terreno cumple con las características técnicas, se elige el terreno donde está construida la subestación existente.

4.1.2. Capacitores.

Los capacitores son instalados en el mismo sitio de la ampliación del proyecto, es decir van conectados directamente a la subestación.

4.1.3. Línea de Transmisión 138kV.

La línea 138kV, tendrá una longitud de 72 Km, recorrería las provincias del Guayas, y Santa Elena, es decir pasaría por la Hacienda Bella Esperanza, la comuna Engunga, la comuna San Rafael, el cantón Atahualpa, la comuna Entre Ríos y el cantón Santa Elena.

Gráfico 23 Nueva línea de Transmisión de 138kV



Fuente: Autores y Google Earth

Se deberá llegar a acuerdos con los propietarios de los terrenos afectados directamente por el trazado de la línea, suscribiendo una escritura de servidumbre. En caso de desacuerdo, los organismos legales competentes son los encargados de fijar el monto de la indemnización. La línea no entorpece mayormente la actividad de los predios ya que muchas actividades son compatibles con su existencia. Adicionalmente, el propietario sigue siendo el dueño de la tierra y dispone de ella con la única limitación de no entorpecer el ejercicio de la servidumbre.

Cabe indicar que la franja de Servidumbre es el terreno a lo largo de la línea que está destinada a la colocación de torres, estructuras, postes y cables, el ancho de esta franja es de 20 metros, es decir 10 metros de cada lado, contados desde el eje de la línea. En este espacio no se permiten construcción de ningún tipo, ni la siembra de árboles altos, sin embargo se pueden realizar actividades de ganadería y agricultura de manera normal, sin causar afectación.

Gráfico 24 Detalle de la línea de transmisión de 138kV



Fuente: CELEC EP Transelectric

4.1.4. Línea de sub-transmisión 69kV

La línea 69kV, tendrá un longitud de 10 Km, recorrería las provincias del Guayas, y pasaría por la parroquia el Morro y llegaría directamente a Posorja, Hacienda Santa María y Engabao.

Para definir el trazo de la línea de sub-transmisión se toma del **Plan de Movilidad-Propuesta de Infraestructura**, que dice textualmente: “El nuevo sitio de la terminal portuaria de Guayaquil, estaría entre Posorja y Chanduy”, aunque el Presidente del Ecuador, Econ. Rafael Correa Delgado, en su enlace sabatino No. 386, del 16 de agosto de 2014, mencionó que El puerto de aguas profundas de Guayaquil se construirá en la parroquia Posorja de acuerdo a los estudios que realizó la empresa extranjera “Ingeniería de Sistemas para la Defensa de España” que tenía como propósito “identificar el emplazamiento idóneo de un puerto exterior en la provincia de Guayas”.

Gráfico 25 Línea de Subtransmisión de 69kV



Fuente: Autores

Al igual que para la línea de transmisión, se deberá llegar a acuerdos con los propietarios de los terrenos afectados directamente por el trazado de la línea. La franja de servidumbre será de 16 metros para la línea de 69 kV, tomando como centro el eje de la línea, es decir será de 8 metros a cada lado del eje. Para cultivos que no sobrepasen los 3 metros de altura, no hay restricciones para realizar la siembra en la franja de servidumbre. Por razones de seguridad, se considera que las construcciones no deben quedar dentro de los límites de la franja de servidumbre.

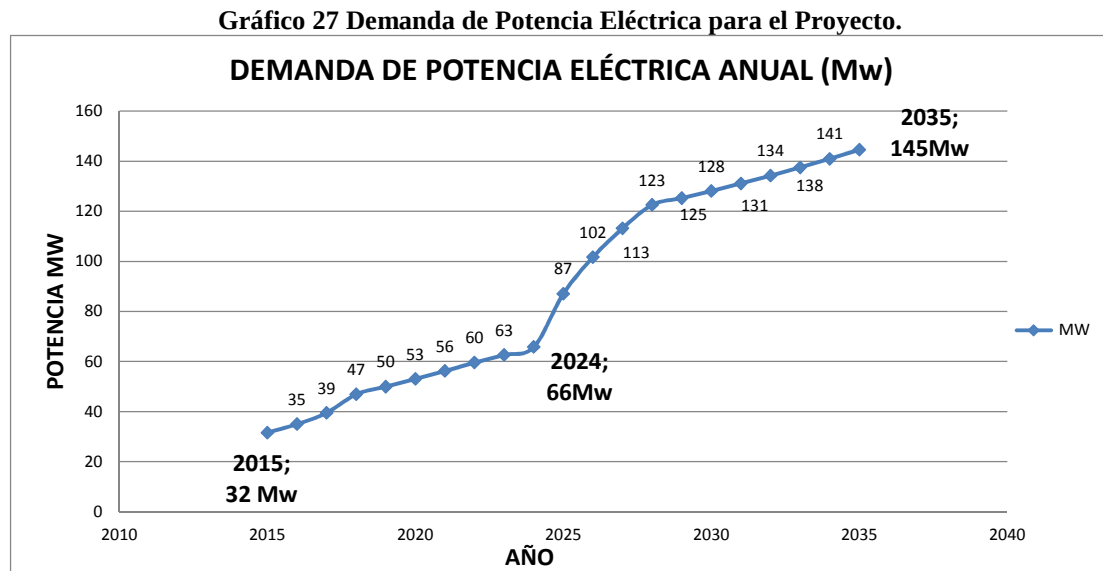
Gráfico 26 Detalle de la línea de Subtransmisión de 69kV.



Fuente: CNEL Santa Elena.

4.2. Tamaño del Proyecto

Del análisis realizado en la investigación de demanda de energía eléctrica, en el cantón Playas, se requerirá una infraestructura eléctrica de potencia, con una capacidad de 150MVA para los próximos 20 años, los componentes del proyecto como la subestación, y la línea de 138kV, serán diseñadas en base a esta capacidad.



Fuente: Autores

4.3. Especificaciones técnicas del Proyecto.

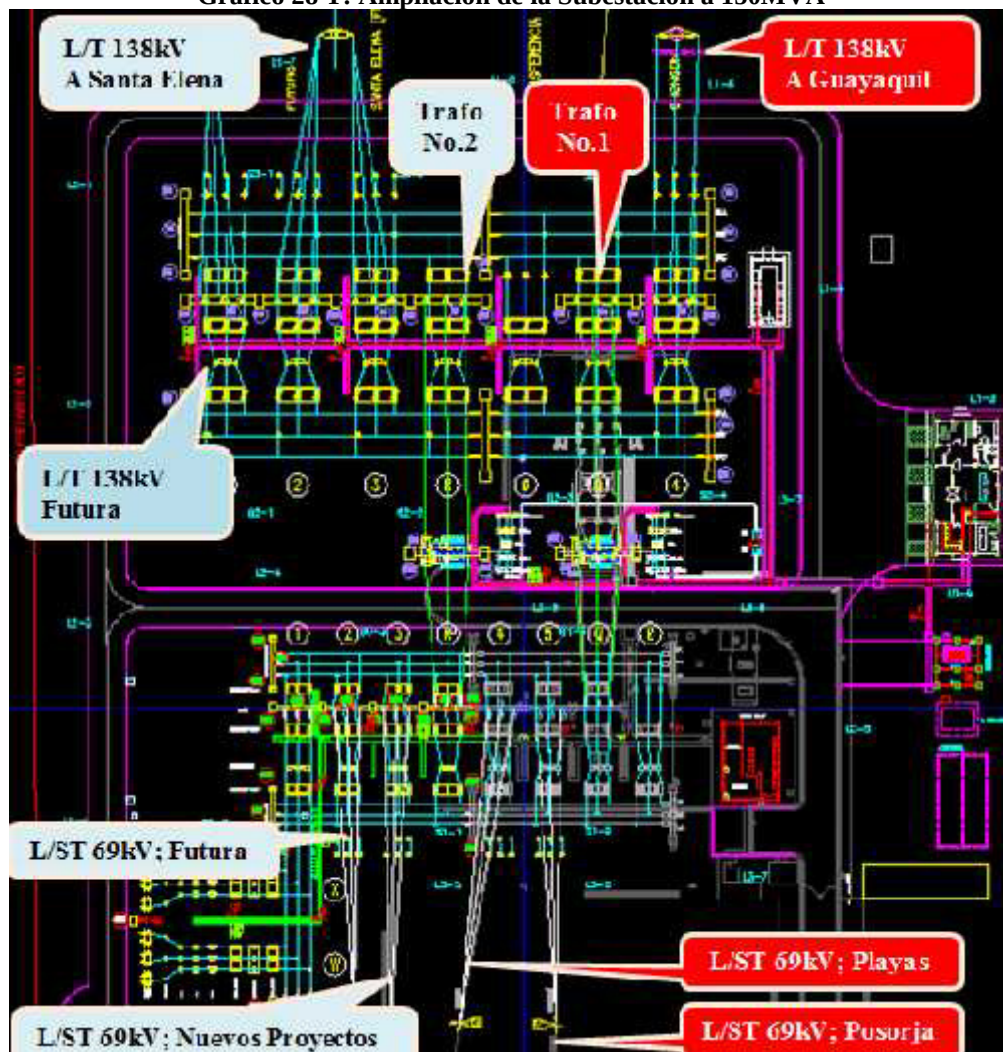
a) CONSTRUCCIÓN.

Estas especificaciones técnicas para la construcción, cubren los componentes del proyecto que son: a) la Subestación, b) Capacitores, c) La línea de Transmisión 138kV, y d) la línea de subtransmisión 69kV.

i. Subestación

Servirá para recibir la energía eléctrica que viene de Guayaquil y Santa Elena, y reducirá el voltaje de 138kV a 69kV, es una subestación tipo Barra Principal y Transferencia, compuesta por el Transformador de Potencia, los Interruptores, Seccionadores, Pararrayos, TC's, PT's, conductores, herrajes y aisladores, se ha considerado el siguiente esquema de posiciones para recibir las líneas de 138kV y entregar las líneas de 69kV para el cantón Playas.

Gráfico 28 T: Ampliación de la Subestación a 150MVA



Fuente: Autores y CELEC EP Transelectric

Transformador de Potencia.

Para este proyecto se escogerá un autotransformador de potencia con una capacidad de 150MVA con una relación de voltaje de 138/69kV, con cambiador de tomas bajo carga (LTC).

Gráfico 29 Transformador de Potencia 150MVA



Fuente: CELEC EP Transelectric

Conductores eléctricos.

Los conductores servirán para conectar todos los equipos de la subestación, y para elegir su calibre, es necesario conocer la corriente, que se la determinará en función del voltaje y la potencia, como la relación del transformador es 138/69kV, se determinará la corriente en alta y en baja. Se aplica la ecuación de la Potencia $S = \sqrt{3} \cdot V \cdot I$; y se despeja la corriente $I = \frac{S}{(\sqrt{3} \cdot V)}$ concluimos que:

La corriente con un voltaje de 138kV y una potencia de 150 MVA, nos da **628 A**, y la corriente con un voltaje de 69kV y una potencia de 150MVA, nos da **1255 A**.

Para conectar los equipos de lado del transformador de 138kV, se requerirá un conductor del tipo AAC, de calibre 1033.5 MCM con una capacidad de corriente de 1031 A, es decir este conductor será utilizado al 60,87 %, y

Para conectar los equipos con el voltaje de 69kV, se requerirá un doble conductor del tipo AAC, de calibre 1033.5 MCM con una capacidad de corriente de 2062 A, es decir estos dos conductores serán utilizados al 60.87%

Gráfico 30 Conductores Eléctricos



Fuente: http://i01.i.aliimg.com/img/pb/813/655/476/476655813_932.jpg

Interruptores de Potencia.

Los interruptores deben ser tripolares, de tipo columna, aislado en gas SF₆, operado con motor, con estructura soporte y terminales placa - cable para simple y doble conductor Bluebell, serán de 138kV, 69kV y 13.8kV, todos con una capacidad de corriente de 1500A, una corriente de cortocircuito de 31.5KA y 650kV de BIL.

Gráfico 31 Interruptores de Potencia



Fuente: CELEC EP Transelectric.

Seccionadores

Los seccionadores deben ser tripolares, del tipo tres columnas doble apertura lateral, operado a motor 125Vcc, con y sin cuchilla de puesta a tierra, con estructura soporte y conectores terminales placa - cable para simple y doble conductor Bluebell, serán de 138kV, 69kV y 13.8kV, todos con una capacidad de corriente de 1500A, una corriente de cortocircuito de 31.5KA y 650kV de BIL.

Gráfico 32 Seccionadores



Fuente: CELEC EP Transelectric.

Pararrayos

Los pararrayos serán tipo estación, y deben ser de *120kV* para la línea de 138kV, *60kV* para la línea de 69kV, y *15kV* para la línea de 13.8kV, todos con 650kV de BIL, con estructura soporte, contador de descarga y conectores terminales placa - cable para conductor bluebell.

Gráfico 33 Pararrayos



Fuente: CELEC EP Transelectric.

Transformadores de Potencial

Los Transformadores de Potencial Capacitivo de 138kV, tendrán una relación de $\frac{1}{\sqrt{3}} k$; $3X(115 - \frac{1}{\sqrt{3}} V)$ con tres arrollamientos secundarios, uno de medición 0.2-30VA y dos de protección 3P-60VA .

Los Transformadores de Potencial Inductivo de 69kV, tendrán una relación de $\frac{6}{\sqrt{3}} k$; $2X(115 - \frac{1}{\sqrt{3}} V)$ con dos arrollamientos secundarios, uno de medición 0.2-30VA y uno de protección, 3P-60VA .

Los Transformadores de Potencial Inductivo de 13.8kV, tendrán una relación de $\frac{2}{\sqrt{3}} k$; $3X(115 - \frac{1}{\sqrt{3}} V)$ con tres arrollamientos secundarios, uno de medición 0.2-30VA y uno de protección, 3P-60VA .

Todos estos transformadores serán de 650kV de BIL, con estructura soporte, conector placa - cable para simple y doble conductor Bluebell, y caja de agrupamiento de acero inoxidable para cada tres unidades.

Gráfico 34 Transformadores de Potencial



Fuente: CELEC EP Transelectric.

Transformadores de corriente

Los Transformadores corriente de 138kV y 69kV, tendrán 4 devanados: Un MR 800/5A, precisión clase 0.2-30VA para medición; dos MR 800/5A, precisión 5P20-60VA para protección, un MR 800/5A, precisión 5P20-60VA para protección diferencial.

Los Transformadores de corriente de 24kV, tendrán 3 devanados: Un MR 800/5A precisión clase 0.2-30VA para medición; dos MR 800/5A, precisión 5P20-60VA para protección. Todos estos transformadores serán de 650kV de BIL, con estructura soporte, conectores terminales placa – cable para simple y doble conductor, y cajas de agrupamiento de acero inoxidable cada tres unidades.

Gráfico 35 Transformadores de corriente



Fuente: CELEC EP Transelectric.

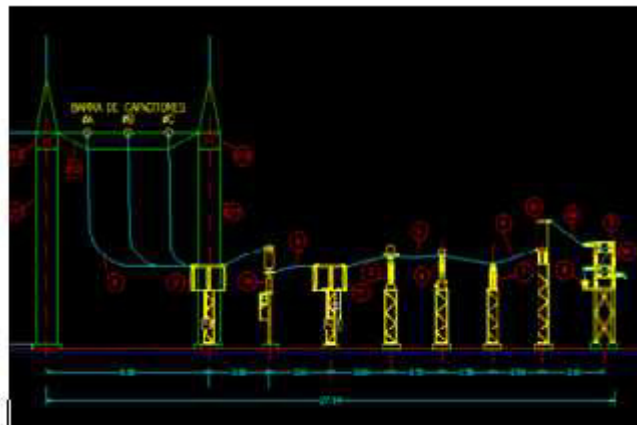
ii. Capacitores.

Actualmente existen dos bancos de capacitores de 6MVAR cada uno, el presente proyecto contempla la ampliación de cada banco de 6 a 12MVAR, dando un total de 24MVAR. Esto justificado en la disposición Ministerial de Electricidad 19097 que para mejorar el voltaje en la zona cuya demanda es 33MVA, se debía instalar un banco de capacitores de 6MVAR, si nuestro proyecto crece 4 veces más, entonces los reactivos también aumentan de 6MVAR X 4 = 24MVAR. Los equipos serán de uso exterior,

69kV, arreglo estrella (Y) con neutro aterrizado, (conexión Y-O), con fusibles internos, protección de desbalance en base a diferencial de corriente (Conexión Y-O-H), montaje en estructuras de elevación, considerando distancias de seguridad, la protección de desbalance incluirá 3 TC's y 3 relés de sobrecorriente adecuados para la protección independiente de cada fase del banco. Debe incluir estructuras soportes, celdas de repuestos y conectores terminales placa-cable para conductor Bluebell.

También debe incluir un reactor inductivo permanente monofásico, con núcleo de aire, 0.5mH, 69kV, con estructura de soporte y conectores terminales placa cable para conductor Bluebell.

Gráfico 36 Capacitores



Fuente: CELEC EP Transelectric.

iii. Línea de transmisión de 138kV

Esta línea de transmisión de 72Km será la encargada de transportar, la energía eléctrica desde Santa Elena al cantón Playas, y a las parroquias de Posorja y el Morro. Está línea deberá contar con un conductor de aluminio reforzado con aleación de aluminio 1200 ACAR que podrá transmitir hasta 260MVA, tendrá un conductor y varilla copperweld para puestas a tierra, cadenas o ensamblajes de suspensión y retención, conectores, terminales, accesorios, aisladores tipo FOG con ánodos de sacrificio de porcelana o de vidrio, grapas de suspensión y retención, y las estructuras de acero galvanizado en celosía autosoportante o del tipo compacto para montaje sobre fundaciones de hormigón o pilotes, se usarán pernos para todas las conexiones y uniones y se procurará que en lo posible sean del mismo diámetro, no se permitirá soldaduras, todos los materiales ferrosos serán galvanizados en caliente.

Gráfico 37 Línea de subtransmisión de 138kV.

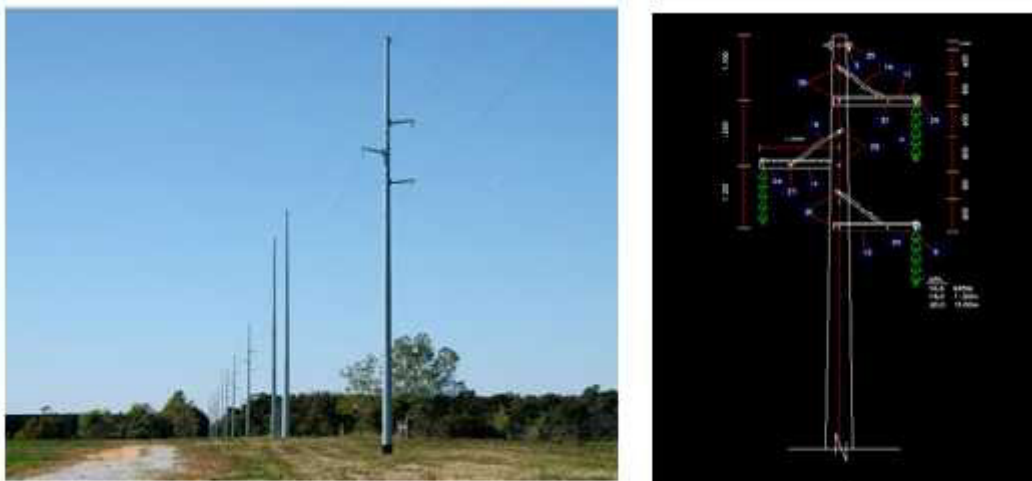


Fuente: Autores

iv. Línea de subtransmisión de 69kV

Esta línea de transmisión de 10Km servirá para transportar la energía eléctrica de la subestación principal del cantón Playas a los nuevos proyectos como Karibao y el nuevo puerto de aguas profundas. Esta línea tendrá un conductor de aluminio reforzado con acero ACSR 477MCM 26/7 código Hawk y podrá transportar 72MVA, también los aisladores a utilizarse en esta línea serán de polímeros tanto para las cadenas de suspensión - retención y aisladores tipo poste, los postes serán de 19 metros y serán de hormigón armado, las cimentaciones serán del tipo monobloque, y los vanos serán de 100 metros.

Gráfico 38 Línea de subtransmisión 69kV.



Fuente: Autores

b) OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

Estas especificaciones cubren la operación de la subestación y el de los capacitores; las líneas de transmisión no requieren operación ya que son fijas y solo sirven como medio de transporte de energía eléctrica, lo que si requieren tanto la subestación y las líneas es mantenimiento, bajo un programa anual, ya que es difícil desconectarlas ya que afectaría el suministro de energía a la población.

i. Subestación

Para operar la subestación se requiere tener claros los principios de funcionamiento como son las protecciones, el control y la medición; se requiere de cuatro (4) operadores que trabajen en cuatro turnos rotativos. Los operadores deberán registrar todos los parámetros eléctricos como los MW, MVA, MVAR, Voltaje, Corriente y deberán reportar al centro de control, cualquier anomalía.

Para energizar la subestación, primero se deberán abrir todas las puestas a tierra, luego cerrar todos los seccionadores, luego el centro de control debe energizar la línea de 138kV, luego debe cerrar el interruptor de esta línea e instantáneamente energizará el transformador de potencia, luego deberá cerrar cada interruptor de las líneas de 69kV que alimentaran a la carga, es decir a la ciudad. Para desenergizar la subestación se hará todo el proceso indicado anteriormente, pero a la inversa. El mantenimiento se lo hará máximo dos veces al año, uno para Diciembre y otro para Junio consistirá en el lavado completo de la subestación con mangueras que impulsen agua a presión, esto con el fin de retirar el polvo de los conductores y aisladores. Así mismo se realizarán pruebas a los equipos de apertura y cierre, y demás pruebas para velar por el óptimo funcionamiento de los equipos de la subestación.

Gráfico 39 Operación de la Subestación Eléctrica



Fuente: CELEC EP Transelectric.

ii. Capacitores

Los operadores, cuando registren bajo nivel de voltaje, cerrarán los interruptores de los capacitores e inyectarán potencia reactiva al sistema, regulando los niveles de voltaje en la ciudad. Los operadores serán los mismos que controlan la subestación, y estos mantendrán informados al centro de control sobre las anomalías que estos capacitores puedan sufrir. El mantenimiento es el mismo para la subestación.

iii. Líneas de transmisión 138kV y subtransmisión 69kV.

Las líneas como son instalaciones fijas, no requieren operación, pero si necesitan mantenimiento como lavado para el polvo, podado para los árboles debajo de las líneas, e inspecciones frecuentes para que las personas no construyan edificaciones ni cerca ni debajo de las líneas de transmisión.

4.4. Presupuesto de Construcción y Operación.

a) CONSTRUCCIÓN.

En base a los diseños técnicos anteriores, se realizan los presupuestos de construcción; la obra tiene un plazo de 365 días (Anexo No. 9), es decir un año. El proyecto tiene un tiempo de vida útil de 20 años, a continuación se muestra el resumen de cada componente del proyecto: a) Subestación, b) Capacitores, c) Línea de Transmisión 138kV, y d) Línea de subtransmisión 69kV. El detalle del presupuesto se lo presenta en el anexo 5.

Tabla 7 Resumen del presupuesto de Inversión del Proyecto

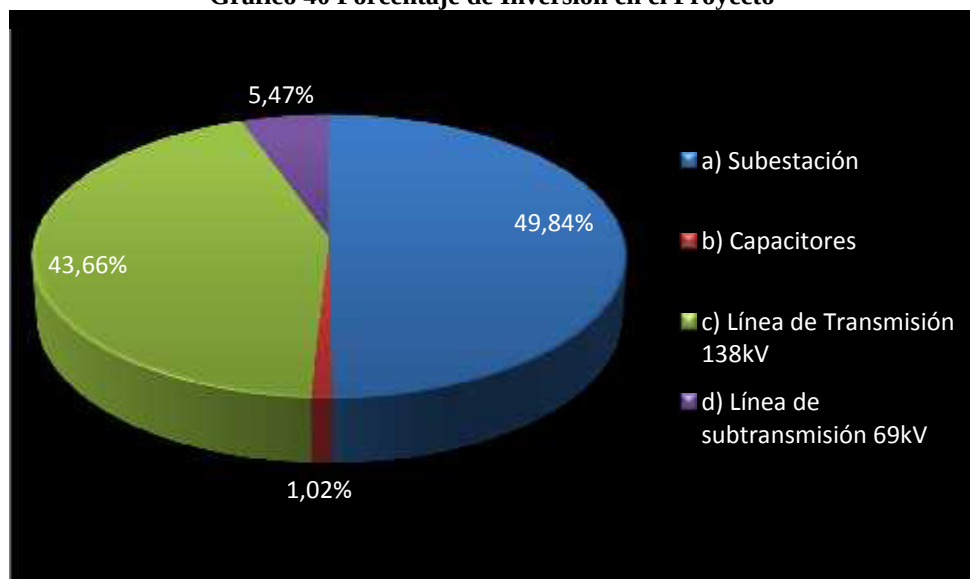
INVERSIÓN DEL PROYECTO	Valor USD
a) Subestación	9.362.963,21
b) Capacitores	192.399,00
c) Línea de Transmisión 138kV	8.201.814,30
d) Línea de subtransmisión 69kV	1.027.273,97
VALOR TOTAL	18.784.450,48

Fuente: CELEC EP Transelectric.

Elaboración: Autores

La mayor inversión para este proyecto se realiza en la subestación con un 49.84%, seguido por la línea de transmisión de 138kV con un 43.66%, luego la línea de subtransmisión de 69kV con un 5.47%, y por último los capacitores con el 1.02%.

Gráfico 40 Porcentaje de Inversión en el Proyecto



Fuente: Autores

En las obras civiles se tiene contemplado los movimientos de tierra, las cimentaciones de hormigón, las canaletas de cables, la malla y puestas a tierra, vías internas, el cerramiento prefabricado de hormigón, el cerramiento de malla galvanizada, la sala de control, las casetas de patio, la caseta de guardianía.

Los materiales consisten en tableros de CA y CC, las acometidas, los transformadores para servicios auxiliares, Generador de emergencia, Iluminación exterior e interior, conductores y cables aislados, herrajes y aisladores, bandejas porta conductores, cargador y banco de baterías.

Los equipos primarios consisten en los Transformadores de potencia, los interruptores, los seccionadores, los pararrayos, los TC's, PT's y Capacitores.

Los tableros de control consisten en los diferentes dispositivos que sirven para monitorear, controlar y proteger el sistema, como el 51 que es el relé de sobrecorriente y el 87 que es la protección diferencial.

El Montaje electromecánico consiste en instalar las estructuras de acero, los equipos primarios, tender las barras de tensión, instalar los ductos, las puestas a tierra, instalación de luminarias, y ejecutar las pruebas de inyección primaria y secundaria.

b) OPERACIÓN

En base a los diseños técnicos, se realizan los presupuestos de operación y mantenimiento anuales; el proyecto tiene un tiempo de vida útil de 20 años, a continuación se muestra un resumen de la a) Subestación y Capacitores; y b) Líneas eléctricas.

Tabla 8 Resumen del presupuesto para la operación del proyecto.

PRESUPUESTO ANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL PROYECTO (2016)	Valor USD
a) Subestación y Capacitores	
Costos Directos	
Operadores	33.600,00
Pruebas eléctricas a los Equipos.	3.946,77
Pruebas de control y protección.	2.814,18
Costos Indirectos	
Supervisor	18.000,00
Agua	1.080,00
Luz	1.080,00
Internet	540,00
Guardianía	10.800,00
Limpieza	4.200,00
Materiales de oficina	720,00
Reparaciones	3.000,00
Repuestos	5.000,00
Subtotal	84.780,95
b) Líneas eléctricas 138 kV - 72Km.	
Costos Directos	
Pruebas eléctricas a la línea.	3.000,00
Costos Indirectos	
Desbroce	7.200,00
Limpieza	1.440,00
Reparaciones	3.000,00
Repuestos	5.000,00
Subtotal	19.640,00
C) Líneas eléctricas 69 kV - 10Km	
Costos Directos	
Pruebas eléctricas a la línea.	2.800,00
Costos Indirectos	
Desbroce	1.000,00
Limpieza	200,00
Reparaciones	3.000,00
Repuestos	5.000,00
Subtotal	12.000,00
VALOR TOTAL	116.420,95

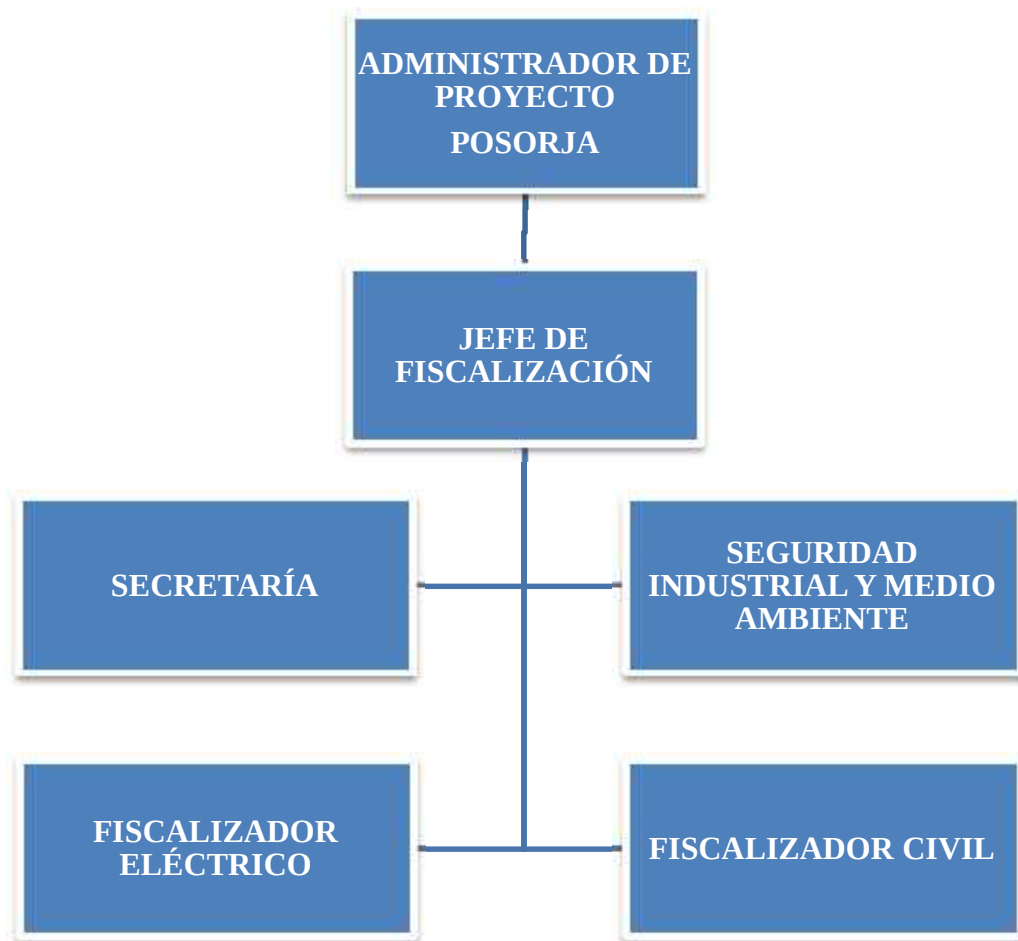
Fuente: CELEC EP y Autores

Elaboración: Autores

4.5. Estructura Organizacional

Para la Etapa de construcción

Gráfico 41 Estructura orgánica para la inversión del proyecto



Fuente: Autores y CELEC EP Transelectric.

Administrador de Proyecto:

Será responsable de administrar el contrato entre la Empresa Contratante y la Empresa Contratista, tendrá la obligación de hacer cumplir cada una de las cláusulas del contrato.

Jefe de Fiscalización:

Será responsable de supervisar los trabajos y revisar los suministros, de tal manera que estén conforme a las especificaciones técnicas del contrato.

Secretaria

Tendrá la responsabilidad de llevar todas las comunicaciones entre la Contratante y Contratista.

Fiscalizador Eléctrico

Verificará el montaje electromecánico, el sistema de control y la puesta en marcha del proyecto. Revisará a detalle todo el proceso de construcción eléctrico.

Fiscalizador Civil

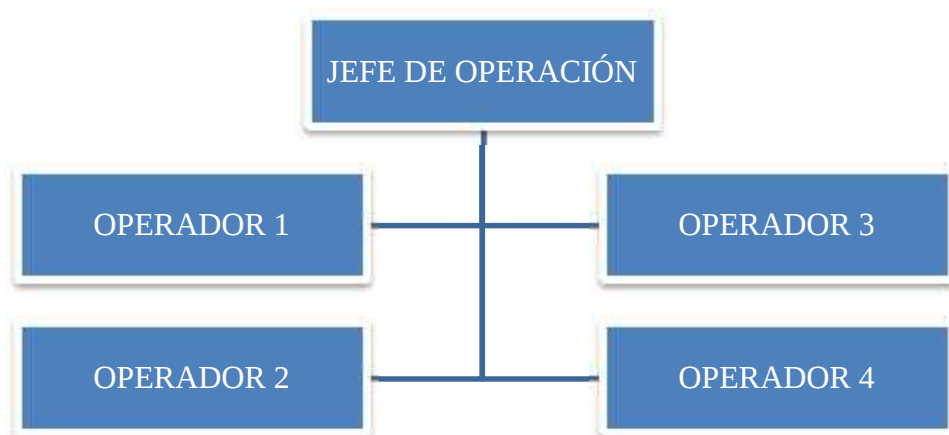
Verificará los movimientos de tierra, las cimentaciones, las edificaciones y la vía interna. Revisará a detalle todo el proceso de construcción Civil.

Seguridad Industrial y Medio Ambiente

Verificará que todos los trabajadores cumplan con el Equipo de Protección Personal, y que se cumplan todas las medidas ambientales para la construcción de este proyecto.

Para la Etapa de Operación

Gráfico 42 Estructura orgánica para la operación del proyecto



Fuente: Autores y CELEC EP Transelectric.

Jefe Operación

Coordinará con los operadores para las maniobras de emergencia que puedan presentarse, velará por los mantenimientos generales de operación.

Operadores

Registrarán todos los parámetros eléctricos de operación, coordinarán las maniobras con el Jefe de operación, realizarán turnos rotativos para cubrir las 24 horas.

4.6. Conclusiones y Recomendaciones.

- La ampliación de la subestación será en el mismo terreno contiguo a las instalaciones actuales, es decir en el Km 6 de la vía al Morro.
- El terreno para la ampliación debe ser mejorado ya que en estudios previos se determinó que contiene arcilla expansiva.
- La línea de 138kV, recorrerá la provincia del Guayas y Santa Elena, y la servidumbre será conforme a los reglamentos legales del Ecuador.
- La línea de 69kV, recorrerá el cantón Playas y la parroquia Posorja, y la servidumbre será conforme a los reglamentos legales del Ecuador.
- La subestación tendrá una configuración de barra principal y transferencia, constará con dos niveles de voltaje 138/69kV y está compuesta de:
 - o El transformador de potencia que será de 150MVA con una relación de 138/69kV.
 - o Los conductores serán del tipo AAC, de calibre 1033.5MCM.
 - o Los interruptores serán de 138kV, 69kV y 13.8kV, todos con una capacidad de corriente de 1500A, una corriente de cortocircuito de 31.5KA y 650kV de BIL.

- o Los pararrayos serán de $120kV$ para la línea de $138kV$, $60kV$ para la línea de $69kV$, y $15kV$ para la línea de $13.8kV$, todos con $650kV$ de BIL,
- o Los TP's serán $\frac{1}{\sqrt{3}} k ; 3X(115 - \frac{1}{\sqrt{3}} V)$ para $138kV$;
 $\frac{6}{\sqrt{3}} k ; 2X(115 - \frac{1}{\sqrt{3}} V)$ para $69kV$ y $\frac{2}{\sqrt{3}} k ; 3X(115 - \frac{1}{\sqrt{3}} V)$ para $13.8kV$.
- En total los capacitores serán dos bancos de 12 MVAR cada uno, a $69kV$.
- La línea de $138kV$, usará un conductor ACAR de 1200 MCM.
- La línea de $69kV$, usará un conductor ACSR de 477 MCM.
- La operación y mantenimiento del proyecto se la llevará a cabo con cuatro operadores y un supervisor.
- El presupuesto para construir el proyecto durante los 360 días, es decir un año, es de USD $18.784.450,48$.
- El presupuesto anual para la operación y mantenimiento de este proyecto es de USD $116.420,95$
- Se consideran dos organigramas principales para este proyecto, 1) Etapa de Construcción, 2) Operación y mantenimiento.

5. ANÁLISIS FINANCIERO.

En este capítulo se analizará los valores de inversión, ingresos, costos, gastos, para determinar la utilidad y rentabilidad del proyecto, se lo evaluará en un horizonte de 20 años.

5.1. Costos e Inversiones

Inversiones

Para este proyecto, todas las inversiones se las realizará al inicio, y no se considerarán inversiones durante su operación; es decir no se reemplazarán activos. En el caso remoto de realizar un reemplazo será porque la placa de datos del equipo lo demuestre.

Capital de Trabajo

Para la operación de este proyecto no se requiere capital de trabajo, ya que la función del proyecto es transportar energía eléctrica y transformar el voltaje a valores adecuados. Es decir el proyecto solo operaría con los activos fijos invertidos.

Garantía sobre los equipos nuevos.

Para los equipos de este proyecto se requieren mínimo 2 años de garantía, en caso de defectos de fábrica.

Tasa de crecimiento de los costos de mantenimiento.

El costo de operación y mantenimiento de los equipos crecerá de acuerdo a la tasa de inflación tomada de la página WEB del Banco Central del Ecuador http://contenido.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=inflacion y será de 1,71%, en el curso de los 20 años de evaluación. Normalmente estos no requieren más cantidad de repuestos conforme pasa el tiempo, el mantenimiento no varía. Estos equipos están diseñados para trabajar a intemperie y deben cumplir todas las especificaciones técnicas para que entren en operación.

5.2. Cálculo de ingresos del proyecto

La rentabilidad para el presente proyecto, dependerá de la magnitud de los ingresos que se obtengan a cambio de la inversión realizada. El proyecto es la infraestructura que transportará energía eléctrica, desde el Sistema Interconectado Nacional (Guayaquil y Santa Elena) hacia el cantón Playas. Los ingresos se calculan de la siguiente forma:

$$\text{Ingresos} = \text{Demanda Máxima (KW-mes)} \times \text{Tarifa (USD /KW-mes)}''$$

La demanda máxima para este proyecto, fue calculada en el capítulo 3 y se muestra a continuación, para ajustarnos a la ecuación anterior, habrá que convertir los valores de MW a KW.

Tabla 9 Ingreso de Carga Anual para el Proyecto

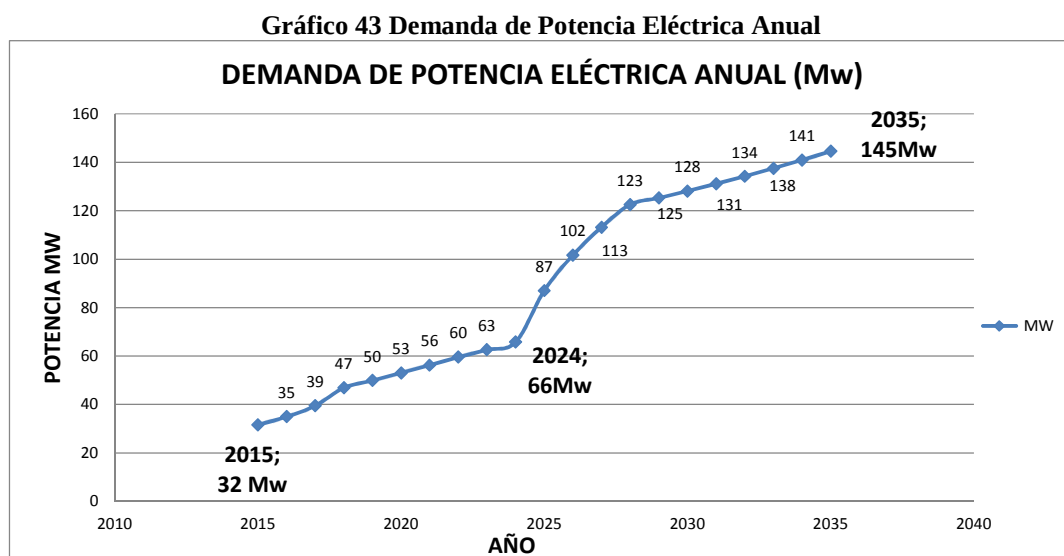
RESUMEN	PROYECCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA ANUAL PARA EL PROYECTO EN (MW).										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Demanda Actual	30,61										
Crecimiento de Demanda de potencia (Mw)		1,48	1,55	1,62	1,70	1,79	1,87	1,96	2,06	2,16	2,26
Karibao			1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
Salcedo Internacional					0,34	0,34	0,34	0,34			
Puerto de Aguas Profundas											18,04
Cocinas Eléctricas.	0,96	4,81	1,93	1,93							
Ingreso de Carga Anual (Mw)		6,29	4,48	4,56	3,05	3,13	3,22	3,31	3,06	3,16	21,31
Demanda Anual Acumulada (Mw)	31,57	37,86	42,35	46,90	49,95	53,08	56,30	59,60	62,67	65,83	87,14

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL (MVA)
Año	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Demanda Actual											30,61
Crecimiento de Demanda de potencia (Mw)	2,37	2,48	2,60	2,73	2,86	3,00	3,14	3,30	3,46	3,62	48,02
Karibao	1,01										10,08
Salcedo Internacional											1,34
Puerto de Aguas Profundas	11,28	9,02	6,77								45,10
Cocinas Eléctricas											9,63
Ingreso de Carga Anual (Mw)	14,65	11,50	9,37	2,73	2,86	3,00	3,14	3,30	3,46	3,62	144,78
Demanda Anual Acumulada (Mw)	101,79	113,30	122,67	125,40	128,26	131,26	134,40	137,70	141,16	144,78	

Fuente: Autores

Elaboración: Autores

A continuación se muestra la demanda en MW de la zona, que fue calculada en el capítulo No.3:



Fuente: Autores

El valor de la tarifa de transmisión para este año 2014 será de 1.62 USD/KW-mes que proviene de la resolución 030/2014 del CONELEC en la que indica textualmente “La tarifa de Transmisión que deberá ser pagada por las Empresas eléctricas es de 1.62 USD/KW-mes”.

Conocida la Demanda de Potencia Eléctrica, se procede a analizar las tarifas de transmisión, durante la operación del proyecto, es decir del año 2016 (año No.1) hasta el año 2035 (año No. 20). En la tabla de tarifas de transmisión que se muestra a continuación, los valores del año 2011 al año 2014 (valores previos a la operación) fueron obtenidos de “El Informe del Análisis del Costo y Pliego Tarifario del Servicio Eléctrico” publicado por el CONELEC (ver anexo 4). Los valores de los años 2015 al 2022 fueron proyectados en base a la “Evolución de los costos del servicio eléctrico figura 6.18 del Resumen Ejecutivo del Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 del CONELEC (ver anexo 5). Para proyectar las tarifas del año 2023 al 2035, se consideró la inflación promedio, de noviembre 2012 a octubre 2014, con datos obtenidos del Banco Central del Ecuador (ver anexo 5).

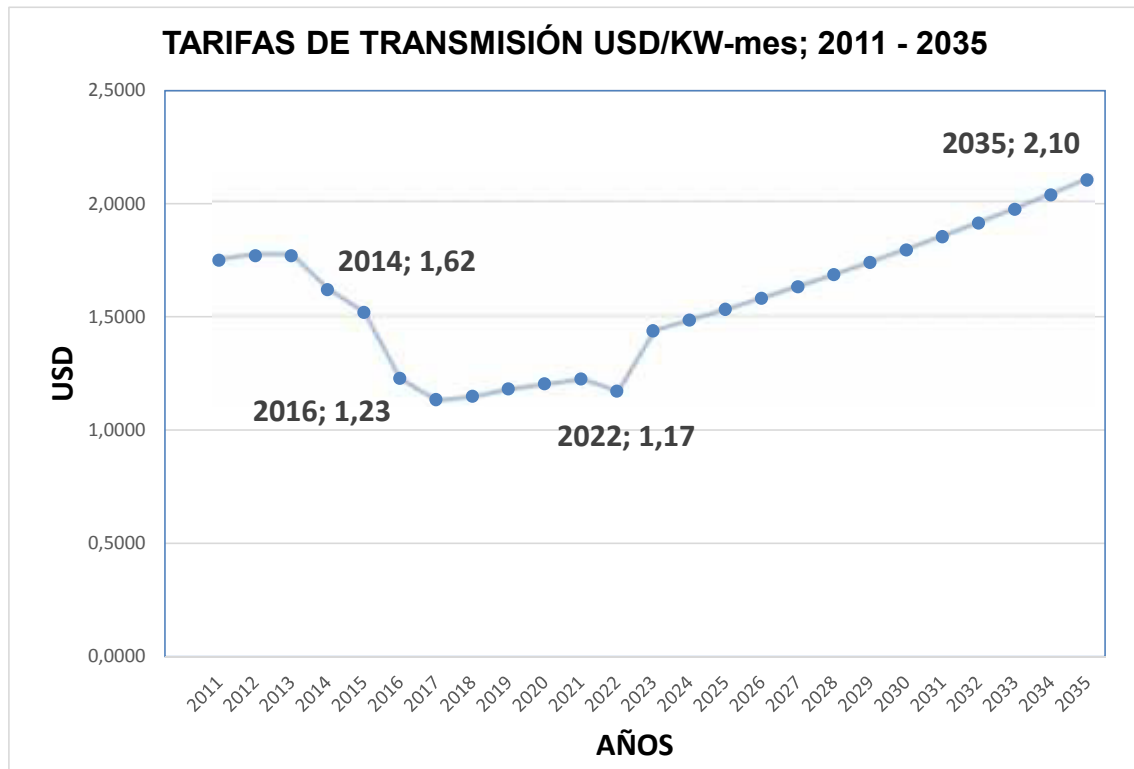
Tabla 10 Tarifas de Transmisión 2011 - 2035

Estado del proyecto	No.	Año	USD/ KW-mes
Etapa Inicial - Instalaciones actuales		2011	1,75
		2012	1,77
		2013	1,77
		2014	1,62
Inversión / Construcción	0	2015	1,52
Nuevas instalaciones operativas	1	2016	1,23
	2	2017	1,13
	3	2018	1,15
	4	2019	1,18
	5	2020	1,20
	6	2021	1,23
	7	2022	1,17
	8	2023	1,44
	9	2024	1,48
	10	2025	1,53
	11	2026	1,58
	12	2027	1,63
	13	2028	1,69
	14	2029	1,74
	15	2030	1,80
	16	2031	1,85
	17	2032	1,91
	18	2033	1,97
	19	2034	2,04
	20	2035	2,10

Fuente: Resoluciones CONELEC tarifas de transmisión (2011-2014), Pliego Tarifario del Servicio Eléctrico CONELEC (2015-2022), Inflación Banco Central del Ecuador (2023-2035).

Elaboración: Autores

Gráfico 44 Tarifas de Transmisión 2011-2035



Fuente: CONELEC y Autores.

A continuación el resumen de ingresos anuales del proyecto operativo:

Tabla 11 Ingreso de dólares del Proyecto

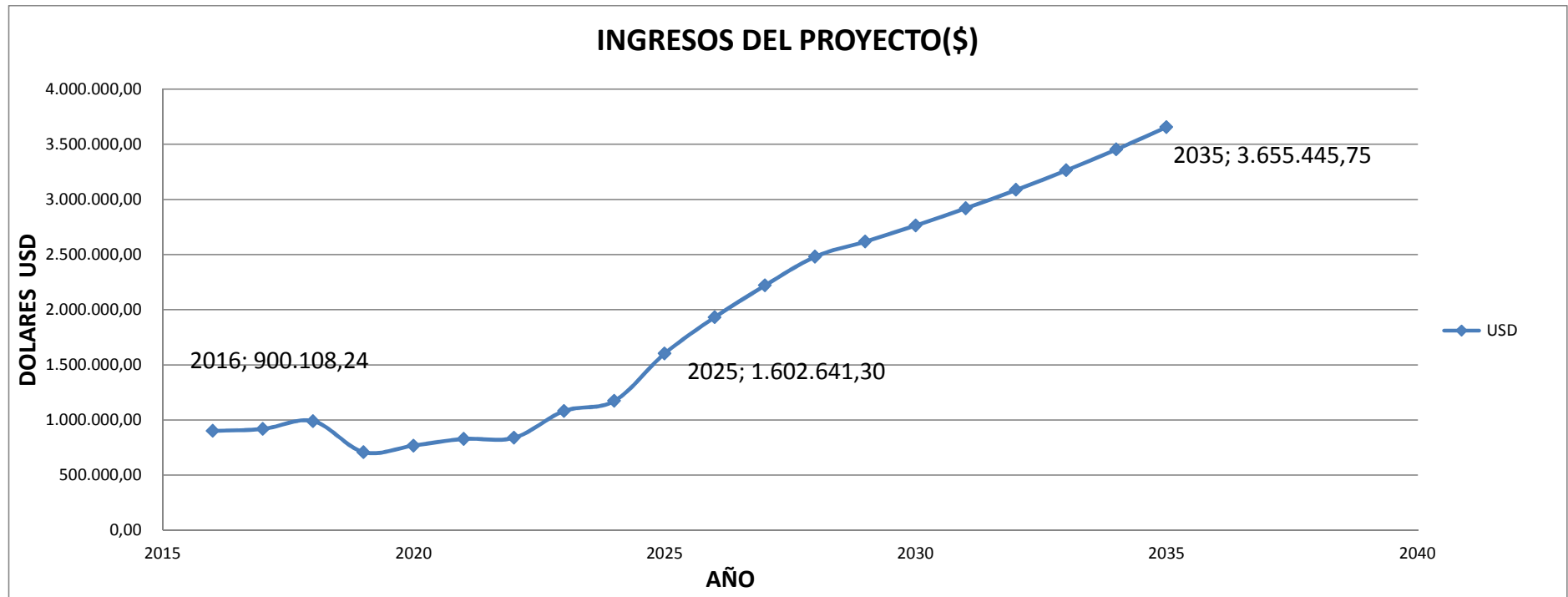
RESUMEN	INGRESOS PARA EL PROYECTO EN (\$)										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AÑO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Demanda (Mw - mes)	-	37,86	42,35	46,90	49,95	53,08	56,30	59,60	62,67	65,83	87,14
Demanda (Kw - mes)	-	37.863,84	42.346,73	46.904,48	49.951,71	53.081,20	56.296,93	59.603,07	62.667,97	65.832,23	87.141,64
Tarifa de Transmisión (USD/ KW - mes)	-	1,23	1,13	1,15	1,18	1,20	1,23	1,17	1,44	1,48	1,53
Ingresos Mensuales (USD)		46.473,63	48.021,19	53.904,84	59.025,29	63.937,24	68.990,90	69.861,81	90.146,90	97.747,53	133.553,44
Ingresos Anuales (USD) x 12 meses		557.683,59	576.254,32	646.858,06	708.303,47	767.246,91	827.890,75	838.341,69	1.081.762,77	1.172.970,37	1.602.641,30
Devolución CNEL Santa Elena		342.424,66	342.424,66	342.424,66							
Ingresos del Proyecto (\$)	0,00	900.108,24	918.678,98	989.282,71	708.303,47	767.246,91	827.890,75	838.341,69	1.081.762,77	1.172.970,37	1.602.641,30

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL (\$)
AÑO	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Demanda (Mw - mes)	101,79	113,30	122,67	125,40	128,26	131,26	134,40	137,70	141,16	144,78	
Demanda (Kw - mes)	101.794,86	113.299,39	122.668,78	125.398,57	128.260,20	131.260,05	134.404,79	137.701,42	141.157,28	144.780,06	
Tarifa de Transmisión (USD KW/mes)	1,58	1,63	1,69	1,74	1,80	1,85	1,91	1,97	2,04	2,10	
Ingresos Mensuales (USD)	161.033,89	185.004,00	206.751,99	218.157,58	230.320,05	243.295,74	257.145,42	271.934,66	287.734,23	304.620,48	
Ingresos Anuales (USD) x 12 meses	1.932.406,63	2.220.048,03	2.481.023,86	2.617.890,99	2.763.840,62	2.919.548,84	3.085.744,99	3.263.215,94	3.452.810,77	3.655.445,75	
Devolución CNEL Santa Elena											
Ingresos del Proyecto (\$)	1.932.406,63	2.220.048,03	2.481.023,86	2.617.890,99	2.763.840,62	2.919.548,84	3.085.744,99	3.263.215,94	3.452.810,77	3.655.445,75	38.199.203,62

Fuente: CONELEC y Autores

Elaboración: Autores

Gráfico 45 Ingreso de dólares del Proyecto



Fuente: CONELEC y Autores

Ingresos por venta de Activos

Para este proyecto los activos no se reemplazaran, es decir que en este análisis financiero no se tendrá ingresos por la venta de activos.

Calculo de valores de desecho.

Un beneficio que no constituye ingreso pero que debe estar incluido en el flujo de caja de cualquier proyecto es el valor de desecho de los activos remanentes al final del periodo de evaluación. El siguiente proyecto se evalúa a un horizonte de 20 años y se estima que el valor comercial de estos activos será el 40% de la inversión, debido a las grandes cantidades de cobre, hierro y acero galvanizado.

5.3. Flujo de Caja

El siguiente flujo de caja se construirá, con los ingresos calculados en la sección anterior, con el objetivo de medir la rentabilidad del proyecto. El horizonte para evaluar el flujo de caja será de 20 años considerando la vida útil real, y tendrá las siguientes etapas:



Para un análisis más consistente se consideraran cuatro (4) escenarios de flujo de caja:

Escenario no.1 - Proyecto completo y Demanda completa.

Escenario no.2 - Proyecto completo sin el Puerto.

Escenario no.3 - Proyecto mínimo y Demanda completa.

Escenario no.4 - Proyecto mínimo sin el Puerto.

Proyecto Completo:

- 1.- Ampliación de la subestación de 33 a 150MVA.
- 2.- Ampliación de capacitores de 12 a 24MVAR
- 3.- Construcción de la línea de 138kV de 72Km (Santa Elena-Playas), 260MVA.
- 4.- Construcción de la línea de 69KV de 10Km (S/E – Puerto), 72MVA

La Demanda Completa:

- 1.- Crecimiento de la demanda de Potencia.
- 2.- Proyectos Inmobiliarios.
- 3.- Puerto de aguas profundas.
- 4.- Cocinas eléctricas.

Proyecto Mínimo:

Sin la construcción de la línea de 138kV de 72Km (Santa Elena – Playas).

ESCENARIO No.1

Tabla 12 Escenario No.1.- Inversión Completa y Demanda Completa.

FLUJO DE CAJA - ESCENARIO No.1. - INVERSIÓN COMPLETA Y DEMANDA COMPLETA.											
No.	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AÑO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Inversión	-18.784.450,48										
Ingresos		900.108,24	918.678,98	989.282,71	708.303,47	767.246,91	827.890,75	838.341,69	1.081.762,77	1.172.970,37	1.602.641,30
Costos Directos		46.160,95	46.945,69	47.743,76	48.555,41	49.380,85	50.220,32	51.074,07	51.942,33	52.825,35	53.723,38
Costos Indirectos		70.260,00	71.454,42	72.669,15	73.904,52	75.160,90	76.438,63	77.738,09	79.059,64	80.403,65	81.770,51
Depreciación		-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51
UAI	-18.784.450,48	452.995,68	473.545,57	546.162,11	267.229,88	328.255,14	391.016,20	403.620,33	649.231,22	742.665,86	1.174.601,68
Imptos		-54.359,48	-56.825,47	-65.539,45	-32.067,59	-39.390,62	-46.921,94	-48.434,44	-77.907,75	-89.119,90	-140.952,20
UTILIDAD NETA	-18.784.450,48	398.636,20	416.720,10	480.622,65	235.162,30	288.864,52	344.094,25	355.185,89	571.323,48	653.545,95	1.033.649,48
Depreciación		563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51
Valor de desecho											
FLUJO DE CAJA	-18.784.450,48	962.169,71	980.253,61	1.044.156,17	798.695,81	852.398,04	907.627,77	918.719,40	1.134.856,99	1.217.079,47	1.597.182,99

No.	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
AÑO	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Inversión											-18.784.450,48
Ingresos	1.932.406,63	2.220.048,03	2.481.023,86	2.617.890,99	2.763.840,62	2.919.548,84	3.085.744,99	3.263.215,94	3.452.810,77	3.655.445,75	38.199.203,62
Costos Directos	54.636,68	55.565,50	56.510,11	57.470,78	58.447,79	59.441,40	60.451,90	61.479,59	62.524,74	63.587,66	1.088.688,25
Costos Indirectos	83.160,61	84.574,34	86.012,11	87.474,31	88.961,37	90.473,72	92.011,77	93.575,97	95.166,76	96.784,60	1.657.055,07
Depreciación	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-11.270.670,29
UAI	1.506.670,40	1.796.654,35	2.060.012,57	2.199.302,57	2.347.716,27	2.505.930,45	2.674.675,15	2.854.737,99	3.046.968,76	3.252.284,50	10.889.826,17
Imptos	-180.800,45	-215.598,52	-247.201,51	-263.916,31	-281.725,95	-300.711,65	-320.961,02	-342.568,56	-365.636,25	-390.274,14	-3.560.913,20
UTILIDAD NETA	1.325.869,95	1.581.055,83	1.812.811,06	1.935.386,26	2.065.990,31	2.205.218,79	2.353.714,13	2.512.169,43	2.681.332,51	2.862.010,36	7.328.912,97
Depreciación	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	11.270.670,29
Valor de desecho										7.513.780,19	
FLUJO DE CAJA	1.889.403,47	2.144.589,35	2.376.344,57	2.498.919,78	2.629.523,83	2.768.752,31	2.917.247,65	3.075.702,94	3.244.866,02	10.939.324,07	26.113.363,46

Fuente: Autores

Elaboración: Autores

ESCENARIO No.2

Tabla 13 Escenario No.2.- Inversión Completa y sin el Puerto

FLUJO DE CAJA - ESCENARIO No.2. - INVERSIÓN COMPLETA Y SIN EL PUERTO.											
No.	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AÑO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Inversión	-18.784.450,48										
Ingresos		900.108,24	918.678,98	989.282,71	708.303,47	767.246,91	827.890,75	838.341,69	1.081.762,77	1.172.970,37	1.270.845,05
Costos Directos		46.160,95	46.945,69	47.743,76	48.555,41	49.380,85	50.220,32	51.074,07	51.942,33	52.825,35	53.723,38
Costos Indirectos		70.260,00	71.454,42	72.669,15	73.904,52	75.160,90	76.438,63	77.738,09	79.059,64	80.403,65	81.770,51
Depreciación		-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51
UAI	-18.784.450,48	452.995,68	473.545,57	546.162,11	267.229,88	328.255,14	391.016,20	403.620,33	649.231,22	742.665,86	842.805,43
Imptos		-54.359,48	-56.825,47	-65.539,45	-32.067,59	-39.390,62	-46.921,94	-48.434,44	-77.907,75	-89.119,90	-101.136,65
UTILIDAD NETA	-18.784.450,48	398.636,20	416.720,10	480.622,65	235.162,30	288.864,52	344.094,25	355.185,89	571.323,48	653.545,95	741.668,78
Depreciación		563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51
Valor de desecho											
FLUJO DE CAJA	-18.784.450,48	962.169,71	980.253,61	1.044.156,17	798.695,81	852.398,04	907.627,77	918.719,40	1.134.856,99	1.217.079,47	1.305.202,29

No.	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
AÑO	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Inversión											-18.784.450,48
Ingresos	1.375.878,73	1.468.849,71	1.568.807,65	1.676.305,22	1.791.939,71	1.916.356,77	2.050.254,32	2.194.386,79	2.349.569,76	2.516.684,99	28.384.464,60
Costos Directos	54.636,68	55.565,50	56.510,11	57.470,78	58.447,79	59.441,40	60.451,90	61.479,59	62.524,74	63.587,66	1.088.688,25
Costos Indirectos	83.160,61	84.574,34	86.012,11	87.474,31	88.961,37	90.473,72	92.011,77	93.575,97	95.166,76	96.784,60	1.657.055,07
Depreciación	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-11.270.670,29
UAI	950.142,50	1.045.456,03	1.147.796,36	1.257.716,80	1.375.815,36	1.502.738,38	1.639.184,48	1.785.908,83	1.943.727,75	2.113.523,73	1.075.087,15
Imptos	-114.017,10	-125.454,72	-137.735,56	-150.926,02	-165.097,84	-180.328,61	-196.702,14	-214.309,06	-233.247,33	-253.622,85	-2.383.144,52
UTILIDAD NETA	836.125,40	920.001,31	1.010.060,80	1.106.790,78	1.210.717,51	1.322.409,77	1.442.482,34	1.571.599,77	1.710.480,42	1.859.900,88	-1.308.057,37
Depreciación	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	11.270.670,29
Valor de desecho										7.513.780,19	
FLUJO DE CAJA	1.399.658,92	1.483.534,82	1.573.594,31	1.670.324,30	1.774.251,03	1.885.943,29	2.006.015,86	2.135.133,28	2.274.013,94	9.937.214,59	17.476.393,12

Fuente: Autores

Elaboración: Autores

ESCENARIO No.3

Tabla 14 Escenario No.3.- Inversión Mínima y Demanda Completa

FLUJO DE CAJA - ESCENARIO No.3. - INVERSIÓN MÍNIMA Y DEMANDA COMPLETA											
No.	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AÑO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Inversión	-10.582.636,18										
Ingresos		900.108,24	918.678,98	989.282,71	708.303,47	767.246,91	827.890,75	838.341,69	1.081.762,77	1.172.970,37	1.602.641,30
Costos Directos		43.160,95	43.894,69	44.640,90	45.399,79	46.171,59	46.956,50	47.754,77	48.566,60	49.392,23	50.231,90
Costos Indirectos		53.620,00	54.531,54	55.458,58	56.401,37	57.360,20	58.335,32	59.327,02	60.335,58	61.361,28	62.404,43
Depreciación		-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51
UAI	-10.582.636,18	433.355,68	453.571,69	525.848,67	246.571,12	307.245,18	369.649,06	381.889,96	627.131,43	720.190,37	1.151.744,11
Imptos		-52.002,68	-54.428,60	-63.101,84	-29.588,53	-36.869,42	-44.357,89	-45.826,79	-75.255,77	-86.422,84	-138.209,29
UTILIDAD NETA	-10.582.636,18	381.353,00	399.143,09	462.746,83	216.982,58	270.375,76	325.291,18	336.063,16	551.875,66	633.767,53	1.013.534,82
Depreciación		563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51
Valor de desecho											
FLUJO DE CAJA	-10.582.636,18	944.886,51	962.676,60	1.026.280,34	780.516,10	833.909,27	888.824,69	899.596,68	1.115.409,18	1.197.301,04	1.577.068,33

No.	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
AÑO	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Inversión											-10.582.636,18
Ingresos	1.932.406,63	2.220.048,03	2.481.023,86	2.617.890,99	2.763.840,62	2.919.548,84	3.085.744,99	3.263.215,94	3.452.810,77	3.655.445,75	38.199.203,62
Costos Directos	51.085,84	51.954,30	52.837,52	53.735,76	54.649,27	55.578,30	56.523,14	57.484,03	58.461,26	59.455,10	1.017.934,40
Costos Indirectos	63.465,30	64.544,21	65.641,46	66.757,37	67.892,24	69.046,41	70.220,20	71.413,94	72.627,98	73.862,66	1.264.607,08
Depreciación	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-11.270.670,29
UAI	1.483.424,25	1.773.013,02	2.035.969,33	2.174.850,60	2.322.848,61	2.480.640,04	2.648.954,81	2.828.580,40	3.020.366,49	3.225.229,99	18.628.438,63
Imptos	-178.010,91	-212.761,56	-244.316,32	-260.982,07	-278.741,83	-297.676,80	-317.874,58	-339.429,65	-362.443,98	-387.027,60	-3.505.328,98
UTILIDAD NETA	1.305.413,34	1.560.251,46	1.791.653,01	1.913.868,53	2.044.106,78	2.182.963,24	2.331.080,23	2.489.150,75	2.657.922,51	2.838.202,39	15.123.109,65
Depreciación	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	11.270.670,29
Valor de desecho										4.233.054,47	
FLUJO DE CAJA	1.868.946,86	2.123.784,97	2.355.186,53	2.477.402,04	2.607.640,29	2.746.496,75	2.894.613,75	3.052.684,27	3.221.456,03	7.634.790,38	30.626.834,42

Fuente: Autores

Elaboración: Autores

ESCENARIO No.4

Tabla 15 Escenario No.4.- Inversión Mínima y sin el Puerto

FLUJO DE CAJA - ESCENARIO No.4. - INVERSIÓN MÍNIMA Y SIN EL PUERTO											
No.	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AÑO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Inversión	-10.582.636,18										
Ingresos		900.108,24	918.678,98	989.282,71	708.303,47	767.246,91	827.890,75	838.341,69	1.081.762,77	1.172.970,37	1.270.845,05
Costos Directos		43.160,95	43.894,69	44.640,90	45.399,79	46.171,59	46.956,50	47.754,77	48.566,60	49.392,23	50.231,90
Costos Indirectos		53.620,00	54.531,54	55.458,58	56.401,37	57.360,20	58.335,32	59.327,02	60.335,58	61.361,28	62.404,43
Depreciación		-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51
UAI	-10.582.636,18	433.355,68	453.571,69	525.848,67	246.571,12	307.245,18	369.649,06	381.889,96	627.131,43	720.190,37	819.947,86
Imptos		-52.002,68	-54.428,60	-63.101,84	-29.588,53	-36.869,42	-44.357,89	-45.826,79	-75.255,77	-86.422,84	-98.393,74
UTILIDAD NETA	-10.582.636,18	381.353,00	399.143,09	462.746,83	216.982,58	270.375,76	325.291,18	336.063,16	551.875,66	633.767,53	721.554,12
Depreciación		563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51
Valor de desecho											
FLUJO DE CAJA	-10.582.636,18	944.886,51	962.676,60	1.026.280,34	780.516,10	833.909,27	888.824,69	899.596,68	1.115.409,18	1.197.301,04	1.285.087,63

No.	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
AÑO	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Inversión											-10.582.636,18
Ingresos	1.375.878,73	1.468.849,71	1.568.807,65	1.676.305,22	1.791.939,71	1.916.356,77	2.050.254,32	2.194.386,79	2.349.569,76	2.516.684,99	28.384.464,60
Costos Directos	51.085,84	51.954,30	52.837,52	53.735,76	54.649,27	55.578,30	56.523,14	57.484,03	58.461,26	59.455,10	1.017.934,40
Costos Indirectos	63.465,30	64.544,21	65.641,46	66.757,37	67.892,24	69.046,41	70.220,20	71.413,94	72.627,98	73.862,66	1.264.607,08
Depreciación	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-563.533,51	-11.270.670,29
UAI	926.896,36	1.021.814,70	1.123.753,12	1.233.264,83	1.350.947,70	1.477.447,97	1.613.464,14	1.759.751,24	1.917.125,49	2.086.469,23	8.813.699,61
Imptos	-111.227,56	-122.617,76	-134.850,37	-147.991,78	-162.113,72	-177.293,76	-193.615,70	-211.170,15	-230.055,06	-250.376,31	-2.327.560,29
UTILIDAD NETA	815.668,79	899.196,94	988.902,75	1.085.273,05	1.188.833,98	1.300.154,22	1.419.848,44	1.548.581,09	1.687.070,43	1.836.092,92	6.486.139,31
Depreciación	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	563.533,51	11.270.670,29
Valor de desecho										4.233.054,47	
FLUJO DE CAJA	1.379.202,31	1.462.730,45	1.552.436,26	1.648.806,56	1.752.367,49	1.863.687,73	1.983.381,96	2.112.114,61	2.250.603,94	6.632.680,90	21.989.864,07

Fuente: Autores

Elaboración: Autores

5.4. Cálculo y análisis de la Rentabilidad.

De acuerdo a nuestra fuente “Proyectos Privados y Proyectos Públicos” de la autora Gonzáles, Marvic; existen 3 tipos de proyectos:

1. Proyectos de Inversión Privada
2. Proyectos de Inversión Pública
3. Proyectos de inversión social

Nuestro proyecto por pertenecer a los sectores estratégicos del Ecuador (Petróleo, Telecomunicaciones y Electricidad), es catalogado como Proyecto de inversión pública, en la que se obtienen logros económicos y sociales, ver catálogo de Inversiones para proyectos estratégicos 2014-2017 del Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, lámina 8 (ANEXO 17).

En la página 18, literal A de nuestra fuente, dice textualmente *“Si el proyecto público que queremos evaluar contiene ingresos monetarios u observables de manera directa, entonces la evaluación sigue el criterio financiero, es decir estimando el VAN económico”* y dado que nuestro proyecto tiene ingresos por la resolución del CONELEC No. 030/14; que establece en el punto 5 textualmente: *“Aprobar la tarifa de transmisión, que deberá ser pagada por cada distribuidor por el valor de 1,62USD/KW-mes, de demanda máxima”*. Es decir nuestro proyecto ineludiblemente tendrá ingresos de acuerdo al Regulador del Sector Eléctrico **CONELEC**.

El sector eléctrico en el Ecuador está compuesto por tres entes: 1) Generación, 2) Transmisión y 3) Distribución, nuestro proyecto está enmarcado en la Transmisión, mientras que las empresas distribuidoras son las que recaudan el dinero a través de planillas. El **CENACE** es el administrador del sector Eléctrico, es el que realiza las liquidaciones mensuales entre los tres entes; y es aquí donde obtenemos nuestros ingresos por la demanda máxima de potencia que podamos transmitir para nuestros clientes.

Por tal motivo se ha calculado un VAN económico, y aunque se pudiera también calcular el VAN Social, los autores hemos decidido seguir la indicaciones de nuestra fuente.

Para determinar la rentabilidad económica de este proyecto se analizará los cuatros (4) escenarios elaborados en el punto anterior, que nos permitirá conocer la rentabilidad y la recuperación de la inversión. Los métodos que se aplicarán son el valor actual neto y la tasa interna de retorno.

El Valor Actual Neto (VAN)

Mide el excedente resultante después de obtener la rentabilidad deseada o exigida, después de recuperar toda la inversión. Se considera una tasa de descuento de mercado del 12%.

Mediante entrevista realizada al Ing. Jaime Ochoa del departamento de Planeación de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, nos sugirió que normalmente la tasa que usa el SENPLADES para proyectos de Inversión Pública es el 12%. Los autores resuelven elegir la tasa del 12%.

A continuación se presenta el resultado del VAN para los cuatro escenarios:

Escenario No.1

TASA DESC.	12,00%
VAN	-7.705.310,85

Escenario No.2

TASA DESC.	12,00%
VAN	-9.235.199,01

Escenario No.3

TASA DESC.	12,00%
VAN	12.972,62

Escenario No.4

TASA DESC.	12,00%
VAN	-1.516.915,55

La Tasa Interna de Retorno (TIR)

Este será el segundo criterio de evaluación y medirá la rentabilidad como porcentaje. A continuación se presenta el resultado de la TIR para los cuatro escenarios:

Escenario No.1

TIR	6,81%
-----	-------

Escenario No.2

TIR	5,17%
-----	-------

Escenario No.3

TIR	12,01%
-----	--------

Escenario No.4

TIR	10,17%
-----	--------

Se observa los siguientes resultados:

Tabla 16 Resumen de Resultados para la VAN y TIR.

Escenario No.1

La rentabilidad es inferior a la exigida, después de recuperar toda la inversión.	VAN<0; TIR>0
---	--------------

Escenario No.2

La rentabilidad es inferior a la exigida, después de recuperar toda la inversión.	VAN<0; TIR>0
---	--------------

Escenario No.3

La rentabilidad es superior a la exigida, después de recuperar toda la inversión.	VAN>0; TIR>0
---	--------------

Escenario No.4

La rentabilidad es inferior a la exigida, después de recuperar toda la inversión.	VAN<0; TIR>0
---	--------------

Fuente: Autores

Elaboración: Autores

5.5. Conclusiones y Recomendaciones.

- El mejor escenario económico para este proyecto es el No.3 “Proyecto Mínimo con la Demanda Completa”, se tiene un VAN Positivo de USD 12.972,62 con una TIR de 12.01%, es el único caso que supera la rentabilidad exigida del (12%), y por ende se recupera toda la inversión.

- El segundo mejor escenario económico es el No.4 “Proyecto mínimo Sin el Puerto de Aguas Profundas”, tiene un VAN negativo USD -1.516.915,55 con una TIR de 10,17%, no alcanza la rentabilidad exigida (12%), pero se recupera la inversión.
- El tercer mejor escenario económico es el No.1 “Proyecto completo y Demanda completa”, tiene un VAN negativo USD -7.705.310,85 con una TIR de 6,81%, no supera la rentabilidad exigida (12%), pero se recupera la inversión.
- El escenario más crítico económicamente es el No.2 “Proyecto completo sin el Puerto de Aguas Profundas”, tiene un VAN negativo USD -9.235.199,01 con una TIR de 5,17%, no supera la rentabilidad exigida (12%), pero se recupera la inversión.
- La TIR es mayor a cero en todos los casos, y en todos los escenarios se recupera la inversión. La mejor opción económica es la Inversión mínima con la demanda completa.
- Aunque el escenario No.3 es el mejor económicamente, se recomienda realizar el proyecto completo por su confiabilidad técnica, ya que con esta opción se garantiza el suministro eléctrico el 100% del tiempo. Los costos por los cortes de energía eléctrica en la zona a año horizonte podrían ser más caros de lo que cuesta la línea de transmisión de 138kV: \$8.201.814,304.
- El horizonte para evaluar el flujo de caja es de 20 años considerando la vida útil real del proyecto.
- No se considerarán nuevas inversiones durante la operación del proyecto, es decir no se reemplazarán activos.

6. ANÁLISIS SOCIOECONOMICO

6.1. Zona de influencia

Se presenta un análisis socioeconómico para el nuevo proyecto de abastecimiento eléctrico.

En el capítulo No. 4 se analizó la ubicación del proyecto, concluyendo que la Subestación y Capacitores debe ser construida en los mismos terrenos de las instalaciones existentes, ubicada en el km 6 vía al Morro. Las líneas de transmisión influenciarán como indica el gráfico abajo.

Las zonas aledañas al proyecto son: el cantón Villamil Playas y las parroquias El Morro, Data y Posorja que pertenecen al cantón Guayaquil.

Gráfico 46 Zona de influencia del proyecto



Fuente: CELEC EP Transelectric y Autores.

6.2. Variables socioeconómicas

6.2.1. Población proyectada

Tabla 17 Población Proyectada

Población proyectada						
Localidad	Población CENSO 2001	Población CENSO 2010	% de crecimiento	Proyección población 2020	Proyección población 2030	Proyección población 2035
Cantón Villamil Playas	30.045	41.935	4,40%	43.779	45.704	46.709
Parroquia Posorja	18.447	24.136	3,43%	24.963	25.818	26.261
Parroquia El Morro	4.824	5.000	3,52%	5.176	5.358	5.452

Fuente: INEC e Investigación de Mercado Anexo 3.

Elaboración: Autores

Según el último censo realizado por el INEC, el sector más poblado es el cantón Villamil Playas donde se construirán los megaproyectos.

Por motivo de información exacta vamos a continuar nuestro análisis enfocando al cantón de Villamil Playas.

6.2.2. Población proyectada por género

Tabla 18 Población Masculina y Femenina

Población proyectada						
Localidad	Población CENSO 2001	Población CENSO 2010	% de crecimiento	Proyección población 2020	Proyección población 2030	Proyección población 2035
Población femenina	14.903	20.693	4,32%	21.587	22.519	23.006
Población masculina	15.142	21.424	4,61%	22.412	23.445	23.985

Fuente: INEC e Investigación de Mercado Anexo 3.

Elaboración: Autores

Según el último censo en el 2010 la población masculina supera la femenina en un 3.5%.

6.2.3. Educación

El cantón Villamil Playas cuenta con un 5.9% de analfabetismo, personas mayores a los 15 años según datos del INEC y el promedio de escolaridad es de 10 años.

Mediana de ingreso del hogar

Como se analizó en el capítulo 3, la media de ingresos del cantón Playas es de 800USD.

Las principales ocupaciones en el cantón Playas son:

Tabla 19 Actividades principales en el cantón Playas

Actividades principales en el canto Playas					
Artesanal	Comercio	Hospedaje	Pesca	Servicio de comida	Otros
8,92%	10,24%	18,11%	32,28%	17,59%	12,86%

Fuente: Investigación de Mercado Anexo 3.

Elaboración: Autores

En su mayoría el hombre es el sostén de la familia.

Según datos del INEC el 23% de las personas ocupadas tienen un seguro general y un 6.3% tienen seguro privado.

6.2.4. Viviendas

El cantón Playas es un sector turístico, donde bastantes viviendas permanecen la mayoría del año sin habitar, son casas vacacionales o establecimientos de hospedaje.

Tabla 20 Total viviendas en la zona

Total Viviendas		
Particulares y colectivas	Particulares	Particulares con personas presentes
15.718	15.695	10.508

Fuente: INEC

Elaboración: Autores

Aproximadamente el 30% de las viviendas censada en el 2010 por el INEC estaban sin personas.

6.3. Impacto Económico del Proyecto Propuesto

Como en todo proyecto va a haber un impacto a la población, este será un impacto mayormente positivo. El análisis lo hemos dividido en 2 etapas, Impactos económicos de la construcción e impactos económicos de la operación.

6.3.1. Impactos económicos de la construcción

La construcción esta propuesta terminarla en 365 días, según el estudio técnico, para lo cual se va a necesitar mano de obra y tiene que ser de los alrededores del proyecto.

La subestación actual se encuentra en el km 6 vía al Morro, se recomienda contratar a personas del sector de la siguiente manera:

Tabla 21 Contratación mano de obra

Contratación mano de obra				
Localidad	Maestro Eléctrico	Maestro albañil	Oficiales	Operadores de maquinaria pesada
Cantón Villamil Playas	1	1	2	3
Parroquia Posorja			5	1
Parroquia El Morro			5	0

Fuente: CELEC EP Transelectric.

Elaboración: Autores

El equipo caminero para mejora del terreno debe ser contratado en el cantón Playas o en Posorja, generando así ingresos a los habitantes del sector.

Vías de Servidumbre

Las vías de servidumbre serán negociadas con los dueños de las propiedades, y se contratara mano de obra de sitio para la construcción de las cimentaciones de las torres de la línea de transmisión, adicional se contratara personal de los recintos para cuidar la maquinaria y equipos.

6.3.2. Impactos económicos de la operación

Al ya encontrarse operando la nueva subestación los beneficios será para todas las poblaciones, en el cantón Villamil Playas y parroquias el Morro y Posorja.

En los meses de más consumo como son los meses desde diciembre – abril pueden asegurar una tranquilidad a los visitantes de tener siempre energía eléctrica.

Con la garantía y seguridad de abastecer el puerto de aguas profundas, muchas otras empresas empezaran a migrar a esta zona generando así más plazas de trabajo para los habitantes, las construcciones aumentarán a los alrededores del puerto y los moradores del sector serán los indicados para estas labores.

6.4. Conclusiones y Recomendaciones

- Al menos el 20% del personal para la construcción del proyecto será contratado de las zonas de influencia, según recomendaciones del Jefe de Construcciones de la zona sur Ing. Bladimir Franco.
- Con este proyecto se van a ver beneficiadas hasta el 2035 más de 75.000 personas alineándose al plan del estado, El Plan del Buen Vivir.
- Aumento de la productividad del turismo, pesca, agricultura y acuicultura.
- Aumentarán los Beneficios para la población como Salud, Bienestar y Seguridad.

7. ANÁLISIS DE RIESGOS

7.1. Identificación de riesgos

En este capítulo analizaremos los riesgos que puede tener este proyecto, estos riesgos pueden ser positivos o negativos. El método que se utilizó para el análisis de riesgos fue lluvia de ideas entre los autores y un experto, el Ing. Bladimir Franco Jefe de construcciones Zona Sur de CELEC EP.

En la identificación de riesgos positivos y negativos se evaluó la probabilidad e importancia del mismo.

Tabla 22 Riesgos positivos

						Probabilidad de ocurrencia	Importancia al proyecto	Índice de Riesgo
Riesgos		Descripción del Riesgo	Resultado del riesgo	Detonador	Responsable	(L/ M / H) (1 / 3 / 5)	(L/ M / H) (1 / 3 / 5)	Probabilidad * Importancia
R01	Aumento de precio de la tarifa de transmisión de energía eléctrica (kW-mes) al 5 % desde el 2023 al 2035.	Aumento de la tarifa de transmisión en un 5% por parte del CONELEC	Los ingresos del proyecto en este caso aumenta en un 9%.	Anuncio por resoluciones anuales del CONELEC	Estado ecuatoriano	3	5	15
R02	Aumento del número de proyectos en el sector de Engabado	Construcción de nuevos planes habitacionales	Aumento en la demanda energética en el sector de Playas - Engabado	Permisos municipales de construcción	Inmobiliaria privada	3	5	15
R03	Reubicación de oficinas de navieras para estar más cerca del nuevo puerto	Construcción de edificios de oficinas cerca del nuevo puerto	Aumento en la demanda energética en el sector de aledaño al puerto de aguas profundas	Permisos municipales de construcción	Navieras privadas	3	5	15
R04	Aumento del número de proyectos en el sector vía Posorja	Construcción de nuevos planes habitacionales	Aumento en la demanda energética en el sector de Playas - vía Data - Posorja	Permisos municipales de construcción	Inmobiliaria privada	3	5	15
R05	No inversión de la línea de transmisión de 138kV	Aprobación del proyecto sin la línea.	Aumento de rentabilidad.	Situación financiera para proyectos del Estado.	Estado ecuatoriano	3	5	15

Fuente: CONELEC y CELEC EP Transelectric

Elaboración: Autores

Los cuatro riesgos positivos tienen alta importancia en el proyecto y una gran probabilidad de ocurrencia, lo que beneficia al proyecto para su rentabilidad con más ingresos.

Se identificaron 12 riesgos negativos de los cuales, 5 tienen un índice superior a 9 lo que nos da la alerta por donde podemos actuar.

Tabla 23 Riesgos negativos

Tabla 23 Riesgos negativos						Probabilidad de ocurrencia	Importancia al proyecto	Índice de Riesgo
Riesgos		Descripción del Riesgo	Resultado del riesgo	Detonador	Responsable	(L/ M / H) (1 / 3 / 5)	(L/ M / H) (1 / 3 / 5)	Probabilidad * Importancia
R06	No inversión de la línea de transmisión de 138kV	Aprobación del proyecto sin la línea.	Perdida de confiabilidad para el sistema de transmisión de energía.	Situación financiera para proyectos del Estado.	Estado ecuatoriano	3	5	15
R07	Tarifa de transmisión constante (Kw-mes) desde el 2023 al 2035.	Mantenimiento de la tarifa de transmisión constante por parte del CONELEC desde el 2023	Los ingresos del proyecto en este caso disminuyen en un 9%	Anuncio por resoluciones anuales del CONELEC	Estado ecuatoriano	1	3	3
R08	Cancelación total de la construcción del Puerto.	Anuncio de parte del estado la cancelación de la construcción del puerto de aguas profundas.	No habría ingresos por parte del puerto.	Situación financiera para proyectos del estado	Estado ecuatoriano	3	5	15
R09	Cancelación de construcción de proyecto Karibao	No construir el proyecto inmobiliario por parte del GRUPO NOBIS	los ingresos por el consumo de Karibao disminuyen en un 8.3% de los ingresos	Postergación de arranque de obra	Grupo Nobis	1	5	5
R10	Cancelación de inversión de Salcedo Internacional	No construir el proyecto inmobiliario por parte del grupo SALCEDO INTERNACIONAL	los ingresos por el consumo de proyecto inversión de Salcedo Internacional disminuyen en un 1.1% de los ingresos	Postergación de arranque de obra	Salcedo Internacional	5	1	5
R11	El estado ecuatoriano cambie de opinión y continúe subsidiando el gas	La demanda de energía eléctrica por el cambio de la matriz energética baja a 0%	Los ingresos disminuirán en un 10.2%	Anuncio de parte del estado ecuatoriano del continuo subsidio del gas	Estado ecuatoriano	1	5	5
R12	Que el estado no tenga fondos para la ejecución del proyecto al	Que el estado no tenga dinero necesario para la ejecución	El proyecto se paraliza de forma inmediata	El pago debe ser al menos 30 días antes de comenzar el proyecto	Director del Proyecto	1	5	5

	inicio	del proyecto						
R13	Desabastecimiento de cocinas eléctricas de inducción	Restricción para la compra de cocinas de inducción	La demanda de energía eléctrica disminuirá de no estar al alcance de todos, las cocinas de inducción	Denuncias mediante los organismos reguladores por parte de los afectados	Ministerio de Industria	1	5	5
R14	Disponibilidad de los equipos para la infraestructura eléctrica	Equipos necesarios para el abastecimiento de energía eléctrica de la zona	El funcionamiento de la subestación se retrasará y no se iniciará lo planeado, afectando los ingresos	Atraso de 60 días en importación de equipos desde el inicio de la construcción	Director del Proyecto	3	5	15
R15	Daños colaterales por efectos de la construcción y operación del proyecto	Daños a los moradores del sector por ejecutar el proyecto	Moradores no permiten trabajar en la zona, provocando atrasos en la obra civil	Denuncias mediante los organismos reguladores por parte de los afectados	Administrador del contrato	1	3	3
R16	El contratista se retrasa con la construcción del proyecto	Instalaciones necesarias para la instalación de los equipos	El funcionamiento de la subestación se retrasará y no se iniciará como planeado afectando los ingresos	Atraso de 60 días en la construcción civil	Director del Proyecto	3	5	15
R17	Oposición ante el uso de cocinas eléctricas de inducción en los 2 primeros años	Rechazo de parte de la población el uso de la cocinas de inducción	La demanda de energía eléctrica disminuirá por la resistencia al uso de las cocinas eléctricas de inducción	Denuncias mediante los organismos reguladores por parte de los afectados	Ministerio de Electricidad	3	5	15
R18	Atraso en instalación de acometidas de 220V para poder suministrar energía a las cocinas	Atraso en instalación de acometidas eléctricas de 220V en la zona de estudio	Instalaciones necesarias para el uso de cocinas de inducción	Atraso de 120 días en las instalaciones de acometidas en la zona	CNEL	3	5	15
R19	Desabastecimiento de ollas ferro magnéticas para el uso en las nuevas cocinas	Al no tener ollas no podrán utilizar las cocinas de inducción	La demanda de energía eléctrica disminuirá de no estar al alcance de todas las cocinas de inducción	Denuncias mediante los organismos reguladores por parte de los afectados	Ministerio de Industria	1	5	5

Fuente: CONELEC y CELEC EP Transelectric
Elaboración: Autores

7.2. Análisis cuantitativo de riesgos

Para este análisis se tomó en cuenta el costo que afectaría al proyecto directamente de ocurrir cualquiera de los riesgos negativos.

Tabla 24 Análisis cuantitativo de riesgos.

Riesgo Positivo		Costo del Riesgo
R01	Aumento de precio de la tarifa de transmisión de energía eléctrica (kW-mes) al 5 % desde el 2023 al 2035.	\$ 4.918.469,54
R02	Aumento del número de proyectos en el sector de Engabado	\$ -
R03	Reubicación de oficinas de navieras para estar más cerca del nuevo puerto	\$ -
R04	Aumento del número de proyectos en el sector vía Posorja	\$ -
R05	No inversión de la línea de transmisión de 138kV	\$ 8.201.814,30

Riesgo Negativo		Costo del Riesgo
R06	No inversión de la línea de transmisión de 138kV	\$ -
R07	Tarifa de transmisión constante (Kw-mes) desde el 2023 al 2035.	\$ (11.202.329,32)
R08	Cancelación total de la construcción del Puerto.	\$ (9.814.739,03)
R09	Cancelación de construcción de proyecto Karibao	\$ (2.950.139,13)
R10	Cancelación de inversión de Salcedo Internacional	\$ (415.529,54)
R11	El estado ecuatoriano cambie de opinión y continúe subsidiando el gas	\$ -
R12	Que el estado no tenga fondos para la ejecución del proyecto al inicio	\$ -
R13	Desabastecimiento de cocinas eléctricas de inducción	\$ (3.505.682,00)
R14	Disponibilidad de los equipos para la infraestructura eléctrica	\$ -
R15	Daños colaterales por efectos de la construcción y operación del proyecto	
R16	El contratista se retrasa con la construcción del proyecto	\$ -
R17	Oposición ante el uso de cocinas eléctricas de inducción en los 2 primeros años	

R18	Atraso en instalación de acometidas de 220V para poder suministrar energía a las cocinas	\$ -
R19	Desabastecimiento de ollas ferro magnéticas para el uso en las nuevas cocinas	

Fuente: CONELEC y CELEC EP Transelectric

Elaboración: Autores

7.3. Plan de respuesta al riesgo

Dentro de los 12 riesgos negativos, 5 de ellos son de gran impacto para el proyecto. De los 5 riesgos, 4 pueden ser mitigados.

Tabla 25 Plan de respuesta al Riesgo

		Probabilidad de ocurrencia	Importancia al proyecto	Índice de Riesgo				
Riesgos		(L / M / H) (1 / 3 / 5)	(L / M / H) (1 / 3 / 5)	Probabilidad * Importancia	Actividades de mitigación	Plan de contingencia (acción)	respuesta	Responsable
R06	No inversión de la línea de transmisión de 138kV	3	5	15			aceptar	Estado ecuatoriano
R08	Cancelación total de la construcción del Puerto.	3	5	15			aceptar	Estado ecuatoriano
R14	Disponibilidad de los equipos para la infraestructura eléctrica	3	5	15	Establecer contratos con penalidades de retraso de entrega a los proveedores	Ejecución de garantías del contrato	mitigar	Director del Proyecto
R16	El contratista se retrasa con la construcción del proyecto	3	5	15	Establecer contratos con penalidades de retraso de entrega del proyecto para el constructor.	Ejecución de garantías del contrato	mitigar	Director del Proyecto
R17	Oposición ante el uso de cocinas eléctricas de inducción en los 2 primeros años	3	5	15	Promover en conjunto con la CNEL y CONELEC charlas de los beneficios del uso de las cocinas de inducción	Realizar charlas de capacitación en Playas, Posorja invitando a todas las comunidades aledañas para que conozcan los beneficios del uso de las cocinas de inducción	mitigar	Ministerio de Electricidad

R18	Atraso en instalación de acometidas de 220V para poder suministrar energía a las cocinas	3	5	15	Establecer contratos con penalidades de retraso de entrega a los contratistas.	Ejecución de garantías del contrato	mitigar	CNEL
R09	Cancelación de construcción de proyecto Karibao	1	5	5			aceptar	Grupo Nobis
R10	Cancelación de inversión de Salcedo Internacional	5	1	5			aceptar	Salcedo Internacional
R11	El estado ecuatoriano cambie de opinión y continúe subsidiando el gas	1	5	5			aceptar	Estado ecuatoriano
R12	Que el estado no tenga fondos para la ejecución del proyecto al inicio	1	5	5	establecer actividades semanales para asegurar el dinero entregado y evitar el retraso de los pagos	Buscar Financiamiento externo	mitigar	Director del Proyecto
R13	Desabastecimiento de cocinas eléctricas de inducción	1	5	5	Establecer contratos con penalidades de retraso de entrega a los proveedores	Ejecución de garantías del contrato	mitigar	Ministerio de Industria
R19	Desabastecimiento de ollas ferro magnéticas para el uso en las nuevas cocinas	1	5	5	Establecer contratos con penalidades de retraso de entrega a los contratistas.	Ejecución de garantías del contrato	mitigar	Ministerio de Industria
R07	Tarifa de transmisión constante (Kw-mes) desde el 2023 al 2035.	1	3	3			aceptar	Estado ecuatoriano
R15	Daños colaterales por efectos de la construcción y operación del proyecto	1	3	3	Negociaciones previas y constante comunicación del avance del proyecto con los moradores. Vincular personal de la zona en el proyecto.	Conversar con los afectados y contratista para vincular a moradores de la zona en el proyecto.	mitigar	Administrador del contrato

Fuente: CONELEC y CELEC EP Transelectric

Elaboración: Autores

7.4. Conclusiones y recomendaciones

- El riesgo más grande es que la Tarifa de transmisión (Kw-mes) desde el 2023 al 2035 permanezca constante, afectando en los ingresos con once millones doscientos dos mil trescientos veinte y nueve 32/100 dólares americanos. (11.202.329,32).
- La probabilidad de ocurrencia de la cancelación de la construcción del Puerto de Aguas Profundas es controlada por el estado ecuatoriano.
- Aunque la cancelación del proyecto inmobiliario de parte de Salcedo Internacional tiene alta probabilidad no perjudica mucho en los ingresos del proyecto.
- Cuatro de los cinco riesgos más probables y que afectan directamente al proyecto pueden ser mitigados.

8. CONDICIONES DEL PROYECTO

8.1. Plazo de ejecución

El plazo que se le ha otorgado a la contratista en este tipo de proyectos eléctricos, ha sido de 9 a 15 meses y dado que técnicamente para el año 2016 debería ingresar el proyecto para satisfacer el crecimiento de demanda, los Autores han establecido que el año 2015 sea la construcción de este proyecto, por lo tanto, El plazo máximo para la ejecución de las obras contratadas es de trescientos sesenta (360) días calendario, contado a partir de la fecha en la que el anticipo se encuentre acreditado en la cuenta de la Contratista (Enero 2015). La Contratista se obliga a iniciar los trabajos desde la fecha señalada y a continuarla ininterrumpidamente hasta la ejecución total de la obra contratada y terminarla a entera satisfacción de la Contratante.

8.2. Precio de la oferta

El precio de la oferta sin IVA, deberá cubrir el valor total de la obra, incluyendo todos los materiales necesarios y suministros menores, los costos directos, indirectos, administrativos, utilidad, honorarios, impuestos, tasas, servicios, depreciación, operación y mantenimiento de los equipos sean de propiedad del oferente o alquilados, el transporte y bodegaje de equipos y/o materiales de propiedad del/de la contratista y de propiedad de la Contratante, el cual incluirá seguro y su respectiva carga y descarga, mano de obra, seguros y garantías, etc.; es decir, absolutamente todo lo necesario para la entrega de la obra, de conformidad con los pliegos a plena satisfacción de la Contratante y lista para su utilización inmediata.

8.3. Forma de pago

El cincuenta por ciento (50%) del valor total del contrato, en calidad de anticipo dentro de los (15) días siguientes a la suscripción del contrato, previo la entrega de la garantía por anticipo a satisfacción de la Contratante por el ciento por ciento (100%) del valor del mismo. La Contratista autorizará expresamente se levante el sigilo bancario de la cuenta en la que será depositado el anticipo. El Administrador del Contrato designado por La Contratante, verificará que los movimientos de la cuenta

correspondan estrictamente al proceso de amortización del anticipo o ejecución contractual.

El ciento por ciento (100%) del valor total del contrato se pagará contra la presentación de planillas mensuales, aprobadas previamente por el Administrador del Contrato. De cada planilla se descontará la parte proporcional del anticipo y cualquier otro valor a cargo de la Contratista, por aplicación del contrato y de la Ley. Adjunto a la planilla mensual se entregará la factura correspondiente.

8.4. Moneda de cotización y pago.

Los pagos se realizarán en dólares de los Estados Unidos de América.

8.5. Partida presupuestaria

Dado que la entidad ejecutora del proyecto es una institución pública, el origen de los fondos, se realizarán con cargo a partidas presupuestarias, según Certificación de Disponibilidad Presupuestaria del año 2015 emitido por la Jefatura de Presupuesto del Ministerio de Energía.

8.6. Multas

La Contratista conviene en pagar a la Contratante, en concepto de multa, la cantidad equivalente al (1) uno por mil del valor total de este contrato, por cada día de retraso en la ejecución de la obra objeto del presente contrato o por incumplimiento de cualesquiera de las obligaciones que contrae en virtud de este instrumento, excepto en el evento de caso fortuito o fuerza mayor, conforme lo dispuesto en el artículo 30 de la Codificación del Código Civil.

8.7. Garantías

Garantía de fiel cumplimiento del contrato.- La Contratista, en forma previa a suscribir el contrato, para seguridad del cumplimiento de éste y para responder por las obligaciones que contrajere frente a terceros, relacionados con el contrato, antes de su suscripción, entrega a favor de la Contratante, la Garantía constante en la Póliza que solicitará a la compañía de seguros, por el monto equivalente al cinco por ciento (5%) del valor total del contrato, con vigencia hasta la suscripción del Acta de Recepción Definitiva, misma que será devuelta una vez suscrita dicha Acta.

9. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

9.1. Plan de Manejo Ambiental

La evaluación ambiental fue desarrollada bajo la identificación de los posibles impactos ambientales, positivos y negativos, directos o indirectos, regionales o puntuales, incluyendo los impactos sociales y culturales ambientalmente relacionados al proyecto, inclusive salud y seguridad.

Los resultados obtenidos de esta evaluación, constituyen la base fundamental de la estructuración del presente Plan de Manejo Ambiental, el cual está desarrollado con el propósito de asegurar la viabilidad ambiental de las actividades a ejecutarse durante la etapa de construcción, operación y abandono del proyecto. El Plan de Manejo Ambiental está fundamentado en prácticas de desarrollo sostenible, establecidas en base a principios de prevención, mitigación y compensación ambiental.

9.2. Estructuración del Plan de Manejo Ambiental

El Plan de Manejo Ambiental para el proyecto contiene los programas que se detallan a continuación:

1. Programa de Prevención, mitigación, remediación y compensación ambiental. Cuyo objetivo es implementar medidas para prevenir, mitigar, corregir y compensar los impactos negativos que se pueden generar sobre los componentes ambientales físicos, bióticos y sociales, por la ejecución de las diferentes actividades relacionadas al proyecto.
2. Programa de Manejo de desechos. Enfocado a proponer medidas con el fin de ejecutar un adecuado manejo de todos los tipos de desecho que se origine durante las diferentes etapas del proyecto, incluyendo la recolección, manipulación, almacenamiento, transporte y disposición final.
3. Programa de Capacitación ambiental. Cuya finalidad es contribuir a la capacitación del personal a cargo de la construcción, operación, mantenimiento y retiro, del proyecto a fin de que se incorpore la dimensión ambiental en las actividades que están bajo su

responsabilidad; y, contribuir al mejoramiento del conocimiento de los habitantes del área de influencia del proyecto, en aspectos ambientales, a fin de que su participación y relación se realice con conocimiento y responsabilidad.

4. Programa Participación ciudadana y relaciones comunitarias. Tiene como propósito informar a la población sobre la ejecución del proyecto, y efectuar acciones participativas a fin de tomar en consideración e incorporar los criterios y observaciones ciudadanas respecto al mismo, siempre y cuando fueren técnica y económicamente viables y redunden en una mejora ambiental, en cumplimiento con la política de transversalidad del medio ambiente y salvaguardias ambientales.
5. Programa de Monitoreo, control y seguimiento. Cuyo fin es delinear los mecanismos necesarios que CELEC EP – TRANSELECTRIC deberá adoptar para asegurar el cumplimiento y efectividad de las medidas de protección socio - ambientales propuestas en el presente Plan de Manejo Ambiental.
6. Programa de Retiro. Dentro de este se consideran las medidas que CELEC EP - TRANSELECTRIC, o las compañías encargadas de la construcción, operación y mantenimiento, deban tomar, a fin de garantizar una desinstalación ambientalmente adecuada de todas las unidades operativas, ya sea por haber concluido la vida útil del proyecto o por decisión unilateral de CELEC EP - TRANSELECTRIC, en base a sus necesidades técnicas, ambientales y operativas, que impidan la continuidad del proyecto en el tiempo.

9.2.1. Programa de prevención y mitigación de los riesgos identificados

Tabla 26 programa de prevención y mitigación de los riesgos identificados

RIESGO IDENTIFICADO	MEDIDAS DE PREVENCIÓN	MEDIDAS DE MITIGACIÓN
Accidentes vehiculares	Informar a todos los empleados las disposiciones a seguir durante la jornada de labores.	Utilizar el EPP necesario, dependiendo del trabajo a realizar
	Capacitación de los trabajadores respecto a los riesgos inherentes a las actividades en ejecución, las reglas vehiculares a seguir según el programa de mitigación de impactos y primeros auxilios	Verificar que los vehículos y maquinaria pesada cuenten con un extintor y botiquín de primeros auxilios a utilizar en caso de emergencia
	Instalar alarmas de retro en los vehículos de transporte.	Señalizar las áreas dentro del campamento y en los puntos de obra
	La carga y descarga de materiales se la realizará con el motor apagado	
Caída y golpes con objetos	Mantener el orden y limpieza dentro del campamento, así como en los puntos de trabajo	Utilizar el EPP necesario dependiendo del trabajo a ejecutar
	Capacitación de los trabajadores respecto a los riesgos inherentes a las actividades en ejecución	
	Cercar las áreas de construcción del proyecto y señalar los puntos de riesgo dentro del campamento	Contar con botiquín de primeros auxilios completo dentro del campamento temporal y en los puntos de obra.
	No consumir bebidas alcohólicas o estupefacientes durante la jornada de labores	
Cortes con maquinaria (manual o automática)	Capacitar al personal respecto a los riesgos relacionados a las actividades en ejecución	Utilizar el EPP necesario dependiendo del trabajo a ejecutar.
	No utilizar equipos, vehículos o maquinaria si no se ha recibido capacitación en el tema.	Contar con botiquín de primeros auxilios completo dentro del campamento temporal y en los puntos de obra.
	No consumir bebidas alcohólicas o estupefacientes durante la jornada de labores	
Caídas al mismo nivel y tropiezos	Mantener el orden y limpieza dentro del campamento así como en los puntos de trabajo	Utilizar el EPP necesario dependiendo del trabajo a ejecutar.
	Cercar las áreas de construcción del proyecto y señalar los puntos de riesgo dentro del campamento.	Contar con botiquín de primeros auxilios dentro del campamento temporal y en los puntos de obra.
Caídas a profundidad	Capacitar al personal respecto a los riesgos inherentes a las actividades en ejecución.	Utilizar el EPP necesario dependiendo del trabajo a ejecutar.
	Cercar las áreas de construcción del proyecto y señalar los puntos de riesgo dentro del campamento.	Contar con botiquín de primeros auxilios dentro del campamento temporal y en los puntos de obra.
Caídas desde alturas	Capacitar al personal respecto a los riesgos inherentes a las actividades en ejecución	Utilizar el EPP necesario dependiendo del trabajo a ejecutar.
	No realizar trabajos en altura si no se ha recibido capacitación en el tema.	Contar con la línea de vida siempre que se realicen trabajos en altura.

Fuente: CELEC EP Transelectric

Elaboración: CELEC EP Transelectric

Tabla 27 programa de prevención y mitigación de los riesgos identificados

RIESGO IDENTIFICADO	MEDIDAS DE PREVENCIÓN	MEDIDAS DE MITIGACIÓN
Caídas de estructuras	Los trabajos de montaje de estructuras, y su ajuste, se realizarán y será supervisado por personal con experiencia y capacitación en el tema.	Utilizar el EPP necesario dependiendo del trabajo a ejecutar.
	Evitar el paso de personal no autorizado dentro de las áreas señalizadas durante el amarre de estructuras y ajuste.	Cercar las áreas de construcción del proyecto y señalar los puntos de riesgo dentro del campamento
Ruido	Capacitación de los trabajadores respecto a las reglas a seguir según el programa de mitigación de impactos.	Implementar dispositivos silenciadores en equipos y maquinarias que generen altos niveles de ruido.
		Utilizar el EPP necesario, dependiendo del trabajo a ejecutar.
		Realizar mediciones de ruido ambiente según la periodicidad planteada en el programa de prevención y mitigación de impactos o el de monitoreo.
Electrocución	Constatar la correcta instalación del sistema a tierra previo a la energización de la línea.	Utilizar el EPP necesario dependiendo del trabajo a ejecutar.
	Evitar el paso de personal no autorizado dentro de las áreas señalizadas durante la energización de la línea.	Los trabajos de pruebas y energización serán realizados y supervisado por personal con experiencia y capacitación en el
Exposición a temperatura ambiente elevada		Contar con bidones de agua en los puestos de trabajo para refrescar y mantener la hidratación de los trabajadores
		La ropa de trabajo utilizada estará confeccionada con telas que permitan la adecuada ventilación del
Incendio	Capacitar al personal respecto a los riesgos inherentes a las actividades en ejecución.	Utilizar el EPP necesario dependiendo del trabajo a ejecutar.
	No realizar trabajos que involucren combustibles si no se ha recibido capacitación en el tema.	Contar con equipos de contención de incendios en los lugares con riesgo potencial.
Riesgos psicosociales y ergonómicos	Respetar las jornadas de trabajo y la carga máxima de trabajo, sobre todo para trabajos de alto riesgo.	Utilizar el EPP necesario dependiendo del trabajo a ejecutar.
Exposición a bacterias, virus, hongos, y parásitos	Realizar campañas de vacunación e inmunización de los factores de riesgo	Utilizar el EPP necesario dependiendo del trabajo a ejecutar
	Beber únicamente agua potable y consumir alimentos en buen estado	
	Realizar exámenes médicos ocupacionales	

Fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC

Elaboración: CELEC EP TRANSELECTRIC

9.2.2. Programa de manejo de desechos

Objetivo

Determinar las actividades a ejecutar para un adecuado manejo de los desechos generados durante cada una de las fases del proyecto, incluyendo recolección, almacenamiento, transporte y disposición final.

Descripción de desechos

Basándose en las principales actividades a realizarse durante el desarrollo del proyecto, se determinó que los residuos que posiblemente se generarán son los siguientes:

Tabla 28 Programa de manejo de desechos

TIPO DE DESECHO	RECOLECCIÓN	FRECUENCIA	DISPOSICIÓN	OBSERVACIONES
Desechos sólidos comunes (inorgánicos)				
Vidrio, papel cartón, plásticos	Sitios en la obra acondicionados para el efecto – separación en la fuente	Permanente	Transporte hasta sitios autorizados por la municipalidad local para su disposición final o entrega a particulares encargados de	Aplica técnicas de reutilización y/o reciclaje
Chatarra metálica – varillas de hierro	Por piezas o en cajas de madera en un lugar específico de	Al final de las jornadas diarias	Entrega a personas recicladoras para fundiciones o a chatarrería	Aplica técnicas de reciclaje
Tierra, material pétreo producto de la excavación	Acumulación en sitios cercanos a las obras, protegidos para evitar polución	Permanente durante las obras civiles de apertura de caminos, franja de servidumbre y	Transporte hasta sitios autorizados por la municipalidad local para su disposición final	
Residuos de la construcción y escombros	Acumulación en sitios cercanos a las obras, protegidos para	Permanente durante las obras civiles de cimentación	Transporte hasta sitios autorizados por la municipalidad local para su disposición final	
Desechos sólidos comunes (orgánicos)				
Restos de malezas y vegetación	Acumulación en los alrededores de las obras, como material de	Permanente durante las obras civiles de aperturas de caminos y franja	Se lo dispondrá adecuadamente en sitios aledaños a las obras para que sirvan como abono y mejoramiento del suelo	Desecho orgánico. Aplica técnicas de reutilización,
Restos de alimentos	Sitios en la obra acondicionados para el efecto – separación en la	Permanente durante la alimentación del personal	Se lo dispondrá adecuadamente en sitios aledaños a las obras para que sirvan como	Desecho orgánico. Serán separados de los desechos de vidrio, papel, y

TIPO DE DESECHO	RECOLECCIÓN	FRECUENCIA	DISPOSICIÓN	OBSERVACIONES
Desechos sólidos y pastosos peligrosos				
Restos de aceites lubricantes y grasas	Tanques o tambores Deberán acopiarse en sitios adecuados de la obra con piso impermeabilizado y trampas de grasas.	Mantenimientos menores de maquinaria y vehículos	Almacenamiento temporal en área de almacenamiento de desechos peligrosos. Disposición final - entrega a gestores calificados. En el caso del Cantón Guayaquil se sujetarán a las disposiciones dadas en la Ordenanza que	Los mantenimientos menores serán realizados únicamente en el campamento temporal. Los gestores encargados de la disposición final contarán con licencia ambiental.
Desechos hidrocarburos (guaipes, filtros, etc.)	Tanques o tambores. Deberán acopiarse en sitios adecuados de la obra con piso impermeabilizado y trampas de grasas.	Durante actividades de mantenimiento del sistema de almacenamiento de combustibles o mantenimiento menores de maquinaria y vehículos	Entrega a gestores calificados.	Los gestores encargados de la disposición final contarán con licencia ambiental.
Arena o suelo contaminado o con hidrocarburos	Tanques o tambores. Deberán acopiarse en sitios adecuados de la obra con	Durante actividades de limpieza de derrames accidentales de productos	Almacenamiento temporal en área de almacenamiento de desechos peligrosos. Disposición final - entrega a gestores	Los gestores encargados de la disposición final contarán con licencia ambiental.
Lodos, grasas y aceites hidrocarburos	En tambores herméticos debidamente señalizados	Durante el retiro de grasas y aceites de la trampa de grasas y limpieza de la	Almacenamiento temporal en área de almacenamiento de desechos peligrosos. Disposición final -	Los gestores encargados de la disposición final contarán con licencia ambiental.
Lodos, grasas y aceites del área de cocina	En tambores herméticos debidamente señalizados	Durante el retiro de grasas y aceites de la trampa de grasas del área de cocina	Almacenamiento temporal en área de almacenamiento de desechos peligrosos. Disposición final -	Los gestores encargados de la disposición final contarán con licencia ambiental.
Baterías fluorescentes, tonners	Sitios en obra acondicionados para el efecto	Mantenimiento de equipos y actividades de oficina.	Almacenamiento temporal en área de almacenamiento de desechos peligrosos. Disposición final -	Los gestores encargados de la disposición final contarán con licencia ambiental.
Desechos sanitarios				
Desechos de instalaciones sanitarias	Tambores de color rojo debidamente	Permanente	Transporte hasta sitios autorizados por la municipalidad local para	
Desechos hospitalarios (jeringas, algodón usado, etc.)	Bolsas plásticas de color rojo, dentro de recipientes con tapa.	Cuando hayan accidentes menores de los empleados	Entrega a centro de salud, de donde serán recogidos por el recolector municipal para su disposición final.	Estos desechos no se mezclarán, por ningún motivo, con los demás residuos generados.

TIPO DE DESECHO	RECOLECCIÓN	FRECUENCIA	DISPOSICIÓN	OBSERVACIONES
Efluentes				
Aguas grises domésticas	Hacia pozo séptico con campo e infiltración previo a su descarga a la atmósfera	Permanente dentro del campamento base	La descarga hacia la atmósfera deberá cumplirlos límites de la tabla 12 “Límites de descarga a un cuerpo de agua dulce” del Libro VI, Anexo I de la norma de calidad ambiental y de	La dimensión del pozo séptico y su campo de infiltración estará basada en la carga de personal
Aguas contaminadas con hidrocarburos	Hacia trampa de grasas previo a su descarga a la atmósfera	Durante actividades de limpieza de vehículos y maquinaria y sistema de combustibles	La descarga hacia la atmósfera deberá cumplirlos límites establecidos en el TULAS.	El área de mantenimiento menor de maquinaria contará con canales de evacuación de aguas contaminadas hacia una trampa de
Aguas aceitosas de cocina	Hacia trampa de grasas en el área de cocina	Permanente durante actividades de preparación de alimentos	La descarga de los efluentes deberán cumplir el límites de descargas establecidos en el TULAS	

Fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC

Elaboración: CELEC EP TRANSELECTRIC

Medidas preventivas para generación de residuos

Tomando en cuenta la cantidad de desechos que se generarán durante todas las fases del proyecto, se ha considerado necesario tratar de disminuir el total de residuos producidos en el predio, para lo que se propone la implementación de las siguientes medidas:

A. REDUCCIÓN DE RESIDUOS

La reducción se refiere a varias actividades de fácil aplicación que tienen como fin disminuir el consumismo, entre algunas tenemos: compra de los materiales e insumos estrictamente necesarios, de ser posible adquirir envases retornables, si es viable se debe evitar la compra de productos por unidades, por ejemplo botellas de agua.

B. REUTILIZACIÓN DE RESIDUOS

Dentro de esta medida se propone dar a los materiales un segundo uso en caso de ser posible, o sea utilizarlos con un fin distinto para el que estos fueron creados, por

ejemplo si durante las labores diarios se generan residuos orgánicos, estos se pueden utilizar como abono.

C. RECICLAJE DE RESIDUOS

Esta se aplicará en caso de que la reutilización no sea viable y se recomienda entregar para el reciclaje a la mayor cantidad posible de materiales sobrantes, por ejemplo el papel utilizado en la oficina. Para esto, se deben establecer acuerdos con personas o empresas que se encarguen de esta actividad, y los desechos serán acopiados en un sitio específico, dentro de una bodega, con el fin de evitar que estos se contaminen o se dispersen.

Si los desechos producidos durante las horas de trabajo no pueden ser reutilizados o reciclados, estos deben ser entregados al recolector municipal y, por ningún motivo, se procederá a quemar desechos en el predio.

En el caso de los residuos peligrosos, como los restos de aceite generados en el mantenimiento de la maquinaria, estos deben recibir un tratamiento adecuado para evitar que causen contaminación o deben ser entregados a gestores calificados que les den una disposición final adecuada.

9.2.3. Programa de capacitación ambiental

Objetivo

Instruir al personal a cargo de la construcción del proyecto, a fin de que se incorpore la dimensión ambiental en las actividades a su cargo y, asimismo, ampliar los conocimientos ambientales de la comunidad que habita en las inmediaciones de la S/E.

Generalidades

La capacitación deberá estar dirigida a trabajadores y profesionales relacionados al proyecto, además de los tenedores de predios presentes en el área de influencia de la S/E, mediante charlas de capacitación.

Durante la fase constructiva de la Subestación y las Líneas, quién se encargará de brindar las capacitaciones al personal será la compañía contratista, con el propósito

de evitar problemas con el personal que está laborando a su cargo, mientras que CELEC EP se encargará de verificar la realización de estas.

Los temas a tratarse durante las capacitaciones serán aprobados por los encargados de cada compañía, y previamente se deberán organizar los horarios en los que estas se brindarán. Es importante tener en cuenta la labor de cada persona, dentro del proyecto, para la organización de las charlas, por lo que se propone:

Capacitación a los responsables de la obra

Se realizará previo al inicio de la obra con el objetivo de ejecutar buenas prácticas ambientales desde el inicio del proyecto y, posteriormente, se brindarán cada tres meses e incluirá principalmente temas relacionados al PMA.

Capacitación a trabajadores

Primeramente, se brindará una inducción donde se abordarán temas acerca del manejo de desechos, comportamiento en lugares de trabajo, estándares reglamentarios sobre enfermedades profesionales, accidentes laborales, uso de EPP, relaciones con la comunidad.

Se realizarán charlas en lenguaje comprensible, considerando las medidas referentes al PMA que sean relevantes para las actividades de este grupo.

Las capacitaciones incluirán simulacros que serán realizados con una periodicidad semestral.

En cuanto al manejo de recursos arqueológicos, se dará una capacitación previa la realización de movimientos de tierras, con el fin de establecer y aclarar las acciones a desarrollar para el rescate de patrimonio cultural, en caso de ser encontrado.

Capacitación a la comunidad

Se realizarán charlas trimestrales en lenguaje sencillo y amigable, con el fin de concientizar a los tenedores de los predios y evitar problemas ambientales en los alrededores de la S/E.

Es importante además, que se mantenga un respaldo fotográfico y un registro escrito de las capacitaciones brindadas.

A. MEDIOS DE VERIFICACIÓN

- Registro de asistentes a cada una de las charlas impartidas
- Registro fotográfico

9.2.4. Programa de participación ciudadana.

Objetivo

Establecer actividades para cumplir con informar a la población del área de influencia acerca de la ejecución del proyecto y sus posibles consecuencias, y realizar acciones participativas a fin de considerar e incorporar los criterios y observaciones ciudadanas respecto al mismo, evitando así posibles conflictos posteriores.

Participación ciudadana

A. IDENTIFICACIÓN DE ACTORES

Para establecer la relación que existe entre las empresas y la población que habita en el área de estudio es importante determinar los actores involucrados que son: Proyecto Eléctrico, CELEC EP, Ministerio de Ambiente, Consejo Nacional de Electricidad, Municipios y Poblados.

B. ORGANIZACIÓN DEL EQUIPO DE TRABAJO

Se contará con un equipo de trabajo especial que será el único interlocutor entre la comunidad y la empresa, cuyo responsable será el Coordinador de Relaciones Comunitarias (CRC) quién será el representante de la empresa para la comunicación entre los moradores y las autoridades de las diversas compañías involucradas; el equipo de trabajo deberá incluir profesionales especializadas en este tema. Entre las principales funciones del mencionado equipo se encuentran:

1. Realizar visitas periódicas al área de implantación del proyecto para inspeccionar las actuales y potenciales actividades que podrían generar afectación durante el desarrollo del proyecto.

2. Identificar objetivos para trabajos conjuntos entre la comunidad y la empresa.
3. Asistir en la preparación de todo tipo de material y comunicación dirigida a los grupos de interés (comunidad y empresas).
4. Realizar un cronograma de los talleres de capacitación, mesas de trabajo y otros.
5. Guardar toda la información (archivos impresos y digitales) de las comunicaciones y las actividades realizadas.
6. Involucrar al personal técnico en las reuniones de información a la población para aclarar inquietudes del proyecto.
7. Comunicar las medidas de seguridad industrial a la población que visite las instalaciones del proyecto (esta actividad podrá ser delegada a supervisores de obra o jefes de grupo).
8. Anticipar y alertar al equipo técnico (construcción, diseño, montaje, etc.) sobre asuntos de preocupación de los moradores del sector.
9. Establecer mecanismos de comunicación para los eventos de participación ciudadana que se realicen a lo largo del proyecto.
10. Coordinar con las veedurías ciudadanas (en el caso de que estas se formen durante la etapa constructiva) a fin de facilitar la información de control y seguimiento del Plan de Manejo Ambiental.
11. Mantener un registro de inquietudes ciudadanas, inconformidades y sugerencias, evaluarlas e implementar medidas de prevención y atención a la ciudadanía de los poblados involucrados.

C. COMUNICACIÓN Y CONSULTA

Los mecanismos de comunicación involucrarán todos los elementos del Plan de Manejo Ambiental para que la población sea parte de su cumplimiento.

En el proceso de consulta se utilizarán medios que estimulen el diálogo del proyecto a través de la radio, periódicos, afiches u otros medios de comunicación que garanticen la divulgación de las fechas de reuniones, talleres o mesas de trabajo que se realicen. El cronograma de las reuniones será determinado en conjunto con los moradores del sector basándose en los temas de interés que ellos y la empresa quisieran discutir; además todas las reuniones explicativas o participativas serán documentadas considerando los temas tratados y todas las inquietudes de la población.

Es importante mencionar que el mantenimiento de una adecuada política de relaciones comunitarias requiere el compromiso de los operarios de la empresa y de los contratistas en cada área de trabajo del proyecto. Por lo tanto, mientras que el equipo de relaciones comunitarias este a cargo del manejo de la relación con los grupos de interés, los representantes de las áreas también deberán participar en el proceso de participación ciudadana.

9.2.5. Programa de monitoreo, control y seguimiento

Objetivo

Comprobar el cumplimiento de las actividades propuestas en el presente PMA con el fin de evitar y/o mitigar los impactos producidos, en la etapa de construcción, sobre los componentes físicos, bióticos y sociales identificados en el área de influencia de la S/E Posorja.

Monitoreo

A. EMISIONES ATMOSFÉRICAS

Se realizará un monitoreo inicial y uno semestral a fuentes fijas de combustión a cargo de entidades acreditadas para el efecto y, dependiendo del combustible utilizado, los parámetros a evaluar y sus límites permisibles, deberán cumplir con lo establecido en la Tabla No. 1 del Anexo 3: Normas de emisiones al aire desde fuentes fijas de combustión, donde se establece lo siguiente:

Tabla 29 emisiones atmosféricas

CONTAMINANTE EMITIDO	COMBUSTIBLE UTILIZADO	VALOR	UNIDADES
PARTICULAS TOTALES	SOLIDO LIQUIDO ⁽²⁾ GASEOSO	355 355 NO APLICABLE	mg/Nm ³ mg/Nm ³ NO APLICABLE
OXIDOS DE NITROGENO	SOLIDO LIQUIDO ⁽²⁾ GASEOSO	1,100 700 500	mg/Nm ³ mg/Nm ³ NO APLICABLE
DIOXIDO DE AZUFRE	SOLIDO LIQUIDO ⁽²⁾ GASEOSO	1,650 1,650 NO APLICABLE	mg/Nm ³ mg/Nm ³ NO APLICABLE

Notas:

mg/Nm³: miligramos por metro cúbico de gas, a condiciones normales, mil trece milibares de presión (1013 mbar) y temperatura de 0 °C, en base seca y corregidos a 7% de oxígeno.

⁽²⁾ Combustibles líquidos comprenden los combustibles fósiles líquidos, tales como diesel, kerosene, búnker C, petróleo crudo, naftas.

Fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC

Elaboración: CELEC EP TRANSELECTRIC

B. CONTROL DE RUIDO

1. Se realizará la medición de ruido ambiente con una frecuencia trimestral, a cargo de entidades acreditadas, los resultados obtenidos se compararán con la normativa de límites permisibles de ruido ambiente para fuentes fijas y móviles, y para vibraciones, según el Anexo 5 del Libro VI del Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria y cuyos valores se presentan a continuación:

Tabla 30 control de ruido

NIVELES MÁXIMOS DE RUIDO PERMISIBLES SEGÚN USO DEL SUELO TIPO DE ZONA SEGÚN USO DE SUELO	NIVEL DE PRESIÓN SONORA EQUIVALENTE NPS eq [dB(A)]	
	DE 06H00 A 20H00	DE 20H00 A 06H00
Zona hospitalaria y educativa	45	35
Zona Residencial	50	40
Zona Residencial mixta	55	45
Zona Comercial	60	50
Zona Comercial mixta	65	55
Zona Industrial	70	

Fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC

Elaboración: CELEC EP TRANSELECTRIC

2. Considerando la utilización de maquinaria pesada y equipos que generan ruido, durante la construcción de la Subestación y las líneas, se realizará trimestralmente

monitoreo de ruido industrial en los puntos donde se utilicen dichos equipos. Los resultados serán comparados con lo establecido en la siguiente tabla:

Tabla 31 Niveles máximos permisibles de ruido industrial y tiempo de exposición, bajo el criterio de daño auditivo

Nivel de presión sonora (dB (A))	Tiempo máximo de exposición (horas)
75	32
80	16
85	8a
90	4
95	2
100	1
105	0.5
110	0.25
115	0.125b

- a. Desde este nivel se requiere protección auditiva
- b. A partir del que no se permite ninguna exposición

FUENTE: Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores y Mejoramiento el Medio Ambiente de Trabajo, Decreto Ejecutivo No. 2393, publicado en el Registro Oficial. No 565 del 17 de Noviembre 1986.

9.2.6. PROGRAMA DE RETIRO

Objetivo

Establecer acciones a seguir durante el retiro de la S/E con el fin de evitar o mitigar las afectaciones que se puedan producir sobre el ambiente.

Retiro de instalaciones temporales

Dentro de esta actividad se contemplan las acciones a seguir para retirar las instalaciones temporales colocadas en el sitio de implantación de la Subestación y las líneas, y el retiro de escombros, materiales excedentes y desechos del sitio; todo el proceso se realizará atendiendo a las siguientes disposiciones:

- Utilizar únicamente los caminos de acceso ya establecidos en la zona
- Realizar el retiro de instalaciones en el menor tiempo posible, para así evitar la generación de emisiones a la atmósfera y ruido por tiempo prolongado

- Mantener los límites de velocidad establecidos previamente
- Verificar el estado de los vehículos a utilizar con el propósito de no causar afectación al suelo por liqueo de combustible y/o aceites.

9.3. Conclusiones y Recomendaciones.

- El plan de manejo ambiental será ejecutado en la etapa de construcción.
- En la etapa de operación no se ejecutará el plan de manejo ambiental, ya que el proyecto en operación no generará ninguna afectación al medio ambiente.
- El presupuesto del programa del PMA para la etapa de construcción se muestra en el anexo No.8. y está compuesto por la Prevención y mitigación, Manejo de desechos, Capacitación ambiental, Participación ciudadana, Monitoreo, y Programa de Retiro de instalaciones temporales.
- Se estableció medidas a fin de minimizar y controlar las afectaciones, que se producirán durante el desarrollo y el proceso final de la construcción del proyecto, garantizando la sustentabilidad del Medio Ambiente.

BIBLIOGRAFIA

NASSIR S. C. (2011), *Proyectos de Inversión, Formulación y Evaluación*. Segunda Edición.

CENACE. (2014), *Centro Nacional de Control de Eneqía*. Obtenido de Centro Nacional de Control de Eneqía: <http://www.cenace.org.ec/>

Concejo Nacional de Electricidad, C. (2013),. *Regulación N° CONELEC - 001/13*. Quito.

CONELEC. (2012),. *Plan Maestro de Electrificación 2013-2022*. En CONELEC, *Plan Maestro de Electrificación 2013-2022*.

CONELEC. (2014), *Pagina Principal*. Obtenido de Pagina Principal: <http://www.conelec.gob.ec/>

INEC. (2010), *Página Principal*. Obtenido de Pagina Principal: [http://www.inec.gob.ec /](http://www.inec.gob.ec/)

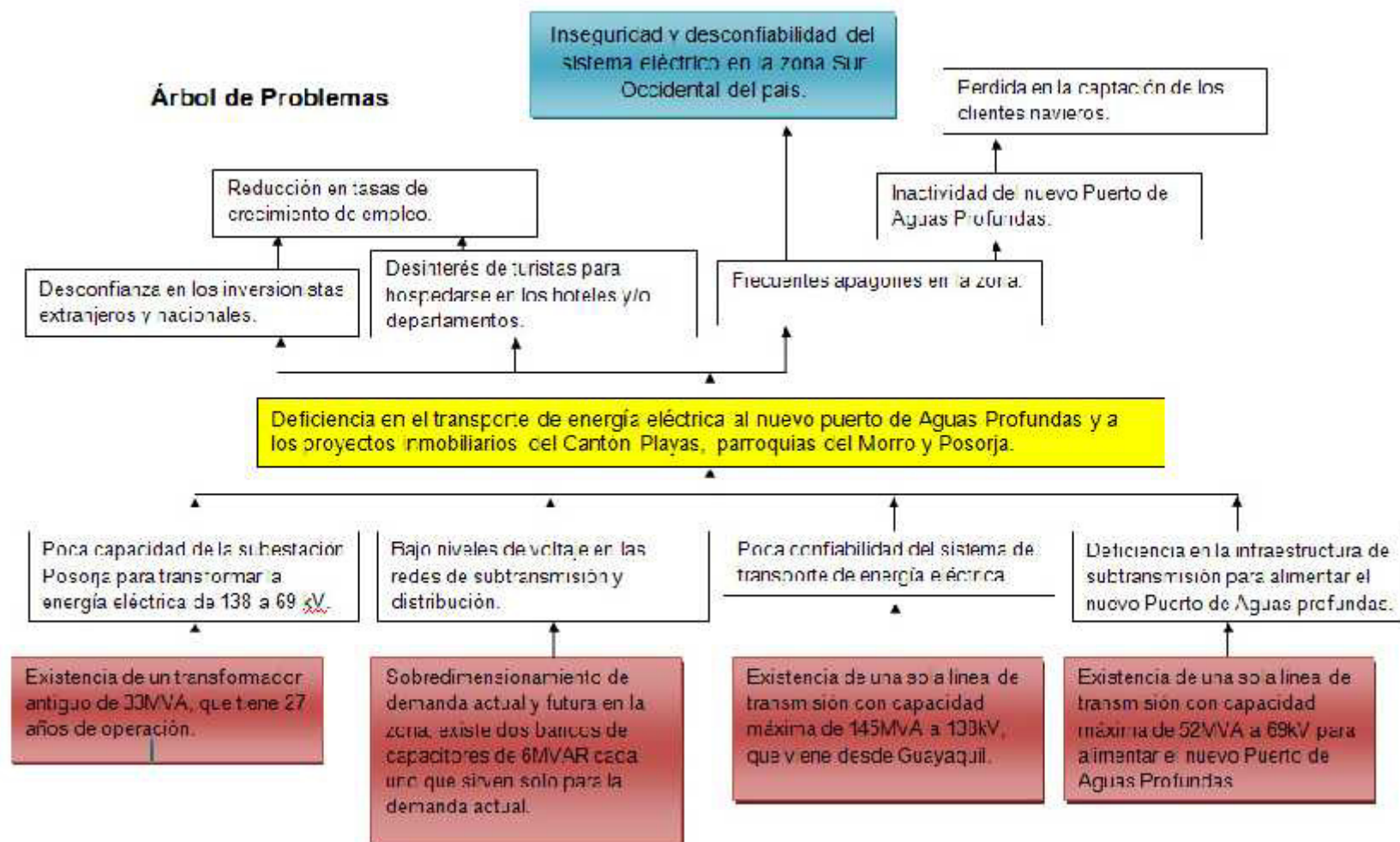
MRL (1986), *Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores y Mejoramiento el Medio Ambiente de Trabajo*, Decreto Ejecutivo No. 2393, publicado en el Registro Oficial. No 565 del 17 de Noviembre 1986.

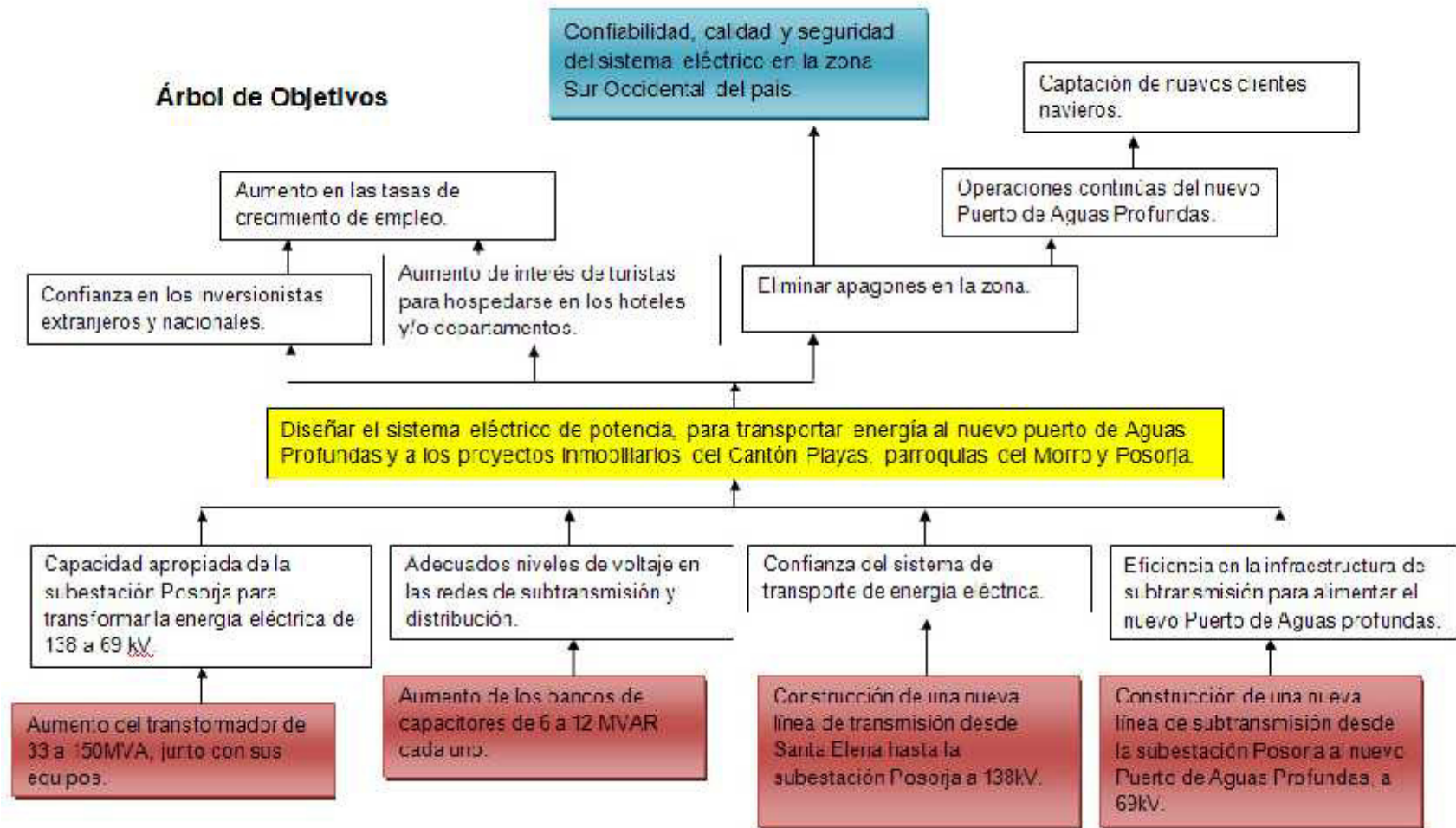
GONZALES M. (2011), *Proyectos Privados y Proyectos Públicos*

10. ANEXOS

ANEXO No. 1 Matriz de Involucrados, Árbol de: problemas, Objetivos, Marco Lógico.

GRUPOS	INTERESES	PROBLEMAS PERCIBIDOS	RECURSOS Y MANDATO.
Habitantes en el sector de construcción de las líneas	Conservar sus terrenos y no afectarse durante la construcción.	Oposición a la construcción de las líneas de transmisión.	(M) Propietarios de los terrenos.
Habitantes en la zona de influencia del proyecto	Servicio continuo de energía eléctrica.	Incremento en pago de planillas eléctricas.	(M) Capacidad de elegir a sus representantes.
Proyectos inmobiliarios	Garantizar el funcionamiento de sus instalaciones en las fechas de entregas.	Falta de socialización con la empresa eléctrica para el suministro de energía.	(R) Capacidad de inversión en proyectos inmobiliarios
Puerto de aguas Profundas	Garantizar la confiabilidad del Puerto para el cliente	Confiabilidad del sistema eléctrico	(R) Invertir en el nuevo Puerto de Aguas Profundas
Ministerio de Energía Eléctrica	Implementar el cambio de la matriz energética del Ecuador.	Resistencia de los habitantes al cambio de cocinas de gas a cocinas eléctricas.	(R) Invertir los recursos del ministerio en proyectos de generación, transmisión y distribución.
Ministerio de ambiente	Conservar el medioambiente.	Incumplimiento del Plan de manejo ambiental por parte del contratista.	(M) Aprobar los estudios de impacto ambiental, y otorgar las respectivas licencias.
Contratistas	Terminar la construcción del proyecto en los plazos contractuales sin ningún cambio.	Incumplimiento de la cláusula referente al pago de anticipo y planillas del contrato.	(R) Recursos económicos para invertir en materiales y equipos de construcción.
Corporación Eléctrica del Ecuador Empresa Pública (CELEC EP)	Mantener la confiabilidad, calidad y seguridad del sistema eléctrico en la zona.	Deficiencia en el suministro de energía eléctrica para la zona y los futuros proyectos inmobiliarios y el Puerto de Agua Profundas.	(M) Capacidad de diseño y gestión del proyecto. (R) Invertir en el diseño de energía eléctrica de potencia para transportar la energía.
Corporación Nacional de Electricidad Santa Elena (CNEE Santa Elena)	Distribución de energía eléctrica a las residencias, comercios e industrias del área de su concesión.	Deficiencia en la infraestructura de distribución, suministro de servicio eléctrico y en su financiamiento.	(M) Aprobar las solicitudes del suministro del servicio eléctrico.





OBJETIVOS	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS
FINALIDAD Conservada la confiabilidad, calidad y seguridad del sistema eléctrico en la zona Sur Occidental del país.	Al primer año después de su ejecución, se elimina en un 15% los apagones de la zona Sur Occidental del país.	Informe anual del Ministerio de Energía Eléctrica.	Operación de las nuevas hidroeléctricas para el año 2016.
PROPÓSITO Diseñado el sistema eléctrico de potencia, para transportar energía al nuevo puerto de Aguas Profundas y a los proyectos inmobiliarios del Cantón Playas, parroquias del Morro y Posorja.	Al primer año después de su ejecución, se elimina en un 100% los apagones de la zona.	Informe anual del CONELEC.	Construcción del Puerto de Aguas Profundas. Construcción de proyectos inmobiliarios. Aceptación de los habitantes del uso las cocinas de inducción.
COMPONENTES 1. Especificado las normas técnicas y planos para la ampliación de la subestación Posorja a 150MVA. 2. Especificado las	A enero 2016, se energiza la ampliación de la subestación Posorja, funcionando en un 100%. A enero 2016, se energiza la	Informe del área de operación y mantenimiento de CELEC EP Transelectric. Informe del área de operación	Existe la partida presupuestaria por parte del Ministerio de Electricidad. El desembolso de anticipo a tiempo conforme dice en el contrato. La construcción de la

normas técnicas y planos para la ampliación de los bancos de capacitores a 12 MVAR cada uno.	ampliación de los bancos de capacitores, funcionando en un 100%.	y mantenimiento de CELEC EP Transelectric.	ampliación de la subestación inicia en enero 2015.
3. Especificado las normas técnicas y planos para la construcción de la línea de transmisión de 72km a 138kV.	A enero 2016, se energiza la nueva línea de transmisión, funcionando en un 100%.	Informe del área de operación y mantenimiento de CELEC EP Transelectric.	Cancelado en orden todas las planillas de avance de obra. Las importaciones de los equipos llegaran en las fechas previstas en el contrato.
4. Especificado las normas técnicas y planos para la construcción de la línea de subtransmisión de 10km a 69kV.	A enero 2016, se energiza la nueva línea de subtransmisión, funcionando en un 100%.	Informe del área de operación y mantenimiento de CELEC EP Transelectric.	

ANEXO No. 2 Modelo de matriz de la Investigación de Mercado (IM)

Modelo de matriz de la Investigación de Mercado (IM)							
Paso 1 del proceso de IM		Paso 2 del proceso de IM				Paso 3 del proceso de IM	
Problema de Decisión Gerencial	Problema de Investigación de Mercados	Componentes (Objetivos Generales)		Preguntas de Investigación (Objetivos Específicos)		Diseño de Investigación: <u>Exploratoria</u> o <u>Descriptiva</u> .	Diseño
Diseñamos o no, la Infraestructura Eléctrica de Potencia para alimentar el Puerto de Posorja y el proyecto Karibao.	Determinar los beneficios, impacto y la innovación de la nueva infraestructura eléctrica de potencia en la provincia del Guayas.	1	Infraestructura eléctrica existente para abastecer Villamil Playas y Posorja.	1,1	¿Existe capacidad en la línea de transmisión de 138kV para aumentar un incremento de carga en la subestación Posorja?	Exploratoria	Entrevistas con expertos
				1,2	¿Cuál es el estado de esta línea de transmisión para transportar la energía eléctrica desde Guayaquil?		
		2	Potencial Competencia para el proyecto Eléctrico.	2,1	¿Qué empresas distribuyen energía eléctrica en la zona?	Exploratoria	Datos secundarios
				2,2	¿Cuánto es el precio del Kwh promedio en la zona?		
				2,3	¿Cuánto es el precio del Kwh de los generadores de emergencia?		
		3	Percepciones positivas o negativas sobre el proyecto entre los pequeños usuarios del cantón playas.	3,1	¿Cuál es su edad?	Descriptiva	Encuesta
				3,2	¿A qué actividad usted se dedica?		
				3,3	¿Cuáles son los ingresos mensuales por la actividad que desarrolla?		
				3,4	¿Cuántos apagones ha registrado usted mensualmente en sus actividades?		
				3,5	¿Cuál es el beneficio más importante que tendrá usted con la implementación del proyecto?		
				3,6	¿Qué porcentaje en sus ingresos, cree que aumentaría con la mejora del servicio?		
				3,7	¿Estaría dispuesto a que su planilla tenga un ligero incremento para implementar el proyecto eléctrico?		
				3,8	¿Cuántas planillas pendientes tiene usted a la fecha?		
				3,9	¿Con la mejora del servicio eléctrico, estaría dispuesto a ponerse al día en sus planillas.		
		4	Cambio en la matriz energética del	4,1	¿Cuándo iniciaría el cambio a las cocinas de inducción en el Ecuador?	Exploratoria	Entrevistas con

			Ecuador	4,2	¿Cuál es el costo aproximado de una cocina de inducción?		expertos
				4,3	¿Tiene el gobierno algún plan para facilitar las cocinas de inducción a los Hogares del Ecuador?		
				4,4	¿Las cocinas de inducción las podré encontrar en cualquier punto de venta del país?		
				4,5	¿Cómo debe ser la instalación eléctrica de mi casa para conectar la cocina?		
				4,6	¿Si mi casa no tiene la instalación eléctrica necesaria para la nueva cocina, correré yo con los gastos, o la Empresa Eléctrica?		
				4,7	¿El consumo de mi cocina eléctrica los pagará el Gobierno?		
				4,8	¿Qué porcentaje incrementará la planilla de energía eléctrica con el consumo de la cocina de inducción?		
		5	Perfil de los potenciales usuarios del proyecto	5,1	¿Cuál es la tasa de crecimiento de la población en el cantón Playas?	Exploratoria	Datos secundarios
				5,2	¿Cuál es la tasa de crecimiento de energía eléctrica en el cantón Playas?		
				5,3	¿Cuáles son los tipos de consumidores de energía eléctrica en el cantón Playas con su respectiva ponderación?		
		6	Percepciones positivas o negativas sobre el Proyecto Eléctrico entre los grandes usuarios: Proyecto Karibao	6,1	¿Cuál es la Fecha de Inicio y fecha de fin para la Construcción del proyecto Karibao?	Exploratoria	Entrevistas con expertos
				6,2	¿Cuál es el presupuesto referencial de su proyecto en millones de dólares USD?		
				6,3	¿Cómo se financiaría el proyecto Karibao?		
				6,4	¿Cuál es la vida útil referencial en años de su proyecto?		
				6,5	¿Cuál es el beneficio más importante con la implementación del proyecto?		
				6,6	¿Cuál es la potencia estimada para el proyecto Karibao en MW?		
				6,7	¿Cuál es la Energía promedio mensual, que consumirá su proyecto en MW-h o KW-h?		
				6,8	¿Actualmente conoce como se va alimentar de energía eléctrica su proyecto?		
				6,9	¿Ha socializado su proyecto con la empresa eléctrica local?		

			6,10	¿Qué harían si CENEL Santa Elena no tiene la infraestructura para dar el servicio eléctrico, ni tampoco tiene los recursos para construirlo?		
			6,11	¿En caso de que ustedes inviertan en parte de la infraestructura eléctrica de potencia, como amortizarían su inversión.		
		7	7,1	¿Cuál es la Fecha de Inicio y fecha de fin para la Construcción del nuevo Puerto?	Exploratoria	Entrevistas con expertos
			7,2	¿Cuál es el presupuesto referencial de su proyecto en millones de dólares USD?		
			7,3	¿Cómo se financiaría el proyecto Puerto de Aguas Profundas?		
			7,4	¿Cuál es la vida útil referencial en años del Puerto?		
			7,5	¿Cuál es el beneficio más importante con la implementación del nuevo Puerto?		
			7,6	¿Cuál es la potencia estimada para el Puerto en MW?		
			7,7	¿Cuál es la Energía promedio mensual, que consumirá su proyecto en MW-h o KW-h?		
			7,8	¿Actualmente conoce como se va alimentar de energía eléctrica su proyecto?		
			7,9	¿Ha socializado su proyecto con la empresa eléctrica local?		
			7,10	¿Que harían si CENEL Santa Elena no tiene la infraestructura para dar el servicio eléctrico, ni tampoco tiene los recursos para construirlo?		
			7,11	¿En caso de que ustedes inviertan en parte de la infraestructura eléctrica de potencia, como amortizarían su inversión.		

COMPONENTE 1:

Infraestructura eléctrica existente para abastecer a la zona

Entrevista: Realizada al Ing. Vladimir Franco; Jefe de construcciones de la zona sur de CELEC EP – TRANSELECTRIC.

¿Existe capacidad en la línea de transmisión de 138kV para aumentar un incremento de carga en la subestación Posorja?

Entrevista con expertos: Según expertos en líneas y operadores de la empresa CELEC EP Transelectric, indican que la línea si tiene capacidad.

Respuesta:

Existe capacidad de las líneas para transportar energía.	Si existe capacidad, pero no confiabilidad.
--	---

¿Cuál es el estado de esta línea de transmisión para transportar la energía eléctrica desde Guayaquil?

Entrevista con expertos: En un recorrido con los expertos en la línea de transmisión, se observó que la línea se encuentra en buen estado y sin ningún problema para transportar la nueva energía eléctrica.

Respuesta:

Estado de líneas de subtransmisión.	Se encuentran en buen estado para transportar la energía eléctrica.
-------------------------------------	---



Respuesta:

Empresas distribuidoras en el cantón Playas	CNEL-Santa Elena
---	------------------

2.2 ¿Cuánto es el precio del KW-h promedio en el cantón Playas?

Datos secundarios: Según www.conelec.gob.ec El Consejo Nacional de Electricidad puso en vigencia el 1 de mayo de 2014, el nuevo pliego tarifario.

El costo del servicio eléctrico promedio aprobado es de 8,3 centavos de dólar por kW-h, que permitirá a las empresas eléctricas recibir recursos económicos suficientes para mantener y mejorar su gestión de brindar el servicio eléctrico a los consumidores en las condiciones técnicas previstas en las normas vigentes.

Respuesta:

Precio del Kwh en el cantón Playas.	8,3 centavos de dólar por kW-h
-------------------------------------	--------------------------------

2.3 ¿Cuánto es el precio del KW-h de los generadores de emergencia?

Datos secundarios: según la página www.generadores.pintulac.com.ec presenta un generador de emergencia promedio de los que se usan cuando hay apagones de energía eléctrica.



Características Técnicas

Marca:	PORTEN
Modelo:	PC1200
RPM:	3600
A/C Salida:	1200W
A/C Salida de Emergencia:	1500W
A/C Voltaje:	120V
A/C Frecuencia:	60 Hz
Amperaje VAC Promedio a 120V:	6.7
Amperaje VAC Máximo a 120V:	6.9
Cilindrada del Motor:	80cc
Tipo de Motor:	OILV OPI
Fabricante del Motor:	PORTEN
Potencia del Motor:	1.6 HP
Acorta Recomendado:	10W/30
Encendido:	Manual
Batería:	N/A
Tamaño de Bateria:	N/A
Indicador de Nivel Combustible:	Si
Capacidad del Tanque (Galones):	1.2 gal
Horas de Operación al 50% con Tanque Llenc:	4.9 hrs
Peso:	81.73 lbs / 28 kg
Alto:	37.5 cm
Ancho:	37.5 cm
Largo:	45 cm

Con los datos mencionados anteriormente podríamos calcular el KW-h de estos generadores de emergencia. Las Horas de operación al 50% con el tanque lleno es de 5 horas, si la potencia de salida es 1.2KWH, el 50% es 0.6KW. También se tiene que el tanque es de 1.2 Galones. El precio del KW-h, =KW*Horas= 0,6*5= 3KWH; es decir por cada 1.2 galones se pueden generar 3KW-h, como el galón de diésel esta n \$1,037 esto quiere decir que el KW-h que producen estos generadores es \$1,037/3Kwh= 34,5 centavos de dólar. Es decir cuatro veces más de lo que cuesta el KW-h de la generadora.

Respuesta:

Precio del KW-h de Generador	34,5 centavos de dólar por
------------------------------	----------------------------

de emergencia.

KW-h

COMPONENTE 3

Percepciones positivas o negativas sobre el proyecto entre los pequeños usuarios de energía eléctrica del cantón Playas.

Encuestas: Para resolver las preguntas de investigación de este componente, se decidió escoger un diseño de investigación descriptivo (Encuestas). Para determinar el tamaño de la muestra se usó la siguiente herramienta que se encuentra en la página Web: <http://www.raosoft.com/samplesize.html>, en la que se consideró un margen de error del 5%, el tamaño de la población fue de 41.935, dando como resultado una muestra de 381 encuestas. El formato de la encuesta se encuentra a continuación:

Raosoft Sample size calculator

What margin of error do you want? 5%
What confidence level do you want? 95%
What is the population size? 41,935
What is the response rate (lower)? 95%
Your sample size would be 381

Please enter your data below (confidence level of 95%)

Alternate scenarios							
What margin of error?	10%	5%	3%	What is the population size?	30	60	90
Your margin of error would be	10.0%	5.0%	3.0%	Your sample size would be	203	381	547

Save data, save data, Continue your survey online with Tivoli.

Software para calcular el tamaño de la muestra.

ENCUESTA “CANTÓN VILLAMIL PLAYAS”

1) ¿Cuál es su Edad? _____

2) ¿A qué actividad usted se dedica?

1 Artesano		4 Pesca.	
2 Comercio		5 Restaurantes	
3 Hoteles		6 Otros	

3) ¿Cuáles son los ingresos mensuales por la actividad que desarrolla?

\$_____

4) ¿Cuántos apagones ha registrado usted mensualmente en sus actividades?

- | | | | |
|-------|--------|--------|--------|
| 1 () | 6 () | 11 () | 16 () |
| 2 () | 7 () | 12 () | 17 () |
| 3 () | 8 () | 13 () | 18 () |
| 4 () | 9 () | 14 () | 19 () |
| 5 () | 10 () | 15 () | 20 () |

5) ¿Cuál es el beneficio más importante que tendrá usted con la implementación del proyecto?

Económico	()	Bienestar	()	Otros	()
Salud	()	Seguridad	()		

6) ¿Qué porcentaje en sus ingresos, cree que aumentaría con la mejora del servicio?

%_____

7) ¿Estaría dispuesto que su planilla tenga un ligero incremento, para implementar el proyecto eléctrico?

“si” () “no” () si es “si” qué % ()

8) ¿Cuántas planillas pendientes tiene usted a la fecha.

Ninguna () 1 () 2 () 3 ()

9) ¿Con la mejora del servicio eléctrico, estaría dispuesto a ponerse al día en sus planillas.

Acuerdo () Desacuerdo” ()

COMPONENTE 4

Cambio en la Matriz Energética del Ecuador.

Entrevista: Realizada al Ing. Alfredo Camacho Merchán; Vocal del Colegio de Ingenieros eléctricos y electrónicos del ECUADOR.

4.1 ¿Cuándo iniciaría el cambio a las cocinas de inducción, en el Ecuador?

Actualmente en el país hay 1,1 millones de clientes cuyos medidores tienen un voltaje de 220 voltios (V) necesarios para la utilización de las cocinas de inducción. Estos clientes recibieron en agosto de 2014 una carta de las empresas eléctricas que les proveen del servicio, para que puedan optar por la compra de la cocina de inducción, se estima que el ingreso de las cocinas eléctricas sea paulatino entre el 2015 y 2018.

4.2 ¿Cuál es el costo aproximado de una cocina eléctrica?

Las cocinas arrancarían en un precio de USD 150 con dos quemadores u hornillas y llegarán a USD 650 para las de cuatro hornillas con horno.

4.3 ¿Tiene el Gobierno algún plan para facilitar las cocinas eléctricas a los Hogares del Ecuador?

El Gobierno ofrece entregar: la cocina de inducción, un conjunto de ollas y sartenes que son ferromagnéticos, necesarios para la cocción de alimentos, además de realizar la instalación del nuevo tomacorriente que requiere la cocina al interior del hogar del usuario. Todos estos costos tendrán que ser asumidos por el usuario pero serán financiados a 36 meses y serán cobrados por las empresas eléctricas distribuidoras a través de las planillas mensuales.

4.4 ¿Las cocinas eléctricas las podrá encontrar en cualquier punto de venta del país?

Efectivamente, las cocinas de inducción las podrá encontrar en cualquier almacén de electrodomésticos del país, es más hay aproximadamente 10 industrias Ecuatorianas que están registradas en el ministerio de Industrias para su fabricación.

4.5 ¿Cómo debe ser la instalación eléctrica de mi casa para conectar la cocina?

Las instalaciones eléctricas de la casa deben contar con una acometida y un medidor a un voltaje de 220 voltios.

4.6 ¿Si mi casa no tiene la instalación eléctrica necesaria para la nueva cocina, correré yo con los gastos o la Empresa Eléctrica?

Si la casa tiene un voltaje de 110 voltios, la empresa eléctrica correrá con los gastos de la acometida y el medidor.

Tanto para las casas de 110V o 220 Voltios, se necesitará un nuevo punto de tomacorriente para conectar la cocina de inducción, este gasto correrá por cuenta del cliente, pero lo podrá financiar con la empresa eléctrica.

4.7 ¿El consumo de mi cocina eléctrica los pagará el Gobierno?

El Gobierno subsidiará 80 KW-h al mes para las cocinas de inducción. Otros 20 Kw-h serán subsidiados a todos los usuarios que además de cambiar su cocina de gas, reemplacen también el calefón por una ducha eléctrica. Pero a partir del 2018, los usuarios pagarán USD 0,04 por kw-h destinado tanto para la cocina de inducción como para la ducha eléctrica. Esta tarifa igual contempla un subsidio ya que la tarifa promedio en el país es de USD 0,08 por kWh.

4.8 ¿Qué porcentaje incrementará la planilla de energía eléctrica con el consumo de la cocina eléctrica?

No debería incrementar por que el gobierno subsidiaria su consumo. Como referencia las cocinas de inducción tendrán 2.5Kw, considerando que normalmente se utilizan 2 hornillas.

COMPONENTE 5

Perfil de los potenciales usuarios del proyecto

1.1 ¿Cuál es la tasa de crecimiento de la población en el cantón Playas?

Dato secundario: www.inec.gob.ec; Información censal de cantonal. En la página del INEC hay la opción de ver los resultados del censo poblacional del año 2001 y 2010, para nuestro análisis vamos a obtener el censo poblacional de los años mencionados anteriormente, la diferencia la dividimos para 10, con el fin de obtener el crecimiento anual de dicha población.

Resultados Censo de Población	
Provincias: ☐	Cantones: ☒
2001	2010
CUAYAS	GUAYAS
PLAYAS (GENERAL VILLAMIL)	PLAYAS
Consultar	
Total	30.045
Mujeres	14.903
Hombres	15.142

Resultados Censo de Población	
Provincias: ☐	Cantones: ☒
2010	2010
GUAYAS	GUAYAS
PLAYAS	PLAYAS
Consultar	
Total	41.935
Mujeres	20.693
Hombres	21.242

La diferencia entre el año 2001 y el 2010 es 11.890 personas y si dividimos para los 10 años obtenemos un incremento anual de 1189 ciudadanos es decir un incremento anual de 3.96%.

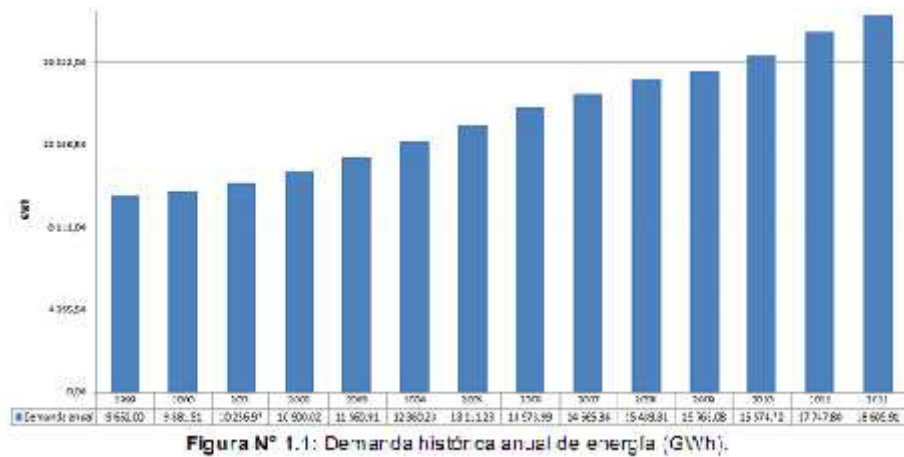
Respuesta:

Tasa de crecimiento de la población	3,96%
-------------------------------------	-------

1.2 ¿Cuál es la tasa de crecimiento de energía eléctrica en el cantón Playas?

Dato secundario: Información Anual 2012 del Centro Nacional de control de energía “CENACE”

Durante el 2012, la demanda de energía del país, tuvo un incremento del 4.84% con relación al 2011. Como se muestra en la siguiente figura.



Como 4.84% es un incremento promedio de energía a nivel nacional, vamos a suponer que el crecimiento del cantón playas también es 4.84% para nuestros cálculos.

Respuesta:

Crecimiento de demanda de energía eléctrica	4,84%
---	-------

1.3 ¿Cuáles son los tipos de consumidores de energía eléctrica en el cantón Playas con su respectiva ponderación?

Datos secundarios: En la tesis de Grado del Ing. Víctor Lazo del año 2009 de la ESPOL, cuyo tema es “DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LAS SUBESTACIONES DE PLAYAS Y POSORJA DE CNEL – REGIÓN STA. ELENA – DIVISIÓN PLAYAS” se encuentra en la página #82, los tipos y ponderación de los consumidores de la zona: un 25% como un sector comercial, 65% residencial y un 10% industrial.

Respuesta:

Residencial	65%
Comercial	25%
Industrial	10%

COMPONENTE 6

Percepciones positivas o negativas sobre el proyecto entre los grandes usuarios: Proyecto Karibao

Entrevista: Realizada a la Dra. María del Mar Rubio, principal proveedora de materiales de construcción para el proyecto.

6.1 ¿Cuál es la Fecha de Inicio y fecha de fin para la Construcción del proyecto Karibao?

Karibao, el proyecto de Pronobis comenzó la construcción el mes de junio del 2014 con una proyección de avance de 3 torres cada año, se completará 30 torres. Las primeras tres torres estarán listas el año 2017 y el proyecto completo finalizaría el año 2026

6.2 ¿Cuál es el presupuesto referencial de su proyecto en millones de dólares USD?

Setecientos millones de dólares (USD 700.000.000,00)

6.3 ¿Cómo se financiaría el proyecto Karibao?

El Grupo Nobis financiaría aproximadamente el 50%, y para cubrir la diferencia se lanzaría acciones al mercado.

6.4 ¿Cuál es la vida útil referencial en años de su proyecto?

La vida útil es de 30 años.

6.5 ¿Cuál es el beneficio más importante con la implementación del proyecto?

Aumentar el turismo en el Ecuador.

6.6 ¿Cuál es la potencia estimada para el proyecto Karibao en MW?

Aproximadamente 10 MW.

6.7 ¿Cuál es la Energía promedio mensual, que consumirá su proyecto en Mw-h o Kw-h?

La energía promedio mensual de Karibao sería 2500 MW-h

6.8 ¿Actualmente conoce como se va alimentar de energía eléctrica su proyecto?

No se conoce.

6.9 ¿Ha socializado su proyecto con la empresa eléctrica local?

No se ha presentado el proyecto a la empresa eléctrica.

6.10 ¿Qué haría si CNEL Santa Elena, no tiene la infraestructura para dar el servicio eléctrico ni tampoco tiene los recursos para construirla?

Se Contrataría a una empresa para que haga el diseño y el presupuesto de este proyecto.

6.11 ¿En caso de que ustedes inviertan en parte de la infraestructura eléctrica de potencia que es responsabilidad de la Empresa Eléctrica, como amortizarían su inversión?

Una propuesta sería con planillas eléctricas.

COMPONENTE 7

Percepciones positivas o negativas sobre el proyecto entre los grandes usuarios: Nuevo Puerto de Aguas Profundas.

Entrevista: Realizada a la Ab. Gladys Moran del Ministerio de Transporte y Obras Públicas y al Ing. Roberto Guerra Jefe Industrial del Puerto Marítimo de Guayaquil.

7.1 ¿Cuál es la Fecha de Inicio y fecha de fin para la Construcción del Nuevo Puerto de Guayaquil?

La fecha de inicio para la construcción es aproximadamente el 2018 y la primera fase estaría lista para el 2025, la segunda para el 2026, la tercera para el 2027 y la última para el 2028.

7.2 ¿Cuál es el presupuesto referencial de su proyecto en millones de dólares USD?

El presupuesto referencial para estos proyectos es de: Mil millones de dólares (USD 1000.000.000,00)

7.3 ¿Cómo se financiaría el proyecto del Puerto de Aguas profundas?

Con recursos del Estado Ecuatoriano, a través del Ministerio de Transporte y Obras Públicas.

7.4 ¿Cuál es la vida útil referencial del Puerto?

Tiene una vida útil de hasta 50 años.

7.5 ¿Cuál es el beneficio más importante con la implementación del Nuevo Puerto?

Ecuador contará con un nuevo puerto, con capacidad de 50 millones de toneladas anuales.

7.6 ¿Cuál es la potencia estimada para el Puerto en MW?

Aproximadamente 45Mw.

7.7 ¿Cuál es la Energía promedio mensual, que consumirá su proyecto en MW-h o KW-h?

La energía promedio mensual del Nuevo Puerto sería 30000Mw-h

7.8 ¿Actualmente conoce como se va alimentar de energía eléctrica su proyecto?

No se conoce.

7.9 ¿Ha socializado su proyecto con la empresa eléctrica local?

No se ha presentado el proyecto a la empresa eléctrica, porque no se conoce la ubicación exacta del Puerto.

7.10 ¿Qué haría si CNEL Santa Elena, no tiene la infraestructura para dar el servicio eléctrico ni tampoco tiene los recursos para construirla?

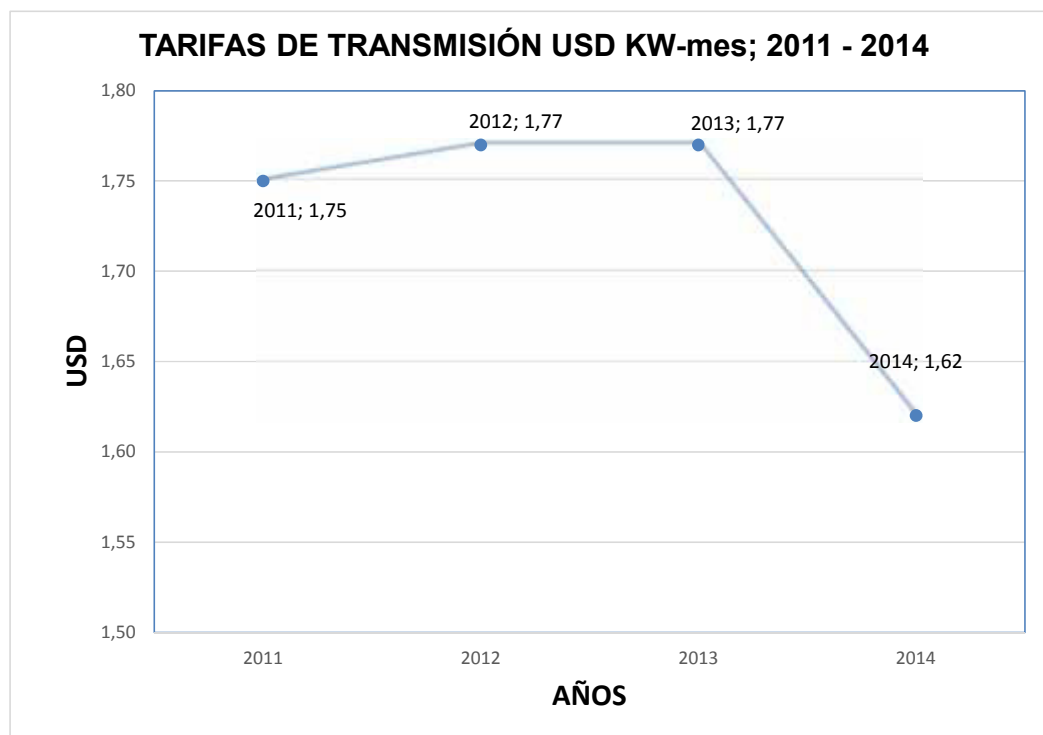
Se coordinaría con el Ministerio de Electricidad con anticipación, para que planifique y ejecute estos trabajos.

7.11 ¿En caso de que ustedes inviertan en parte de la infraestructura eléctrica de potencia que es responsabilidad de la Empresa Eléctrica, como amortizarían su inversión?

La infraestructura eléctrica es responsabilidad del Ministerio de Electricidad.

ANEXO No. 4 Tarifas De Transmisión

Los valores para las tarifas de transmisión, previos a la operación del proyecto, es decir del año 2011 al año 2014 fueron obtenidos del “El Informe del Análisis del Costo y Pliego Tarifario del Servicio Eléctrico” publicado por el CONELEC.



A continuación se presentan las Sesiones del Directorio en las que se resuelve los costos del servicio eléctrico:

- (Año 2011) SESIÓN DE DIRECTORIO DE 17 DE MARZO DE 2011, RESOLUCIÓN No. 013/11. Punto No.5. (ANEXO No. 6)
- (Año 2012) SE CONSERVA LA MISMA RESOLUCIÓN DEL AÑO ANTERIOR. (ANEXO No. 6)
- (Año 2013) SESIÓN DE DIRECTORIO DE 21 DE MAYO DE 2013, RESOLUCIÓN No. 008/13. Punto No.5. (ANEXO No. 6)
- (Año 2014) SESIÓN DE DIRECTORIO DE 23 DE ABRIL DE 2014, RESOLUCIÓN No. 030/14. Punto No.5. (ANEXO No. 6)

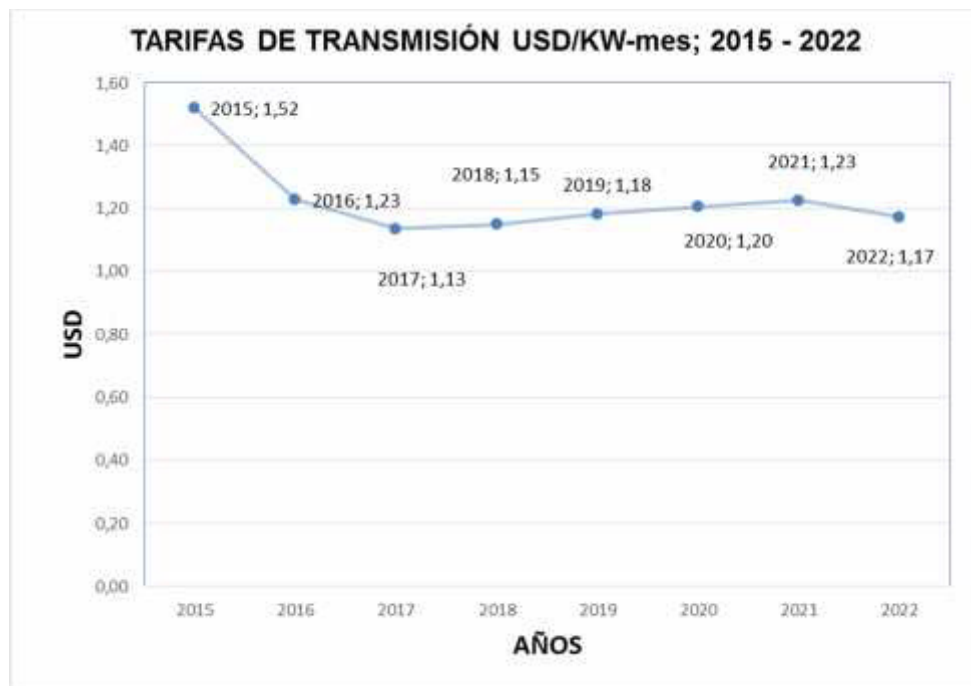
ANEXO No. 5 Proyección De Las Tarifas De Transmisión

Como se mencionó en el capítulo V, los valores para las tarifas de transmisión de los años 2015 al 2022 fueron proyectados en base a la siguiente información tomada de la figura No. 6.18 del Resumen Ejecutivo del Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 del CONELEC

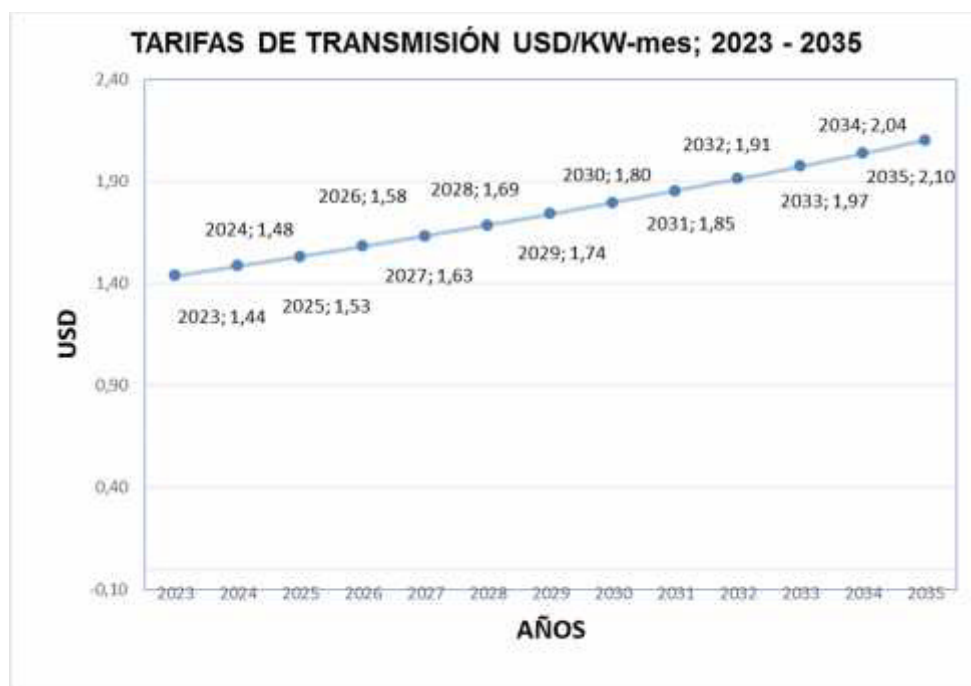


Es decir las tarifas de transmisión son alineadas a las tarifas del consumidor final. Cabe indicar que la tarifa al consumidor final considera los costos de Generación, costos de Transmisión y costos de Distribución. Del gráfico anterior, podemos obtener las pendientes para proyectar las tarifas de transmisión del 2015 al 2022.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Generación	3,55	3,53	3,13	2,92	2,99	3,06	3,11	3,22	3,24
Transmisión	0,63	0,58	0,45	0,4	0,36	0,37	0,37	0,37	0,35
Distribución	4,32	3,86	2,86	2,63	2,68	2,77	2,84	2,84	2,56
Tarifa final	8,50	7,97	6,44	5,95	6,03	6,20	6,32	6,43	6,15
Factor proyección.		0,94	0,81	0,92	1,01	1,03	1,02	1,02	0,96



Para proyectar las tarifas del año 2023 al 2035, se consideró la inflación promedio, de noviembre 2012 a octubre 2014, con datos obtenidos del Banco Central del Ecuador (http://contenido.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=inflacion):



SESIÓN DE DIRECTORIO DE 17 DE MARZO DE 2011

RESOLUCIÓN No. 013/11

**EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD
CONELEC**

Considerando:

Que, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 11 de la Regulación No. CONELEC – 006/08: APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15, "El CONELEC determinará anualmente el pliego tarifario que entrará en vigencia a partir del 1 de enero del año siguiente de su emisión...";

Que, en base de lo dispuesto por el Mandato Constituyente No. 15, los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado, constarán obligatoriamente en su Presupuesto General y deberán ser transferidos mensualmente al Fondo de Solidaridad y se considerarán aportes de capital de dicha Institución.;

Que, mediante Memorando No. DT-10-325 de 27 de septiembre de 2010, las Direcciones de Tarifas, Regulación y Supervisión y Control remitieron a la Dirección Ejecutiva el documento denominado "Propuesta de Modificación de los Principios Tarifarios para la determinación del Costo del Servicio Eléctrico"; la misma que manifestó su conformidad con el contenido de este documento, y puso en conocimiento de los señores Miembros del Directorio para su análisis y resolución con Memorando No. DE-10-298 de 29 de septiembre de 2010.

Que, mediante Resolución No. 072/10 de 21 de octubre de 2010, el Directorio del CONELEC aprobó lo siguiente:

"Disponer a la Administración del CONELEC, que a partir del estudio de costo del año 2011, se incluya, como parte del Costo Medio de Generación, el Servicio de la Deuda y el Capital necesarios para la construcción de los nuevos proyectos de generación, a partir de su entrada en operación comercial".

Que, mediante Resolución No. 083/10 de 09 de diciembre de 2010, el Directorio del CONELEC aprobó lo siguiente:

"Para el estudio tarifario del año 2011, en el análisis de costos de las empresas eléctricas de distribución, se considerará los siguientes parámetros:

- Los niveles aceptados de pérdidas de las empresas distribuidoras deberán ser concordantes con las metas establecidas para cada una de ellas en el Plan de Reducción de Pérdidas – PLANREP.

- Los costos de Administración, Operación, Mantenimiento y Comercialización de las empresas distribuidoras corresponderán a los valores reportados por las empresas y revisados por el CONELEC.
- Adicionalmente, en estos costos se incluirán aquellos que no siendo afectos al servicio constituyen una obligación su cubrimiento, así como, actividades de control y reducción de las pérdidas de acuerdo con las metas establecidas en el PLANREP.

En consecuencia, no se considerará los numerales 2.2 Gastos de Operación y Mantenimiento y 2.3 Pérdidas Eléctricas de la Regulación No. CONELEC 009/00, que fue expedida por el Directorio del CONELEC mediante Resolución No. 0180/00 de 30 de octubre de 2000 y modificada mediante Regulación No. 228/03 de 15 de octubre de 2003”.

Que, mediante Memorando No. DT-11-064 de 14 de marzo de 2011, la Dirección de Tarifas, remitió a la Dirección Ejecutiva el documento denominado “Análisis de Costos para las Empresas Eléctricas sujetas a Regulación de Precios. Periodo Enero-Diciembre 2011”; la misma que manifestó su conformidad con el contenido de este documento en el que consta el texto del Pliego Tarifario que tendrá vigencia durante el año 2011 y pone en conocimiento de los Señores Miembros del Directorio para su resolución y aprobación con Memorando No. DE-11-053 de 15 de marzo de 2011.

RESUELVE

1. Acoger el Estudio de costos presentado por la Administración con Memorando No. DE-11-053 de 15 de marzo de 2011, con las observaciones realizadas en la sesión de Directorio de 17 de marzo de 2011.
2. Aprobar el Precio Unitario de Potencia para Remuneración (componente de potencia), de 5,70 USD /kW-mes, para el mercado de corto plazo, que se presenta en el Cuadro No. 1.
3. Aprobar los costos anuales imputables al servicio de generación para el año 2011, para cada una de las empresas de generación de propiedad del Estado, presentados en el Cuadro No. 2.
4. Aprobar el Costo Medio de Generación vigente en el periodo enero – diciembre 2011, en un valor de **4,653 €USD/kWh**, cuyo detalle se presenta en el Cuadro No. 3.
5. Aprobar la Tarifa de Transmisión, que deberá ser pagada por cada distribuidor o gran consumidor, por el valor de **1,75 USD/kW-mes** de demanda máxima no coincidente registrada en las barras de entrega al distribuidor o gran consumidor, en el mes que corresponda, cuyo valor energizado es equivalente a **0,3584 €USD/kWh**, de conformidad con la información entregada por la CELEC - TRANSELECTRIC, que consta en el Cuadro No. 4.
6. Aprobar los Costos del Servicio de Distribución y Precios Medios correspondientes a cada una de las Empresas Eléctricas Distribuidoras, conforme su detalle de

cálculo que consta en el estudio y se muestra en el Cuadro No. 27, cuyo costo medio de servicio eléctrico nacional alcanza el valor de **8,925 €/USD/kWh**.

7. Aprobar los valores que constituyen los Peajes por Potencia en cada etapa funcional de distribución y los Peajes por Energía que corresponden al Reconocimiento por las Pérdidas de Transporte de la energía, presentados en los Cuadros Nos. 18 y 21.
8. Conocer el monto estimado de Déficit Tarifario de las Empresas Eléctricas de Distribución para el año 2011, cuyo detalle se muestran en el Cuadro No. 27.
9. Conocer el monto estimado de Déficit Operacional en Generación de la Empresa Eléctrica Galápagos S.A., Empresa Eléctrica Quito S.A., CNEL-Regional Sucumbíos y CNEL-Regional El Oro, para el año 2011, cuyo detalle se muestran en los Cuadros No. 28 al 31.
10. Mantener el procedimiento que se aplica para la determinación del subsidio cruzado a favor de los consumidores de escasos recursos del sector residencial del servicio de energía eléctrica, según se recomienda en el numeral 5 del Informe del Análisis de Costos.
11. Aprobar el texto del Pliego Tarifario propuesto por la Dirección Ejecutiva mediante Memorando No. DE-11-053 de 15 de marzo de 2011, antes citado, el mismo que entrará en vigencia a partir del 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2011.
12. Aprobar los cargos tarifarios únicos para las empresas eléctricas de distribución del país, excepto para la Empresa Eléctrica Quito S.A. y la Eléctrica de Guayaquil, en los valores del cuadro adjunto al Memorando No. DE-11-053, antes citado.
13. Aprobar los cargos tarifarios para la Empresa Eléctrica Quito S.A. y la Eléctrica de Guayaquil, en los valores de los cuadros, adjuntos al Memorando No. DE-11-053, antes citado.
14. Los valores de los cargos tarifarios aprobados en los numerales 12 y 13 serán aplicados a los consumidores en forma inmediata, sobre la base de los procesos de facturación de las empresas eléctricas de distribución.
15. Acoger las modificaciones presentadas al Pliego Tarifario para el año 2011, adjuntos al Memorando No. DE-11-053, antes citado.
16. Solicitar al Gobierno Nacional el cubriendo de los valores correspondientes al Déficit Tarifario y Déficit Operacional de Sistemas Aislados, referidos en los numerales 3 y 4 del Informe de Análisis de Costos, conforme lo dispone el Mandato Constituyente No. 15.

La presente Resolución, en los términos que anteceden, se aplicará a los consumos y servicios que se realicen a partir del 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2011”.

ÁREA RESPONSABLE: DT

SESIÓN DE DIRECTORIO DE 21 DE MAYO DE 2013

Resolución No. 008/13

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

CONELEC

CONSIDERANDO:

QUE, el Mandato Constituyente No. 15, "... los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado, constarán obligatoriamente en su Presupuesto General...; además, "... no se considerarán los componentes de inversión para la expansión en los costos de distribución y transmisión.";

QUE, el numeral 11 de la Regulación No. CONELEC – 006/08; Aplicación del Mandato Constituyente No. 15, establece que: "El CONELEC determinará anualmente el pliego tarifario que entrará en vigencia a partir del 1 de enero del año siguiente de su emisión...";

QUE, el numeral 22 de la Regulación No. CONELEC 004/09 Regulación Complementaria No. 2 para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15, dispone: "El estudio de costos de las empresas integradas se lo realizará en forma individualizada en cada unidad de negocio y/o sistema regional, para lo cual el CONELEC solicitará la información técnica y económica necesaria, la misma que será consolidada para la elaboración del estudio de costos de las empresas integradas";

QUE, el Numeral 9 de la Regulación CONELEC No. 006/08 Regulación para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15, establece: "La aplicación de la tarifa única a nivel nacional ocasiona que unas empresas distribuidoras obtengan una tarifa inferior a su tarifa propia (costos propios); el CONELEC, para este caso, efectuará el cálculo de esta diferencia en forma mensual, conforme la regulación específica que se emita para tal efecto.

Dentro de este cálculo, el CONELEC incluirá todos los subsidios o compensaciones que estado haya otorgado, a través de la propia normativa eléctrica o de otras Leyes, Decretos Ejecutivos, Acuerdos Ministeriales y Mandatos Constituyentes.";

QUE, mediante Resolución No. 072/10 de 21 de octubre de 2010, el Directorio del CONELEC resolvió: "2. Disponer a la Administración del CONELEC, que a partir del estudio de costo del año 2011, se incluya, como parte del Costo Medio de Generación, el Servicio de la Deuda y el Capital necesarios para la construcción

de los nuevos proyectos de generación, a partir de su entrada en operación comercial”;

QUE, mediante Resolución No. 083/11 de 24 de noviembre de 2011, el Directorio de este Consejo aprobó la Regulación Nro. CONELEC 008/11 “Prestación del Servicio de Alumbrado Público General”, en la que, al Alumbrado Público se lo trata como un servicio independiente del servicio eléctrico;

QUE, mediante Resolución No. 064/12 de 04 de junio de 2012, el Directorio de este Consejo resolvió:

“1. Eliminar el concepto de Fondo de Reposición que fuera creado a través de la normativa aprobada por el CONELEC...

2. Para las etapas de generación, transmisión y distribución, considerar, dentro del rubro de administración, operación y mantenimiento, las actividades de mantenimientos rutinarios, mantenimientos mayores, labores para la repotenciación de equipos y cualquier otra actividad que sea para incorporar nuevas tecnologías y prolongación de la vida útil de las instalaciones, con el propósito de cumplir con los parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica;.....

3. Considerar, para la etapa de transmisión y distribución, los costos para mejorar y adecuar las redes, para ajustarse a la evolución de la demanda. Este tipo de obras, permanentes y continuas, para evitar el deterioro de los niveles de calidad y seguridad en las redes de transporte en operación, deberán ser presentadas en programas específicos, señalando cronogramas de control y los resultados de las evaluaciones realizadas que justifiquen este tipo de obras”;

QUE, ibídem, la segunda disposición final establece que las disposiciones contenidas en la Resolución No. 064/12 “... deberán ser cumplidas por las empresas públicas del sector eléctrico, desde la elaboración de los planes de operación y mantenimiento correspondientes al año 2013, cuyos estudios de costos deben ser presentados al CONELEC en este año 2012.”;

QUE, mediante Memorandos Nos. CONELEC-DT-2012-297-M y CONELEC-DT-2012-303-M de 12 y 26 de diciembre de 2012, respectivamente, la Dirección de Tarifas, ahora Dirección de Regulación Económica, remitió a la Administración los documentos relacionados con el “Análisis del Costo y Pliego Tarifario del Servicio Eléctrico, Periodo Enero-Diciembre 2013”; en el que se presenta los resultados del análisis de los costos de las empresas eléctricas, la propuesta de modificaciones al texto del Pliego Tarifario y los respectivos cuadros de Cargos Tarifarios del Servicio Eléctrico;

QUE, mediante Memorando No. CONELEC-DE-2013-259-M de 17 de mayo de 2013, la Dirección Ejecutiva puso a consideración de los señores Miembros del Directorio

el Informe del Análisis del Costo y Pliego Tarifario del Servicio Eléctrico, Período Enero-Diciembre 2013;

En uso de las atribuciones que constan en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico:

RESUELVE:

1. Acoger el Informe del Análisis del Costo y Pliego Tarifario del Servicio Eléctrico, Período Enero-Diciembre 2013, presentado por la Administración con Memorando No. CONELEC-DE-2013-259-M de 17 de mayo de 2013.

SERVICIO ELÉCTRICO

2. Aprobar el Precio Unitario de Potencia para Remuneración de **5,70 USD /kW-mes**, para el mercado de corto plazo, que se presenta en el Cuadro No. 1.
3. Aprobar los costos fijos anuales imputables al servicio de generación para cada una de las generadoras que constan en el Cuadro No. 2.
4. Aprobar el Costo Medio de Generación en un valor de **4,098 ¢USD/kWh**, cuyo detalle se presenta en el Cuadro No. 3.
5. Aprobar la Tarifa de Transmisión, que deberá ser pagada por cada distribuidor o gran consumidor o consumo propio, por el valor de **1,77 USD/kW-mes** de demanda máxima no coincidente registrada en las barras de entrega al distribuidor o gran consumidor, en el mes que corresponda, cuyo valor energizado es equivalente a **0,367 ¢USD/kWh**, que consta en el Cuadro No. 4.
6. Aprobar los Costos Totales del Servicio de Distribución correspondientes a cada una de las Distribuidoras y, en el caso de empresas integradas, para cada unidad de negocio, Cuadro No. 7; y, los Precios Medios conforme su detalle de cálculo que consta en el estudio y se muestra en el Cuadro No. 24; en base del cual, el costo medio de servicio eléctrico nacional alcanza el valor de **7,983 ¢USD/kWh**.
7. Aprobar los valores que constituyen los Peajes por Potencia y los Peajes por Energía en cada etapa funcional de distribución, presentados en los Cuadros Nos. 17 y 20, respectivamente.
8. Conocer el monto estimado del Déficit Tarifario de las Empresas Eléctricas de Distribución, cuyo detalle se muestran en el Cuadro No. 26.
9. Conocer los montos estimados de Déficit Operacional de Generación correspondientes a las Empresas Eléctricas Galápagos y Centrosur, cuyo detalle se muestran en los Cuadros No. 27 y 28, respectivamente.

10. Disponer a la Administración en coordinación con el CENACE, establecer las directrices para el proceso de ajuste de la liquidación de las transacciones por la compra-venta de energía para el periodo enero-abril 2013.

PLIEGO TARIFARIO

11. Aprobar el texto del Pliego Tarifario para el Servicio Eléctrico, en el que se incluyen las modificaciones presentadas mediante Memorando No. CONELEC-DE-2013-259-M, antes citado. Este Pliego Tarifario tendrá vigencia a partir del 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2013.
12. Aprobar el valor del cargo tarifario de **11,85 ¢USD/kWh** para la Tarifa Residencial Temporal, el mismo que se incluirá en los cuadros de cargos tarifarios para las empresas distribuidoras a nivel nacional.
13. Aprobar los cargos tarifarios para las empresas eléctricas de distribución y, en el caso de las empresas integradas, para cada unidad de negocio, en los valores de los Cuadros adjuntos al Memorando No. CONELEC-DE-2013-259-M, antes citado.
14. Mantener el procedimiento que se aplica para la determinación del subsidio cruzado a favor de los consumidores de escasos recursos del sector residencial del servicio de energía eléctrica, según se recomienda en el numeral 4.2 del Informe del Análisis del Costo y Pliego Tarifario del Servicio Eléctrico. Periodo Enero-Diciembre 2013.
15. Solicitar al Gobierno Nacional el pago de los valores correspondientes al Déficit Tarifario y Déficit Operacional de Sistemas Aislados, referidos en los numerales 8 y 9 de esta Resolución, conforme lo dispone el Mandato Constituyente No. 15.

La presente Resolución, en los términos que anteceden, se aplicará a los consumos y servicios que se realicen a partir del 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2013.

Área Responsable: CNR

COPIA CERTIFICADA

De la Resolución No. 030/14, adoptada por el Directorio del Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, en sesión realizada el 23 de abril de 2014, cuyo tenor es el siguiente:

"030/14

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

CONELEC

Considerando:

Que, en base de lo dispuesto por el Mandato Constituyente No. 15, "... los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado, constarán obligatoriamente en su Presupuesto General...; además, "... no se considerarán los componentes de inversión para la expansión en los costos de distribución y transmisión.";

Que, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 11 de la Regulación No. CONELEC 006/08: Aplicación del Mandato Constituyente No. 15, "El CONELEC determinará anualmente el pliego tarifario que entrará en vigencia a partir del 1 de enero del año siguiente de su emisión...";

Que, el numeral 22 de la Regulación No. CONELEC 004/09 complementaria No. 2 para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15, dispone: "El estudio de costos de las empresas integradas se lo realizará en forma individualizada en cada unidad de negocio y/o sistema regional, para lo cual el CONELEC solicitará la información técnica y económica necesaria, la misma que será consolidada para la elaboración del estudio de costos de las empresas integradas";

Que, el numeral 9 de la Regulación No. CONELEC 006/08 para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15, establece: "La aplicación de la tarifa única a nivel nacional ocasiona que unas empresas distribuidoras obtengan una tarifa inferior a su tarifa propia (costos propios); el CONELEC, para este caso, efectuará el cálculo de esta diferencia en forma mensual, conforme la regulación específica que se emita para tal efecto.

Dentro de este cálculo, el CONELEC incluirá todos los subsidios o compensaciones que estado haya otorgado, a través de la propia normativa eléctrica o de otras Leyes, Decretos Ejecutivos, Acuerdos Ministeriales y Mandatos Constituyentes."

Página 1 de 4

Quito: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. Los Shyris • PBX (593-2) 2268 744 - 2268 746 • Fax: (593-2) 2268 232
Babahoyo: 10 de Agosto entre Rocafuerte y Elco Alfaro
Guayaquil: Calle Guillermo Pareja Rolando No. 561 - La Garzota 1era etapa • Telfs.: (593-4) 04 223 5007 - 04 223 1118
Manta: Av. uno entre calle 12 y 13, Edificio Delbank, Of. 212 • Telfs.: (593-5) 05 262 3657 - 05 262 3623
Aptado: 17-17-0117 • E-mail: conelec@conelec.gob.ec • www.conelec.gob.ec • Ecuador



Que, mediante Resolución No. 072/10 de 21 de octubre de 2010, el Directorio del CONELEC resolvió: "2. Disponer a la Administración del CONELEC, que a partir del estudio de costo del año 2011, se incluya, como parte del Costo Medio de Generación, el Servicio de la Deuda y el Capital necesarios para la construcción de los nuevos proyectos de generación, a partir de su entrada en operación comercial";

Que, mediante Resolución No. 083/11 de 24 de noviembre de 2011, el Directorio de este Consejo aprobó la Regulación No. CONELEC 008/11 "Prestación del Servicio de Alumbrado Público General", en la que, al Alumbrado Público se lo trata como un servicio independiente del servicio eléctrico;

Que, mediante Resolución No. 064/12 de 04 de junio de 2012, el Directorio de este Consejo resolvió:

"1. Eliminar el concepto de Fondo de Reposición que fuera creado a través de la normativa aprobada por el CONELEC...

2. Para las etapas de generación, transmisión y distribución, considerar, dentro del rubro de administración, operación y mantenimiento, las actividades de mantenimientos rutinarios, mantenimientos mayores, labores para la repotenciación de equipos y cualquier otra actividad que sea para incorporar nuevas tecnologías y prolongación de la vida útil de las instalaciones, con el propósito de cumplir con los parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica;.....

3. Considerar, para la etapa de transmisión y distribución, los costos para mejorar y adecuar las redes, para ajustarse a la evolución de la demanda. Este tipo de obras, permanentes y continuas, para evitar el deterioro de los niveles de calidad y seguridad en las redes de transporte en operación, deberán ser presentadas en programas específicos, señalando cronogramas de control y los resultados de las evaluaciones realizadas que justifiquen este tipo de obras";

Que, ibídem, la segunda disposición final establece que las disposiciones contenidas en la Resolución No. 064/12 "... deberán ser cumplidas por las empresas públicas del sector eléctrico, desde la elaboración de los planes de operación y mantenimiento correspondientes al año 2013.";

Que, mediante Memorando Nro. CONELEC-CNRSE-2014-0182-M de 22 de abril de 2014, la Coordinación Nacional de Regulación del Sector Eléctrico, remitió a la Administración el documento titulado "Análisis del Costo del Servicio Eléctrico. Periodo Enero-Diciembre 2014", elaborado por la Dirección Nacional de Regulación Económica, en el que se presenta los resultados de los estudios de costos para la generación, transmisión y distribución; así como, los respectivos cuadros de cargos tarifarios del servicio eléctrico;

Página 2 de 4



Quito: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. Los Shyris • PBX (593-2) 2268 744 - 2268 745 • Fax: (593-2) 2268 737

Bahoyo: 10 de Agosto entre Rocafuerte y Eloy Alfaro

Guayaquil: Calle Guillermo Pareja Rolando No. 561 - La Garzota 1era etapa. • Telfs.: (593-4) 04 223 5007 - 04 223 1118

Manta: Av. una entre calle 12 y 13. Edificio Delbank, Of. 212 • Telfs.: (593-5) 05 262 3657 - 05 262 3823

Apartado: 17-17-817 • E-mail: conelec@conelec.gob.ec • www.conelec.gob.ec • Ecuador

Que, mediante Memorando Nro. CONELEC-DE-2014-073-M de 22 de abril de 2014, la Dirección Ejecutiva, puso en consideración de los señores Miembros del Directorio el Informe "Análisis del Costo del Servicio Eléctrico. Período Enero-Diciembre 2014"; En uso de las atribuciones que constan en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico:

RESUELVE:

1. Acoger el Informe del Análisis del Costo del Servicio Eléctrico. Período Enero-Diciembre 2014, presentado por la Administración con Memorando Nro. CONELEC-DE-2014-073-M de 23 de abril de 2014.

SERVICIO ELÉCTRICO

2. Aprobar el Precio Unitario de Potencia para Remuneración de **5,70 USD /kW-mes**, para el mercado de corto plazo, que se presenta en el Cuadro No. 1.
3. Aprobar los costos fijos anuales imputables al servicio de generación para cada una de las generadoras que constan en el Cuadro No. 2.
4. Aprobar el Costo Medio de Generación en un valor de **4,409 ¢USD/kWh**, cuyo detalle se presenta en el Cuadro No. 3.
5. Aprobar la Tarifa de Transmisión, que deberá ser pagada por cada distribuidor o gran consumidor o consumo propio, por el valor de **1,62 USD/kW-mes** de demanda máxima no coincidente registrada en las barras de entrega al distribuidor o gran consumidor, en el mes que corresponda, cuyo valor energizado es equivalente a **0,345 ¢USD/kWh**, que consta en el Cuadro No. 4.
6. Aprobar los Costos Totales del Servicio de Distribución correspondientes a cada una de las Distribuidoras y, en el caso de empresas integradas, para cada unidad de negocio Cuadro No. 7; y, los Precios Medios conforme su detalle de cálculo que consta en el estudio y se muestra en el Cuadro No. 24; en base del cual, el costo medio de servicio eléctrico nacional alcanza el valor de **8,409 ¢USD/kWh**.
7. Aprobar los valores que constituyen los Peajes por Potencia y los Peajes por Energía en cada etapa funcional de distribución, presentados en los Cuadros Nos. 17 y 20, respectivamente.
8. Conocer el monto estimado del Déficit Tarifario de las Empresas Eléctricas de Distribución, cuyo detalle se muestra en el Cuadro No. 26.
9. Conocer el monto estimado de Déficit Operacional de Generación de Sistemas Aislados correspondiente a la Empresa Eléctrica Galápagos, cuyo detalle se muestra en el Cuadro No. 27.

Página 3 de 4



10. Disponer a la Administración en coordinación con el CENACE, establecer las directrices para el proceso de ajuste de la liquidación de las transacciones por la compra-venta de energía para el periodo que corresponda".

Es fiel copia del original a que se refiere la misma.- Certifico.

Quito, 5 de mayo de 2014

Ldo. Carlos Calero M.
SECRETARIO GENERAL



ANEXO No. 7 Tarifas Del Consumidor Final De La Zona

Este anexo será de consulta, y tiene información sobre el histórico, de las Tarifas al consumidor final en la zona del proyecto, cabe indicar que las Tarifas del consumidor final difieren entre las Empresas Eléctricas del Ecuador, por ejemplo la Empresa Eléctrica Quito, tiene diferentes tarifas a las de CNEL Santa Elena. También hay que mencionar que las tarifas de una Empresa Eléctrica se clasifican en Residencial, comercial, Industrial, Tercera edad, dignidad, etc. A continuación se muestra las tarifas Residencial y Comerciales del 2002 al 2035 de CNEL Santa Elena.

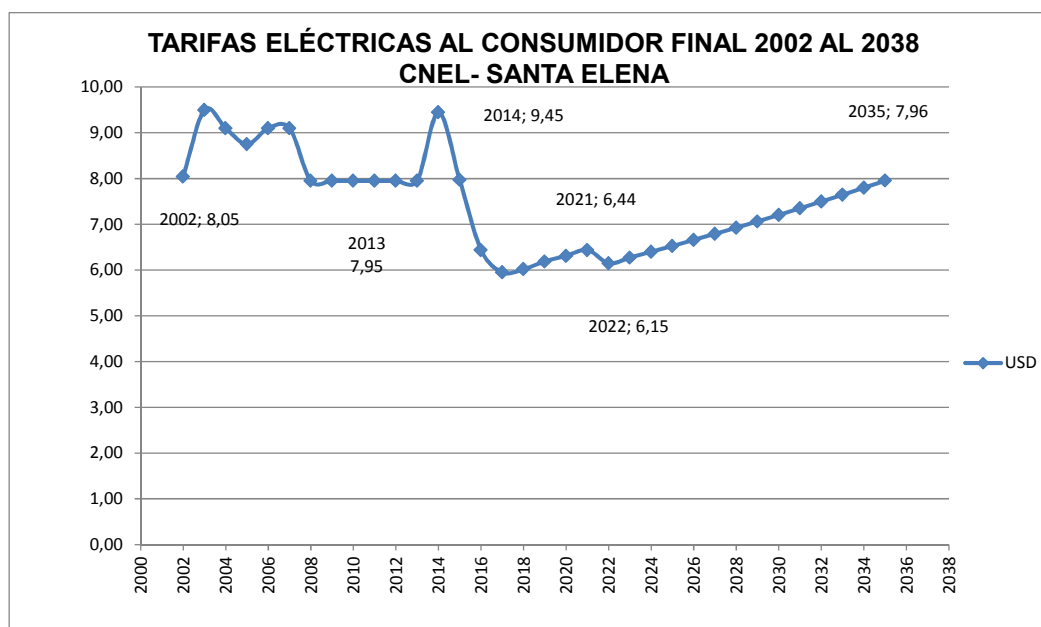
Estado del proyecto	No.	Año	USD/Kwh		
			Residencial	Comercial	Promedio
Etapa Inicial - Instalaciones actuales		2002	9,11	6,98	8,05
		2003	10,70	8,30	9,50
		2004	10,30	7,90	9,10
		2005	9,60	7,90	8,75
		2006	10,30	7,90	9,10
		2007	10,30	7,90	9,10
		2008	8,70	7,20	7,95
		2009	8,70	7,20	7,95
		2010	8,70	7,20	7,95
		2011	8,70	7,20	7,95
		2012	8,70	7,20	7,95
		2013	8,70	7,20	7,95
		2014	9,70	9,20	9,45
Inversión / Construcción	0	2015	PROYECCIÓN FUTURA		7,97
Nuevas instalaciones operativas	1	2016			6,44
	2	2017			5,95
	3	2018			6,02
	4	2019			6,19
	5	2020			6,31
	6	2021			6,44
	7	2022			6,15
	8	2023			6,27
	9	2024			6,40
	10	2025			6,53
	11	2026			6,66
	12	2027			6,79
	13	2028			6,93
	14	2029			7,06
	15	2030			7,21



16	2031	7,35
17	2032	7,50
18	2033	7,65
19	2034	7,80
20	2035	7,96

Los datos desde el 2002 hasta el 2014 son tomados de los pliegos tarifarios del consumidor final publicados anualmente por el CONELEC. Los datos tarifarios del consumidor final del 2015 al 2022 son datos tomados del Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 del CONELEC. Los datos tarifarios desde el 2023 hasta el 2035 son proyectados en base al periodo anterior.

El comportamiento de las tarifas eléctricas se presenta a continuación:



ANEXO No. 8 Presupuesto de Inversión

Ampliación De La Subestación 138/69kv					
ITEM	DESCRIPCIÓN DEL ELEMENTO	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$ USD)	SUB TOTAL (\$USD)
	AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN POSORJA.				
1	Autotransformador trifásico con OLTC, 150 MVA, 138/69/13,8 kV.	Uni.	1,0	1.618.682,67	1.618.682,67
2	Bahía de línea de 138 kV.	Uni.	2,0	327.563,64	655.127,28
3	Bahía de transformador de 138 kV.	Uni.	2,0	293.227,11	586.454,22
4	Bahía de transferencia de 138 kV.	Uni.	1,0	319.125,02	319.125,02
5	Bahía de línea de 69 kV.	Uni.	2,0	275.144,03	550.288,06
6	Bahía de transformador de 69 kV.	Uni.	1,0	260.266,51	260.266,51
7	Ampliación de barraje en esquema de barra principal y de transferencia 138 kV.	Uni.	1,0	95.737,51	95.737,51
8	Ampliación de barraje en esquema de barra principal y de transferencia 69 kV.	Uni.	1,0	88.079,18	88.079,18
9	Sistemas y Equipos comunes tales como: generador de emergencia; servicios auxiliares AC y DC; cables y conductores, conectores herrajes, terciario y transformador de SSAA; iluminación interna y externa, ductos y bandejas; sistema de supervisión, control, protección y medición, sistemas de vigilancia y monitoreo, IHM, Telecomunicaciones, Ingeniería, equipos de integración a los sistemas existentes y Capacitación.	Uni.	1,0	1.702.422,43	1.702.422,43
10	Obras civiles incluido estructuras metálicas, movimiento de tierras, cimentaciones, fundaciones y canaletas; cerramiento perimetral de todo el terreno de la subestación, vías internas, vía de acceso a la subestación; casa de control, casetas de tableros, de generador diesel y de bombas y guardianías; malla de puesta a tierra y acabados de patios, sistema contra incendios y explosiones; cisternas y pozos, instalaciones hidráulicas y sanitarias, obras de ornamentación y reforestación, etc. y materiales, suministros, trabajos y/o servicios necesarios para el correcto funcionamiento de la subestación.	Uni.	1,0	2.017.734,62	2.017.734,62
11	Montaje Electromecánico de todos los equipos primarios, secundarios, de telecomunicaciones y sistemas y equipos comunes; de sistema de supervisión, control, protección y medición; suministro e integración a los sistemas de protección y SAS de las subestaciones adyacentes, sistema de servicios auxiliares y terciarios; aisladores, conectores y herrajes; estructuras metálicas, ductos y bandejas; fibra óptica, cables desnudos, conductores de fuerza y control apantallados, de comunicaciones; alumbrado exterior, interior y de emergencia de toda la subestación incluido el alumbrado de la vía de acceso, pruebas, comisionamiento y puesta en servicio, etc.; y materiales, suministros, trabajos y/o servicios necesarios para el correcto funcionamiento de la subestación.	Uni.	1,0	1.469.045,72	1.469.045,72
TOTAL					9.362.963,21

Banco De Capacitores 69kv					
ITEM	DESCRIPCIÓN DEL ELEMENTO	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$ USD)	SUB TOTAL (\$USD)
1	Banco de capacitores "Shunt", uso exterior, 69 kV, 6 MVAR. Arreglo estrella (Y) con neutro aterrado (conexión Y-0), capacitores con fusibles internos, protección de desbalance en base a diferencial de corriente (conexión Y-O-H), montaje en estructuras de elevación, considerando distancias de seguridad. La protección de desbalance incluirá 3 TC's y 3 relés de sobrecorriente adecuados para la protección independiente de cada fase del banco. Incluye estructuras de soporte, 6 celdas de repuesto y conectores terminales placa cable para conductor AAC 636 KCMIL.	c/u	2	67.352,00	134.704,00
2	Reactor inductivo permanente monofásico, núcleo de aire, 0.5 mH, 69 kV, con estructura de soporte y conectores terminales placa cable para conductor AAC 636 KCMIL.	c/u	6	5.000,00	30.000,00
3	Supervisión de montaje y pruebas banco de capacitores.	c/u	2	8.000,00	16.000,00
	REPUESTOS – Equipo Primario				
4	Cilindro de gas SF6 de 40 kg (adicional a la cantidad de suministro normal).	c/u	3	2.381,00	7.143,00
5	Equipo de presurización (5 m de manguera y válvula de control).	c/u	1	1.987,00	1.987,00
6	Bobinas de cierre para disyuntor de 138 kV.	c/u	3	96,00	288,00
7	Bobinas de cierre para disyuntor de 69 kV.	c/u	3	232,00	696,00
8	Bobinas de apertura para disyuntor de 138 kV.	c/u	3	323,00	969,00
9	Bobinas de apertura para disyuntor de 69 kV.	c/u	3	204,00	612,00
					192.399,00

Presupuesto De La Línea De 69kv					
ITEM	DESCRIPCIÓN DEL ELEMENTO	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$ USD)	SUB TOTAL (\$USD)
	SUMINISTRO				
1	Postes de hormigón de 18 metros de longitud y 2400 kg de carga de rotura y cables tensores	c/u	100,00	750,00	75.000,00
2	Ensamblaje de tensión L1 formado por seis (6) sub ensamblajes tipo A (sin aisladores)	c/u	288,00	690,00	198.720,00
3	Ensamblaje de suspensión L2 formado por seis (6) sub ensamblajes tipo B (sin aisladores)	c/u	288,00	612,00	176.256,00
4	Aislador tipo bola-rótula (5 ¾" X 10"), tipo FOG ANSI categoría M y E de 15000 lbs	c/u	1.344,00	27,00	36.288,00
5	Aislador tipo bola-rótula (5 ¾" X 10"), tipo FOG ANSI categoría M y E de 30000 lbs	c/u	3.200,00	30,00	96.000,00
6	Conductor ACSR 397,5 BRANT	metros	30.000,00	5,00	150.000,00
7	Varillas de puesta a tierra de copperweld 5/8" x 10' suministrada con conector para conductor copperweld 3 N° 8 AWG.	c/u	100,00	30,00	3.000,00
8	Conector cable-placa, de bronce, para conductor 3 N° 8 AWG copperweld a perfil plano.	c/u	208,00	26,00	5.408,00
9	Conector de ranuras paralelas, de bronce, para dos conductores copperweld 3 N° 8 AWG.	c/u	112,00	26,00	2.912,00
10	Cable de acero 3/8"	metros	10.000,00	3,80	38.000,00
11	Suministro de crucetas metálicas con pernos tipo máquina y pernos para crucetas	c/u	192,00	190,00	36.480,00
12	Cable tensor, varilla de anclaje y accesorios	c/u	17,00	150,00	2.550,00
	ESTRUCTURAS		0,00		0,00
13	Parada de postes de 18m X2400 kg C.R.	c/u	100,00	370,87	37.087,00
14	Transporte de postes de 18m X 2400kg C.R.	c/u	100,00	100,00	10.000,00
	PUESTA A TIERRA		0,00		0,00
15	Contrapeso	metros	224,00	5,78	1.294,72
16	Varilla de 5/8"	c/u	100,00	12,66	1.266,00
	SUBENSAMBLAJES				0,00

	CONDUCTOR				0,00
17	Colocación sub ensamblajes de suspensión	c/u	336,00	37,63	12.643,68
18	Colocación sub ensamblajes de retención	c/u	96,00	75,27	7.225,92
19	Suministro de crucetas metálicas con pernos tipo máquina y pernos para crucetas	c/u	192,00	190,00	36.480,00
	CABLE DE GUARDA				0,00
20	Colocación sub ensamblajes de retención	c/u	112,00	75,27	8.430,24
21	Colocación de sub ensamblajes de suspensión	c/u	64,00	37,63	2.408,32
	TENDIDO				0,00
22	Tendido conductor de fase ACSR Brant 397,5	circ-km	10,00	2.885,00	28.850,00
23	Tendido cable de acero 3/8"	circ-km	10,00	1.442,50	14.425,00
	CIMENTACIONES		0,00		0,00
24	Excavación sin clasificar incluye replanteo, topografía y desalojo	m3	369,60	13,68	5.056,13
25	Filtro invertido	m3	89,60	101,16	9.063,94
26	Hormigón f'c= 210 kg/cm2 en cimentación de postes.	m3	7,60	213,40	1.621,84
27	Acero de refuerzo	kg	3.383,52	1,87	6.327,18
28	Losetas inferiores	c/u	112,00	85,00	9.520,00
29	Bloques de anclaje	c/u	176,00	85,00	14.960,00
					1.027.273,97

Presupuesto De La Línea De 138kv					
ITEM	DESCRIPCIÓN DEL ELEMENTO	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$ USD)	SUB TOTAL (\$USD)
1	Suministro de estructuras, placas y pruebas de carga	ton.	1200,00	2500,00	3000000,00
2	Conductor ACAR 1200 MCM suministrado en carretes de 2000 mts	mts	270000,00	5,00	1350000,00
3	Cable de acero galvanizado de 7 hilos 3/8" y accesorios	mts	72000,00	1,50	108000,00
4	Conductor cableado concéntrico de acero enchapado en cobre 3 N° 8 AWG, suministrado en carretes de madera de 1000 mts	mts	4000,00	5,00	20000,00
5	Varillas de puesta a tierra de copperweld 5/8" x 10' suministrada con conector para conductor copperweld 3 N° 8 AWG.	c/u	288,00	31,00	8928,00
6	Conector cable-placa, de bronce, para conductor 3 N° 8 AWG copperweld a perfil plano.	c/u	864,00	5,00	4320,00
7	Conector de ranuras paralelas, de bronce, para dos conductores copperweld 3 N° 8 AWG.	c/u	864,00	5,00	4320,00
8	Amortiguadores stockbridge para conductor 750 MCM ACAR	c/u	2808,00	50,00	140400,00
9	Empalme de compresión a plena tensión para conductor ACAR 750 MCM	c/u	149,00	50,00	7450,00
10	Manguitos de compresión para reparación para conductor ACAR 750 MCM	c/u	75,00	60,00	4500,00
11	Suministro de cables con fibra óptica OPGW y DIELECTRICO ANTIROEDORES, herrajes para instalación de cables, accesorios (incluye, cajas de empalme, distribuidores ópticos, balizas, amortiguadores, etc.)	c/u	72000,00	4,00	288000,00
12	Ensamblaje de suspensión "L3", completo, excepto aisladores, cada juego compuesto de ocho (8) sub ensamblajes "U" y cuatro (4) sub ensamblajes "V",	conj.	4,00	1760,00	7040,00
13	Ensamblaje de tensión "L4", completo, excepto aisladores, cada juego compuesto de doce (12) sub ensamblajes "B", doce (12) sub ensamblajes "D" y doce (12) sub ensamblajes "P"	conj.	4,00	4440,00	17760,00
14	Ensamblaje de suspensión "L6", completo, excepto aisladores, cada juego compuesto de seis (3) sub ensamblajes "A".	conj.	,00	4440,00	,00
15	Ensamblaje de suspensión "L3", completo, excepto aisladores, cada juego compuesto de seis (3) sub ensamblajes "U".	conj.	2,00	4440,00	8880,00

16	Aislador tipo bola-rótula (5 3/4" X 10"), tipo FOG ANSI categoría M y E de 15.000 lbs..	c/u	2,00	14,00	28,00
17	Aislador tipo bola-rótula (5 3/4" X 10"), tipo FOG standard ANSI categoría M y E de 30.000 lbs.	c/u	1612,00	17,00	27404,00
18	Grapas terminales tipo compresión para conductor ACAR 1200 kcmil	c/u	1512,00	70,00	105840,00
19	AISLADORES LINE POST Y ACCESORIOS	c/u	48,00		
20	ESTUDIOS TOPOGRAFICOS QUE INCLUYE-LEVANTAMIENTO PLANIMETRICO, ALTIMETRICO DEL PERFIL LONGITUDINAL, PERFILES DIAGONALES EN CADA SITIO DE TORRE, GPS DE PRECISION, PLANOS	km.	72,00	1498,76	107910,72
21	ESTUDIOS GEOTECNICOS INCLUYE:ESTUDIOS DE MECANICA DE SUELOS, GEOLOGIA, DISEÑO DE CONCRETO, MATERIALES, DISEÑO ESTRUCTURAL DE FUNDACIONES, PLANOS, INFORME TECNICO.	c/u	72,00	1093,81	78754,32
22	GESTION Y APLICACION DEL PLAN DE MANEJO AMBIENTAL (PMA)	km.	72,00	545,56	39280,32
23	CAMINO DE ACCESO	m	720,00	8,96	6454,08
24	EXCAVACION EN SUELO $H \leq 3m$.	m3	3792,00	26,65	101041,63
25	EXCAVACION EN SUELO $H > 3m$.	m3	1008,00	33,78	34050,24
26	EXCAVACION EN ROCA $H \leq 3m$.	m3	144,00	85,09	12252,96
27	EXCAVACION EN ROCA $H > 3m$.	m3	60,00	91,52	5491,20
28	CANTO RODADO PARA SUSTITUCIONES Y/O RELLENOS	m3	240,00	67,23	16135,68
29	SUBBASE PARA SUSTITUCIONES Y/O RELLENOS	m3	672,00	62,83	42223,10
30	HORMIGON H-140 PARA REPLANTILLO	m3	156,00	163,25	25467,16
31	HORMIGON H-180 PARA OBRAS DE PROTECCION Y ARTE	m3	24,00	263,24	6317,86
32	HORMIGON DE $f'c = 240$ kg/cm2, PARA CABEZALES, VIGAS DE AMARRE Y FUNDACION DIRECTA: INCLUYE TOPOGRAFIA DE VERIFICACION Y CONTROL, ENCOFRADOS, PROLONGAS, ADITIVOS, INHIBIDORES DE CORROSION Y OTROS.	m3	2900,00	320,34	928986,00
33	HORMIGON DE $f'c = 280$ kg/cm2, PARA PILOTES PREBARRENADOS: INCLUYE CAMISAS METALICAS, PANTALLAS, MUROS, ADITIVOS, INHIBIDORES DE CORROSION Y OTROS.	m3	336,14	547,75	184121,36

34	ACERO DE REFUERZO GRADO 60 PARA PILOTES Y FUNDACION DIRECTA	KG	245772,00	2,48	608285,70
35	RELLENO CON MATERIAL DEL SITIO Y/O PRESTAMO	m3	876,00	24,83	21751,08
36	CEMENTO PARA MEJORAMIENTO DE SUSTITUCIONES Y/O PRESTAMO.	KG	12360,00	,63	7786,80
37	PUESTA A TIERRA				
38	CONTRAPESO	m	480,00	16,19	7770,24
39	VARILLA $\varphi=5/8"$ 10	c/u	48,00	12,95	621,50
40	DESBROCE FRANJA SERVIDUMBRE	m	2398,44	1,06	2542,35
41	MONTAJE DE TORRES METALICAS RETICULADAS GALVANIZADAS	Ton	1200,00	536,21	643452,00
	MONTAJE ELECTROMECHANICO				
42	Tendido tensado, regulado y engrapado de conductor incluye instalación de amortiguadores	km-circuito	13,00	3500,00	45500,00
43	Instalación ensamblajes conductor	u	108,00	35,00	3780,00
44	Instalación ensamblajes cable de acero galvanizado	u	12,00	14,00	168,00
45	Tendido tensado, regulado y engrapado de cable de guarda (conductor de acero galvanizado) con ensamblajes incluye instalación de herrajes, accesorios, amortiguadores, balizas, etc.	km	72,00	700,00	50400,00
46	Tendido, tensado, regulado y engrapado de cables con fibra óptica (OPGW y DIELECTRICO ANTIROEDORES), instalación de herrajes y accesorios electromecánicos (balizas, amortiguadores, etc.); instalación de accesorios ópticos (cajas de empalme, distribuidores ópticos) fusiones y pruebas ópticas del enlace.	m	30000,00	3,92	117600,00
47	Seguros	Global	1,00	800,00	800,00
					8.201.814,30

BAHIA DE LINEA 138 KV						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD POR BAHIA	P. UNITARIO	P. TOTAL	TOTAL POR RUBRO
1	Disyuntor tripolar, 138 kV, 3150 A, 40 kA., 750 kV BIL, tipo columna aislado en gas SF6, operado por motor, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	1	26.017,00	26.017,00	327.563,64
2	Seccionador tripolar, 138 kV, 3150 A, 40 kA, BIL 750 kV; montaje horizontal, tipo - tres columnas doble apertura lateral; operado a motor 125 Vcc, sin cuchilla de puesta a tierra, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	3	11.859,00	35.577,00	
3	Seccionador tripolar, 138 kV, 3150 A, 40 kA, BIL 750 kV; montaje horizontal, tipo - tres columnas doble apertura lateral; operado a motor 125 Vcc, con cuchilla de puesta a tierra, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	1	14.588,82	14.588,82	
4	Seccionador tripolar, 138 kV, 3150 A, 40 kA, BIL 750 kV; montaje horizontal en pórtico de subestación altura 15 m tipo - tres columnas doble apertura lateral; operado a motor 125 Vcc, para bypass, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	1	11.859,00	11.859,00	
5	Transformador de corriente, 138 kV, 750 kV BIL, 4 devanados secundarios: tres MR 3000/5 A-protección 5P20-60VA ; un MR 3000/5 A precisión clase 0.2-15 VA para medición, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM y gabinete de agrupamiento cada tres unidades	c/u	3	7.253,00	21.759,00	
6	Transformador de potencial capacitivo, 138/ $\sqrt{3}$ kV; 3x (115-115/ $\sqrt{3}$ V); BIL 750 kV; tres arrollamientos secundarios, uno de precisión 0.2 -50 VA y dos de protección 3P-50 VA, con estructura soporte y conector terminal placa cable 1033.5 MCM y gabinete de agrupamiento cada tres unidades, sin accesorios para carrier	c/u	3	6.163,00	18.489,00	
7	Pararrayos tipo estación de 120 kV, para equipo terminal de línea de 138 kV, 750 kV BIL, con estructura soporte, con contador de descargas y conector terminal placa cable 1033.5 MCM	c/u	3	1.941,00	5.823,00	
8	Tablero de control, protección y medición para línea de 138kV, incluye controlador de bahía, switch de comunicaciones, supervisión circuitos de disparo, 2 IED'S de protección multifunción: diferencial de línea, de distancia, sobrecorriente direccional a tierra, potencia, voltaje, falla interruptor, sincronismo, localizador de fallas. Bloques de pruebas. Cada IED debe contar con puerto punto-punto de comunicaciones de protecciones para líneas colaterales de la subestación.	c/u	1	54.623,06	54.623,06	
9	Soporte de barra, con aisladores tipo TR-140, con estructura soporte y conectores terminales para cable 1033.5 MCM	c/u	2	2.270,10	4.540,20	
10	Cadena de aisladores de retención. Ensamblaje tipo S1, con aisladores	c/u	9	748,15	6.733,35	
11	Cadena de aisladores de suspensión. Ensamblaje tipo S6, con aisladores	c/u	3	830,27	2.490,81	
12	Cadena de retención para aislamiento medio vano. Ensamblaje tipo S1, con aisladores	c/u	3	419,67	1.259,01	
13	Ensamblaje N4 (Cable de acero 3/8") para hilo de guardia	c/u	4	150,31	601,24	

14	Conectores de fase: tipo T placa cable ranura paralela espaciadores	LOTE	1	2.728,14	2.728,14
15	Conectores de tierra tipo: perno partido placa cable a compresión ranura paralela varilla de cobre cable cable a compresión	LOTE	1	3.214,61	3.214,61
16	Conductor de aluminio AAC BLUEBELL 1033,5 MCM	MTS	846	13,66	11.556,36
17	Cable de acero 3/8" (Para hilo de guardia)	MTS	400	2,10	840,00
18	Cable desnudo de cobre 2/0 AWG, 19 hilos (Derivaciones PaT)	MTS	400	7,98	3.192,00
19	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x8 AWG	MTS	210	5,90	1.239,00
20	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x8 AWG	MTS	1276	5,17	6.596,92
21	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x10 AWG	MTS	1340	1,95	2.613,00
22	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 3x10 AWG	MTS	160	2,50	400,00
23	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x10 AWG	MTS	551	3,32	1.829,32
24	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x12 AWG	MTS	2115	1,34	2.834,10
25	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 3x12 AWG	MTS	615	1,80	1.107,00
26	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x12 AWG	MTS	956	2,20	2.103,20
27	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 7x12 AWG	MTS	2645	3,50	9.257,50
28	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 12x12 AWG	MTS	670	6,50	4.355,00
29	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No.12X14 AWG	MTS	595	5,00	2.975,00
30	Cable de fuerza - 600 V-75°C No. 1/0 AWG	MTS	500	6,80	3.400,00
31	Cable de fuerza -600V-75°C, No. 4/0 AWG	MTS	500	10,40	5.200,00
32	Cable de fuerza TTU-2000V-75°C, No. 350 MCM, 37 hilos	MTS	50	12,70	635,00
33	Cable de fuerza No. 2/0 MCM, 15 kV	MTS	60	35,45	2.127,00
34	Cable de fibra óptica, cajas de empalme y accesorios	LOTE	1	2.500,00	2.500,00
35	Ductos rígidos (hierro galvanizado) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	4.000,00	4.000,00
36	Ductos rígidos (PVC) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	3.000,00	3.000,00
37	Ductos flexibles (Manguera BX) de 1" a 3", incluye accesorios	LOTE	1	2.500,00	2.500,00
38	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	35.000,00	35.000,00
39	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	8.000,00	8.000,00

BAHIA DE LINEA 69 KV						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD POR BAHIA	P. UNITARIO	P. TOTAL	TOTAL POR RUBRO
1	Disyuntor tripolar, 69 kV, 3150 A, 40 kA., 325 kV BIL, tipo columna aislado en gas SF6, operado por motor, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	1	21.793,77	21.793,77	275.144,03
2	Seccionador tripolar, 69 kV, 3150 A, 40 kA, BIL 325 kV; montaje horizontal, tipo - tres columnas doble apertura lateral; operado a motor 125 Vcc, sin cuchilla de puesta a tierra, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	3	8.083,79	24.251,37	
3	Seccionador tripolar, 69 kV, 3150 A, 40 kA, BIL 325 kV; montaje horizontal, tipo - tres columnas doble apertura lateral; operado a motor 125 Vcc, con cuchilla de puesta a tierra, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	1	10.122,98	10.122,98	
4	Seccionador tripolar, 69 kV, 3150 A, 40 kA, BIL 325 kV; montaje horizontal en pórtico de subestación altura 15 m tipo - tres columnas doble apertura lateral; operado a motor 125 Vcc, para bypass, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	1	8.083,79	8.083,79	
5	Transformador de corriente, 69 kV, 325 kV BIL, 4 devanados secundarios: tres MR 3000/5 A-protección 5P20-60VA ; un MR 3000/5 A precisión clase 0.2-15 VA para medición, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM y gabinete de agrupamiento cada tres unidades	c/u	3	6.214,21	18.642,63	
6	Transformador de potencial capacitivo, 69/√3 kV; 3x (115-115/√3 V); BIL 325 kV; tres arrollamientos secundarios, uno de precisión 0.2 -50 VA y dos de protección 3P-50 VA, con estructura soporte y conector terminal placa cable 1033.5 MCM y gabinete de agrupamiento cada tres unidades, sin accesorios para carrier	c/u	3	6.175,49	18.526,47	
7	Pararrayos tipo estación de 60 kV, para equipo terminal de línea de 69 kV, 325 kV BIL, con estructura soporte, con contador de descargas y conector terminal placa cable 1033.5 MCM	c/u	3	1.907,20	5.721,60	
8	Tablero de control, protección y medición para línea de 69 kV, incluye controlador de bahía, switch de comunicaciones, supervisión circuitos de disparo, 2 IED'S de protección multifunción: diferencial de línea, de distancia, sobrecorriente direccional a tierra, potencia, voltaje, falla interruptor, sincronismo, localizador de fallas. Bloques de pruebas. Cada IED debe contar con puerto punto-punto de comunicaciones de protecciones para líneas colaterales de la subestación.	c/u	1	35.931,10	35.931,10	
9	Cadena de aisladores de retension. Ensamblaje tipo S1, con aisladores	c/u	9	583,91	5.255,19	
10	Cadena de aisladores de suspension. Ensamblaje tipo S6, con aisladores	c/u	3	666,03	1.998,09	
11	Cadena de retencion para aislamiento medio vano. Ensamblaje tipo S1, con aisladores	c/u	3	337,55	1.012,65	
12	Ensamblaje N4 (Cable de acero 3/8") para hilo de guardia	c/u	4	150,31	601,24	

13	Conectores de fase: tipo T placa cable ranura paralela espaciadores	LOTE	1	2.728,14	2.728,14
14	Conectores de tierra tipo: perno partido placa cable a compresión ranura paralela varilla de cobre cable cable a compresión	LOTE	1	3.214,61	3.214,61
15	Conductor de aluminio AAC BLUEBELL 1033,5 MCM	MTS	846	13,66	11.556,36
16	Cable de acero 3/8" (Para hilo de guardia)	MTS	400	2,10	840,00
17	Cable desnudo de cobre 2/0 AWG, 19 hilos (Derivaciones PaT)	MTS	400	7,98	3.192,00
18	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x8 AWG	MTS	210	5,90	1.239,00
19	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x8 AWG	MTS	1276	5,17	6.596,92
20	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x10 AWG	MTS	1340	1,95	2.613,00
21	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 3x10 AWG	MTS	160	2,50	400,00
22	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x10 AWG	MTS	551	3,32	1.829,32
23	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x12 AWG	MTS	2115	1,34	2.834,10
24	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 3x12 AWG	MTS	615	1,80	1.107,00
25	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x12 AWG	MTS	956	2,20	2.103,20
26	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 7x12 AWG	MTS	2645	3,50	9.257,50
27	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 12x12 AWG	MTS	670	6,50	4.355,00
28	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No.12X14 AWG	MTS	595	5,00	2.975,00
29	Cable de fuerza - 600 V-75°C No. 1/0 AWG	MTS	500	6,80	3.400,00
30	Cable de fuerza -600V-75°C, No. 4/0 AWG	MTS	500	10,40	5.200,00
31	Cable de fuerza TTU-2000V-75°C, No. 350 MCM, 37 hilos	MTS	50	12,70	635,00
32	Cable de fuerza No. 2/0 MCM, 15 kV	MTS	60	35,45	2.127,00
33	Cable de fibra óptica, cajas de empalme y accesorios	LOTE	1	2.500,00	2.500,00
34	Ductos rígidos (hierro galvanizado) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	4.000,00	4.000,00
35	Ductos rígidos (PVC) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	3.000,00	3.000,00
36	Ductos flexibles (Manguera BX) de 1" a 3", incluye accesorios	LOTE	1	2.500,00	2.500,00
37	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	35.000,00	35.000,00
38	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	8.000,00	8.000,00

BAHIA DE TRANSFORMADOR 138 KV						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD POR BAHIA	P. UNITARIO	P. TOTAL	TOTAL POR RUBRO
1	Disyuntor tripolar, 138 kV, 3150 A, 40 kA,. 750 kV BIL, tipo columna aislado en gas SF6, operado por motor, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	1	26.017,00	26.017,00	293.227,11
2	Seccionador tripolar, 138 kV, 3150 A, 40 kA, BIL 750 kV; montaje horizontal, tipo - tres columnas doble apertura lateral; operado a motor 125 Vcc, sin cuchilla de puesta a tierra, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	4	11.859,00	47.436,00	
3	Seccionador tripolar, 138 kV, 3150 A, 40 kA, BIL 750 kV; montaje horizontal, tipo - tres columnas doble apertura lateral; operado a motor 125 Vcc, con cuchilla de puesta a tierra, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	0	14.588,82	0,00	
4	Seccionador tripolar, 138 kV, 3150 A, 40 kA, BIL 750 kV; montaje horizontal en pórtico de subestación altura 15 m tipo - tres columnas doble apertura lateral; operado a motor 125 Vcc, para bypass, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	1	11.859,00	11.859,00	
5	Transformador de corriente, 138 kV, 750 kV BIL, 4 devanados secundarios: tres MR 3000/5 A-protección 5P20-60VA ; un MR 3000/5 A precisión clase 0.2-15 VA para medición, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM y gabinete de agrupamiento cada tres unidades	c/u	3	7.253,00	21.759,00	
6	Transformador de potencial capacitivo, 138/√3 kV; 2x (115-115/√3 V); BIL 750 kV; tres arrollamientos secundarios, uno de precisión 0.2 -50 VA y uno de protección 3P-50 VA, con estructura soporte y conector terminal placa cable 1033.5 MCM, sin accesorios para carrier	c/u	1	6.163,00	6.163,00	
7	Tablero de control, protección y medición para autotransformador /transformador, lado de 138 kV, incluye controlador de bahía, switch de comunicaciones, supervisión circuitos de disparo, 2 IED's de protección principal y redundante multifunción: diferencial de transformador de 3 devanados, sobrecorriente (de fases, de neutro y tierra), potencia, falla interruptor, falla a tierra terciario del autotransformador/transformador, voltaje, sincronismo. Bloques de pruebas.	c/u	1	41.165,35	41.165,35	
8	Soporte de barra, con aisladores tipo TR-140, con estructura soporte y conectores terminales para cable 1033.5 MCM	c/u	2	2.270,10	4.540,20	
9	Cadena de aisladores de retención. Ensamblaje tipo S1, con aisladores	c/u	9	748,15	6.733,35	
10	Cadena de aisladores de suspensión. Ensamblaje tipo S6, con aisladores	c/u	3	830,27	2.490,81	

11	Cadena de retención para aislamiento medio vano. Ensamblaje tipo S1, con aisladores	c/u	3	419,67	1.259,01
12	Ensamblaje N4 (Cable de acero 3/8") para hilo de guardia	c/u	4	150,31	601,24
13	Conectores de fase: tipo T placa cable ranura paralela espaciadores	LOTE	1	2.728,14	2.728,14
14	Conectores de tierra tipo: perno partido placa cable a compresión ranura paralela varilla de cobre cable cable a compresión	LOTE	1	3.214,61	3.214,61
15	Conductor de aluminio AAC BLUEBELL 1033,5 MCM	MTS	846	13,66	11.556,36
16	Cable de acero 3/8" (Para hilo de guardia)	MTS	400	2,10	840,00
17	Cable desnudo de cobre 2/0 AWG, 19 hilos (Derivaciones PaT)	MTS	400	7,98	3.192,00
18	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x8 AWG	MTS	210	5,90	1.239,00
19	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x8 AWG	MTS	1276	5,17	6.596,92
20	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x10 AWG	MTS	1340	1,95	2.613,00
21	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 3x10 AWG	MTS	160	2,50	400,00
22	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x10 AWG	MTS	551	3,32	1.829,32
23	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x12 AWG	MTS	2115	1,34	2.834,10
24	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 3x12 AWG	MTS	615	1,80	1.107,00
25	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x12 AWG	MTS	956	2,20	2.103,20
26	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 7x12 AWG	MTS	2645	3,50	9.257,50
27	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 12x12 AWG	MTS	670	6,50	4.355,00
28	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No.12X14 AWG	MTS	595	5,00	2.975,00
29	Cable de fuerza - 600 V-75°C No. 1/0 AWG	MTS	500	6,80	3.400,00
30	Cable de fuerza -600V-75°C, No. 4/0 AWG	MTS	500	10,40	5.200,00

31	Cable de fuerza TTU-2000V-75°C, No. 350 MCM, 37 hilos	MTS	50	12,70	635,00
32	Cable de fuerza No. 2/0 MCM, 15 kV	MTS	60	35,45	2.127,00
33	Cable de fibra óptica, cajas de empalme y accesorios	LOTE	1	2.500,00	2.500,00
34	Ductos rígidos (hierro galvanizado) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	4.000,00	4.000,00
35	Ductos rígidos (PVC) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	3.000,00	3.000,00
36	Ductos flexibles (Manguera BX) de 1" a 3", incluye accesorios	LOTE	1	2.500,00	2.500,00
37	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	35.000,00	35.000,00
38	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	8.000,00	8.000,00

BAHIA DE TRANSFORMADOR 69 KV						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD POR BAHIA	P. UNITARIO	P. TOTAL	TOTAL POR RUBRO
1	Disyuntor tripolar, 69 kV, 3150 A, 40 kA., 325 kV BIL, tipo columna aislado en gas SF6, operado por motor, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	1	21.793,77	21.793,77	260.266,5 1
2	Seccionador tripolar, 69 kV, 3150 A, 40 kA, BIL 325 kV; montaje horizontal, tipo - tres columnas doble apertura lateral; operado a motor 125 Vcc, sin cuchilla de puesta a tierra, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	4	8.083,79	32.335,16	
3	Seccionador tripolar, 69 kV, 3150 A, 40 kA, BIL 325 kV; montaje horizontal, tipo - tres columnas doble apertura lateral; operado a motor 125 Vcc, con cuchilla de puesta a tierra, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	0	10.122,98	0,00	
4	Seccionador tripolar, 69 kV, 3150 A, 40 kA, BIL 325 kV; montaje horizontal en pórtico de subestación altura 15 m tipo - tres columnas doble apertura lateral; operado a motor 125 Vcc, para bypass, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	1	8.083,79	8.083,79	
5	Transformador de corriente, 69 kV, 325 kV BIL, 4 devanados secundarios: tres MR 3000/5 A-protección 5P20-60VA ; un MR 3000/5 A precisión clase 0.2-15 VA para medición, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM y gabinete de agrupamiento cada tres unidades	c/u	3	6.214,21	18.642,63	
6	Transformador de potencial capacitivo, 69/√3 kV; 2x (115-115/√3 V); BIL 325 kV; dos arrollamientos secundarios, uno de precisión 0.2 -50 VA y uno de protección 3P-50 VA, con estructura soporte y conector terminal placa cable 1033.5 MCM, sin accesorios para carrier	c/u	1	6.175,49	6.175,49	
7	Tablero de control, protección y medición para autotransformador /transformador, lado de 69 kV, incluye controlador de bahía, switch de comunicaciones, supervisión circuitos de disparo, 2 IED's de protección principal y redundante multifunción: diferencial de transformador de 3 devanados, sobrecorriente (de fases, de neutro y tierra), potencia, falla interruptor, falla a tierra terciario del autotransformador/transformador, voltaje, sincronismo. Bloques de pruebas.	c/u	1	41.165,35	41.165,35	
8	Cadena de aisladores de retención. Ensamblaje tipo S1, con aisladores	c/u	9	583,91	5.255,19	
9	Cadena de aisladores de suspensión. Ensamblaje tipo S6, con aisladores	c/u	3	666,03	1.998,09	

10	Cadena de retención para aislamiento medio vano. Ensamblaje tipo S1, con aisladores	c/u	3	337,55	1.012,65
11	Ensamblaje N4 (Cable de acero 3/8") para hilo de guardia	c/u	4	150,31	601,24
12	Conectores de fase: tipo T placa cable ranura paralela espaciadores	LOTE	1	2.728,14	2.728,14
13	Conectores de tierra tipo: perno partido placa cable a compresión ranura paralela varilla de cobre cable cable a compresión	LOTE	1	3.214,61	3.214,61
14	Conductor de aluminio AAC BLUEBELL 1033,5 MCM	MTS	846	13,66	11.556,36
15	Cable de acero 3/8" (Para hilo de guardia)	MTS	400	2,10	840,00
16	Cable desnudo de cobre 2/0 AWG, 19 hilos (Derivaciones PaT)	MTS	400	7,98	3.192,00
17	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x8 AWG	MTS	210	5,90	1.239,00
18	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x8 AWG	MTS	1276	5,17	6.596,92
19	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x10 AWG	MTS	1340	1,95	2.613,00
20	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 3x10 AWG	MTS	160	2,50	400,00
21	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x10 AWG	MTS	551	3,32	1.829,32
22	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x12 AWG	MTS	2115	1,34	2.834,10
23	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 3x12 AWG	MTS	615	1,80	1.107,00
24	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x12 AWG	MTS	956	2,20	2.103,20

25	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 7x12 AWG	MTS	2645	3,50	9.257,50
26	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 12x12 AWG	MTS	670	6,50	4.355,00
27	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No.12X14 AWG	MTS	595	5,00	2.975,00
28	Cable de fuerza - 600 V-75°C No. 1/0 AWG	MTS	500	6,80	3.400,00
29	Cable de fuerza -600V-75°C, No. 4/0 AWG	MTS	500	10,40	5.200,00
30	Cable de fuerza TTU-2000V-75°C, No. 350 MCM, 37 hilos	MTS	50	12,70	635,00
31	Cable de fuerza No. 2/0 MCM, 15 kV	MTS	60	35,45	2.127,00
32	Cable de fibra óptica, cajas de empalme y accesorios	LOTE	1	2.500,00	2.500,00
33	Ductos rígidos (hierro galvanizado) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	4.000,00	4.000,00
34	Ductos rígidos (PVC) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	3.000,00	3.000,00
35	Ductos flexibles (Manguera BX) de 1" a 3", incluye accesorios	LOTE	1	2.500,00	2.500,00
36	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	35.000,00	35.000,00
37	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	8.000,00	8.000,00

BAHIA DE ACOPLE 138 KV						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD POR BAHIA	P. UNITARIO	P. TOTAL	TOTAL POR RUBRO
1	Disyuntor tripolar, 138 kV, 3150 A, 40 kA., 750 kV BIL, tipo columna aislado en gas SF6, operado por motor, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	1	26.017,00	26.017,00	319.125,02
2	Seccionador tripolar, 138 kV, 3150 A, 40 kA, BIL 750 kV; montaje horizontal, tipo - tres columnas doble apertura lateral; operado a motor 125 Vcc, sin cuchilla de puesta a tierra, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	2	11.859,00	23.718,00	
3	Transformador de corriente, 138 kV, 750 kV BIL, 2 devanados secundarios: un MR 3000/5 A-protección 5P20-60VA ; un MR 3000/5 A precisión clase 0.2-15 VA para medición, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM y gabinete de agrupamiento cada tres unidades	c/u	6	7.253,00	43.518,00	
4	Transformador de potencial capacitivo, 138/√3 kV; 3x (115-115/√3 V); BIL 750 kV; tres arrollamientos secundarios, uno de precisión 0.2 -50 VA y dos de protección 3P-50 VA, con estructura soporte y conector terminal placa cable 1033.5 MCM y gabinete de agrupamiento cada tres unidades, sin accesorios para carrier (para barras)	c/u	6	6.163,00	36.978,00	
5	Tablero de control, protección y medición para acople de barras de 138kV, incluye controlador de bahía, switch de comunicaciones, supervisión circuitos de disparo, 2 IED'S de protección multifunción: diferencial de línea, de distancia, sobrecorriente direccional a tierra, potencia, voltaje, falla interruptor, sincronismo, localizador de fallas. Bloques de pruebas. Cada IED debe contar con puerto punto-punto de comunicaciones de protecciones para líneas colaterales de la subestación.	c/u	1	41.060,03	41.060,03	
6	Soporte de barra, con aisladores tipo TR-140, con estructura soporte y conectores terminales para cable 1033.5 MCM	c/u	3	2.270,10	6.810,30	
7	Cadena de aisladores de retención. Ensamblaje tipo S1, con aisladores	c/u	6	748,15	4.488,90	
8	Cadena de aisladores de suspensión. Ensamblaje tipo S6, con aisladores	c/u	6	830,27	4.981,62	

9	Ensamblaje N4 (Cable de acero 3/8") para hilo de guardia	c/u	4	150,31	601,24
10	Conectores de fase: tipo T placa cable ranura paralela espaciadores	LOTE	1	3.214,61	3.214,61
11	Conectores de tierra tipo: perno partido placa cable a compresión ranura paralela varilla de cobre cable cable a compresión	LOTE	1	1.543,28	1.543,28
12	Conductor de aluminio AAC BLUEBELL 1033,5 MCM	MTS	1500	13,66	20.490,00
13	Cable de acero 3/8" (Para hilo de guardia)	MTS	400	2,10	840,00
14	Cable desnudo de cobre 2/0 AWG, 19 hilos (Derivaciones PaT)	MTS	400	7,98	3.192,00
15	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x8 AWG	MTS	210	5,90	1.239,00
16	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x8 AWG	MTS	1276	5,17	6.596,92
17	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x10 AWG	MTS	1340	1,95	2.613,00
18	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 3x10 AWG	MTS	160	2,50	400,00
19	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x10 AWG	MTS	551	3,32	1.829,32
20	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x12 AWG	MTS	2115	1,34	2.834,10
21	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 3x12 AWG	MTS	615	1,80	1.107,00
22	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x12 AWG	MTS	956	2,20	2.103,20
23	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 7x12 AWG	MTS	2645	3,50	9.257,50
24	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 12x12 AWG	MTS	670	6,50	4.355,00
25	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No.12X14 AWG	MTS	595	5,00	2.975,00
26	Cable de fuerza - 600 V-75°C No. 1/0 AWG	MTS	500	6,80	3.400,00

27	Cable de fuerza -600V-75°C, No. 4/0 AWG	MTS	500	10,40	5.200,00
28	Cable de fuerza TTU-2000V-75°C, No. 350 MCM, 37 hilos	MTS	50	12,70	635,00
29	Cable de fuerza No. 2/0 MCM, 15 kV	MTS	60	35,45	2.127,00
30	Cable de fibra óptica, cajas de empalme y accesorios	LOTE	1	2.500,00	2.500,00
31	Ductos rígidos (hierro galvanizado) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	4.000,00	4.000,00
32	Ductos rígidos (PVC) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	3.000,00	3.000,00
33	Ductos flexibles (Manguera BX) de 1" a 3", incluye accesorios	LOTE	1	2.500,00	2.500,00
34	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	35.000,00	35.000,00
35	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	8.000,00	8.000,00

BAHIA DE ACOPLE 69 KV						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD POR BAHIA	P. UNITARIO	P. TOTAL	TOTAL POR RUBRO
1	Disyuntor tripolar, 69 kV, 3150 A, 40 kA., 325 kV BIL, tipo columna aislado en gas SF6, operado por motor, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	1	21.793,77	21.793,77	293.597,25
2	Seccionador tripolar, 69 kV, 3150 A, 40 kA, BIL 325 kV; montaje horizontal, tipo - tres columnas doble apertura lateral; operado a motor 125 Vcc, sin cuchilla de puesta a tierra, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM	c/u	2	8.083,79	16.167,58	
3	Transformador de corriente, 69 kV, 325 kV BIL, 2 devanados secundarios: un MR 3000/5 A-protección 5P20-60VA ; un MR 3000/5 A precisión clase 0.2-15 VA para medición, con estructura soporte y conectores terminales placa cable 1033.5 MCM y gabinete de agrupamiento cada tres unidades	c/u	6	6.214,21	37.285,26	
4	Transformador de potencial capacitivo, 69/√3 kV; 3x (115-115/√3 V); BIL 325 kV; tres arrollamientos secundarios, uno de precisión 0.2 -50 VA y dos de protección 3P-50 VA, con estructura soporte y conector terminal placa cable 1033.5 MCM y gabinete de agrupamiento cada tres unidades, sin accesorios para carrier (para barras)	c/u	6	6.175,49	37.052,94	
5	Tablero de control, protección y medición para acople de barras de 69 kV, incluye controlador de bahía, switch de comunicaciones, supervisión circuitos de disparo, 2 IED'S de protección multifunción: diferencial de línea, de distancia, sobrecorriente direccional a tierra, potencia, voltaje, falla interruptor, sincronismo, localizador de fallas. Bloques de pruebas. Cada IED debe contar con puerto punto-punto de comunicaciones de protecciones para líneas colaterales de la subestación.	c/u	1	41.060,03	41.060,03	
6	Cadena de aisladores de retención. Ensamblaje tipo S1, con aisladores	c/u	6	583,91	3.503,46	
7	Cadena de aisladores de suspensión. Ensamblaje tipo S6, con aisladores	c/u	6	666,03	3.996,18	
8	Ensamblaje N4 (Cable de acero 3/8") para hilo de guardia	c/u	4	150,31	601,24	
9	Conectores de fase: tipo T placa cable ranura paralela espaciadores	LOTE	1	2.728,14	2.728,14	
10	Conectores de tierra tipo: perno partido placa cable a compresión ranura paralela varilla de cobre cable cable a compresión	LOTE	1	3.214,61	3.214,61	

11	Conductor de aluminio AAC BLUEBELL 1033,5 MCM	MTS	1500	13,66	20.490,00
12	Cable de acero 3/8" (Para hilo de guardia)	MTS	400	2,10	840,00
13	Cable desnudo de cobre 2/0 AWG, 19 hilos (Derivaciones PaT)	MTS	400	7,98	3.192,00
14	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x8 AWG	MTS	210	5,90	1.239,00
15	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x8 AWG	MTS	1276	5,17	6.596,92
16	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x10 AWG	MTS	1340	1,95	2.613,00
17	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 3x10 AWG	MTS	160	2,50	400,00
18	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x10 AWG	MTS	551	3,32	1.829,32
19	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x12 AWG	MTS	2115	1,34	2.834,10
20	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 3x12 AWG	MTS	615	1,80	1.107,00
21	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x12 AWG	MTS	956	2,20	2.103,20
22	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 7x12 AWG	MTS	2645	3,50	9.257,50
23	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 12x12 AWG	MTS	670	6,50	4.355,00
24	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No.12X14 AWG	MTS	595	5,00	2.975,00
25	Cable de fuerza - 600 V-75°C No. 1/0 AWG	MTS	500	6,80	3.400,00
26	Cable de fuerza -600V-75°C, No. 4/0 AWG	MTS	500	10,40	5.200,00
27	Cable de fuerza TTU-2000V-75°C, No. 350 MCM, 37 hilos	MTS	50	12,70	635,00
28	Cable de fuerza No. 2/0 MCM, 15 kV	MTS	60	35,45	2.127,00
29	Cable de fibra óptica, cajas de empalme y accesorios	LOTE	1	2.500,00	2.500,00
30	Ductos rígidos (hierro galvanizado) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	4.000,00	4.000,00
31	Ductos rígidos (PVC) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	3.000,00	3.000,00
32	Ductos flexibles (Manguera BX) de 1" a 3", incluye accesorios	LOTE	1	2.500,00	2.500,00
33	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	35.000,00	35.000,00
34	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	8.000,00	8.000,00

TRANSFORMADOR 138 /69 KV						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD POR BAHIA	P. UNITARIO	P. TOTAL	TOTAL POR RUBRO
1	Transformador trifásico, 138/69/13.8 kV, 150 MVA, la regulación de tensión sin carga se realizará de forma manual en el lado de alta tensión y en el lado de media tensión de manera manual/automática, con carga mediante cambiador de tomas bajo carga (OLTC), con Transformador de corriente en los bushings de 138 kV,69 kV y 13.8 kV, 2 devanados secundarios: un MR 3000/5 A-protección 5P20-60VA ; un MR 3000/5 A precisión clase 0.2-15 VA para medición. Incluye pararrayos en alta y baja, soportes metálicos, equipos de control de temperatura, presión, monitoreo y análisis de gases, tableros de agrupamiento y control, tratamiento de aceite, pruebas y todo los accesorios requeridos.	c/u	1	1.500.000,00	1.500.000,00	1.618.682,67
2	Cadena de aisladores de retención. Ensamblaje tipo S1, con aisladores	c/u	6	583,91	3.503,46	
3	Ensamblaje N4 (Cable de acero 3/8") para hilo de guardia	c/u	4	150,31	601,24	
4	Conectores de fase: tipo T placa cable ranura paralela espaciadores	LOTE	1	2.728,14	2.728,14	
5	Conectores de tierra tipo: perno partido placa cable a compresión ranura paralela varilla de cobre cable cable a compresión	LOTE	1	3.214,61	3.214,61	
6	Conductor de aluminio AAC BLUEBELL 1033,5 MCM	MTS	528	13,66	7.212,48	
7	Cable de acero 3/8" (Para hilo de guardia)	MTS	200	2,10	420,00	
8	Cable desnudo de cobre 2/0 AWG, 19 hilos (Derivaciones PaT)	MTS	390	7,98	3.112,20	
9	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x8 AWG	MTS	120	5,90	708,00	
10	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x8 AWG	MTS	1276	5,17	6.596,92	
11	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x10 AWG	MTS	1340	1,95	2.613,00	
12	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 3x10 AWG	MTS	60	2,50	150,00	
13	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x10 AWG	MTS	551	3,32	1.829,32	
14	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x12 AWG	MTS	2115	1,34	2.834,10	
15	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 3x12 AWG	MTS	215	1,80	387,00	

16	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x12 AWG	MTS	956	2,20	2.103,20
17	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 7x12 AWG	MTS	2645	3,50	9.257,50
18	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 12x12 AWG	MTS	670	6,50	4.355,00
19	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No.12X14 AWG	MTS	595	5,00	2.975,00
20	Cable de fuerza - 600 V-75°C No. 1/0 AWG	MTS	500	6,80	3.400,00
21	Cable de fuerza -600V-75°C, No. 4/0 AWG	MTS	500	10,40	5.200,00
22	Cable de fuerza TTU-2000V-75°C, No. 350 MCM, 37 hilos	MTS	10	12,70	127,00
23	Cable de fuerza No. 2/0 MCM, 15 kV	MTS	10	35,45	354,50
24	Cable de fibra óptica, cajas de empalme y accesorios	LOTE	1	2.500,00	2.500,00
25	Ductos rígidos (hierro galvanizado) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	4.000,00	4.000,00
26	Ductos rígidos (PVC) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	3.000,00	3.000,00
27	Ductos flexibles (Manguera BX) de 1" a 3", incluye accesorios	LOTE	1	2.500,00	2.500,00
28	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	35.000,00	35.000,00
29	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	8.000,00	8.000,00

GENERADOR DE EMERGENCIA						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD POR SUBESTACION	P. UNITARIO	P. TOTAL	TOTAL POR RUBRO
1	Grupo electrógeno de emergencia de 300 KVA, con conexión interno, tanque diario entre la alimentación del transformador de servicios auxiliares y la del grupo electrógeno.	c/u	1	26.348,42	26.348,42	45.373,49
2	Tanque diario de combustible de 300 galones de capacidad, incluye tuberías de conexión, sistema de bombeo y sistema de medición del combustible.	c/u	1	5.428,19	5.428,19	
3	Tablero de transferencia automática entre la alimentación del transformador de servicios auxiliares y la del grupo electrógeno	c/u	1	1.494,62	1.494,62	
4	Tablero de control, protección y medición para el grupo electrógeno incluye bloques de pruebas, IED's con puerto punto-punto de comunicaciones de protecciones.	c/u	1	3.910,31	3.910,31	
5	Conectores de tierra tipo: perno partido placa cable a compresión ranura paralela varilla de cobre cable cable a compresión	LOTE	1	250,75	250,75	
6	Cable desnudo de cobre 2/0 AWG, 19 hilos (Derivaciones PaT)	MTS	50	7,98	399,00	
7	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x10 AWG	MTS	60	3,32	199,20	
8	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x12 AWG	MTS	60	2,20	132,00	
9	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 7x12 AWG	MTS	60	3,50	210,00	
10	Cable de fuerza - 600 V-75°C No. 1/0 AWG	MTS	150	6,80	1.020,00	
11	Cable de fuerza TTU-2000V-75°C, No. 350 MCM, 37 hilos	MTS	30	12,70	381,00	
12	Ductos rígidos (hierro galvanizado) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	300,00	300,00	

13	Ductos rígidos (PVC) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	300,00	300,00	
14	Ductos flexibles (Manguera BX) de 1" a 3", incluye accesorios	LOTE	1	500,00	500,00	
15	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	3.000,00	3.000,00	
16	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	1.500,00	1.500,00	

ACOMETIDA EMPRESA ELECTRICA 13.8 KV						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD POR SUBESTACION	P. UNITARIO	P. TOTAL	TOTAL POR RUBRO
1	Poste de hormigón centrifugado de 12 m para extensión de red a 13.8 kV, 500kg de resistencia a la rotura, con caja de conexionado, incluye ductos de conexionado	c/u	10	375,68	3.756,80	16.949,37
2	Pararrayos de 10kV	c/u	3	415,84	1.247,52	
3	Seccionadores tira fusible para 13.8 kV	c/u	1	379,74	379,74	
4	Transformador de servicios auxiliares, 150 kVA, autoprotegido en AT y BT, 13.8kV/ 208-120V, trifásico	c/u	1	3.109,31	3.109,31	
5	Conectores de tierra tipo: perno partido placa cable a compresión ranura paralela varilla de cobre cable cable a compresión	LOTE	1	345,00	345,00	
6	Cable desnudo de cobre 2/0 AWG, 19 hilos (Derivaciones PaT)	MTS	50	7,98	399,00	
7	Conductor de aluminio AAC 2/0	MTS	150	3,32	498,00	
8	Cable de fuerza No. 2/0 MCM, 15 kV	MTS	120	35,45	4.254,00	
9	Puntas terminales para exterior e interior	JUEGO	2	380,00	760,00	
10	Ductos rígidos (hierro galvanizado) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	200,00	200,00	
11	Ductos rígidos (PVC) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	500,00	500,00	
12	Ductos flexibles (Manguera BX) de 1" a 3", incluye accesorios	LOTE	1	200,00	200,00	
13	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	1.000,00	1.000,00	
14	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	300,00	300,00	

TERCIARIO 13.8 KV						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD POR BAHIA	P. UNITARIO	P. TOTAL	TOTAL POR RUBRO
1	Panel de 17.5 kV, con interruptor cuyo medio de extinción es el vacío, con seccionador de puesta a tierra rápido, pararrayos, transformadores de protección y medición, relés de control y protección, switch de comunicaciones, medidores bidireccionales y unidad de bahía BCU. (llegada del terciario)	c/u	1	25.825,60	25.825,60	146.056,94
2	Panel de 17.5 kV, con transformadores de protección y medición, relés de control y protección, switch de comunicaciones. (barra del terciario)	c/u	1	15.284,91	15.284,91	
3	Panel de 17.5 kV, con interruptor cuyo medio de extinción es el vacío, con seccionador de puesta a tierra rápido, pararrayos, transformadores de protección y medición, relés de control y protección, switch de comunicaciones, medidores bidireccionales y unidad de bahía BCU. (salida del terciario a transformador de servicios auxiliares)	c/u	1	25.825,60	25.825,60	
4	Panel de 17.5 kV, con interruptor cuyo medio de extinción es el vacío, con seccionador de puesta a tierra rápido, pararrayos, transformadores de protección y medición, relés de control y protección, switch de comunicaciones, medidores bidireccionales y unidad de bahía BCU. (salida del terciario a reactor)	c/u	1	25.825,60	25.825,60	
5	Tablero de control, protección y medición para 13.8kV, incluye controlador de bahía, switch de comunicaciones, supervisión circuitos de disparo, IED'S de protección multifunción: sobrecorriente direccional a tierra, potencia, voltaje, falla interruptor, sincronismo.	c/u	1	41.060,03	41.060,03	
6	Puntas terminales para exterior e interior	JUEGO	6	380,00	2.280,00	
7	Conectores de tierra tipo: perno partido placa cable a compresión ranura paralela varilla de cobre cable cable a compresión	LOTE	1	345,00	345,00	
8	Cable desnudo de cobre 2/0 AWG, 19 hilos (Derivaciones PaT)	MTS	50	7,98	399,00	
9	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x8 AWG	MTS	80	5,17	413,60	
10	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x10 AWG	MTS	80	3,32	265,60	
11	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x12 AWG	MTS	80	2,20	176,00	
12	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 7x12 AWG	MTS	80	3,50	280,00	

13	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No.12X14 AWG	MTS	80	5,00	400,00
14	Cable de fuerza TTU-2000V-75°C, No. 350 MCM, 37 hilos	MTS	45	12,70	571,50
15	Cable de fuerza No. 2/0 MCM, 15 kV	MTS	10	35,45	354,50
16	Cable de fibra óptica, cajas de empalme y accesorios	LOTE	1	450,00	450,00
17	Ductos rígidos (hierro galvanizado) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	1.500,00	1.500,00
18	Ductos rígidos (PVC) de 1" a 6", incluye accesorios	LOTE	1	1.500,00	1.500,00
19	Ductos flexibles (Manguera BX) de 1" a 3", incluye accesorios	LOTE	1	500,00	500,00
20	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	2.000,00	2.000,00
21	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	800,00	800,00

CORRIENTE CONTINUA (125 VDC)						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD POR BAHIA	P. UNITARIO	P. TOTAL	TOTAL POR RUBRO
1	Baterías libre de mantenimiento (60 celdas), 2,25 Voltios x Panel, 400Ah, 125 Vcc.	c/u	1	12.593,35	12.593,35	86.146,75
2	Rack soporte de banco de Baterías	c/u	1	2.593,15	2.593,15	
3	Tablero cargador de baterías y rectificador, con entrada trifásica 208/120 VAC; salida 125 VCC., con sistema de regulación automática, 50 A. Incluye transferencia.	c/u	2	9.673,98	19.347,96	
4	Tablero principal de distribución de corriente continua PCC, 125 Vcc, tipo interior con todos los elementos de protección, medición, señalización, etc.	c/u	1	11.779,00	11.779,00	
5	Tablero de distribución de corriente continua CC-E-1, 125 Vcc, para caseta de patio 230 kV, tipo interior con todos los elementos de protección, medición, señalización, etc.	c/u	1	8.705,00	8.705,00	
6	Tablero de distribución de corriente continua CC-E-2, 125 Vcc, para caseta de patio 138 kV, tipo interior con todos los elementos de protección, medición, señalización, etc.	c/u	1	8.705,00	8.705,00	
7	Tablero de distribución de corriente continua CC-E-3, 125 Vcc, para caseta de patio 69 kV, tipo interior con todos los elementos de protección, medición, señalización, etc.	c/u	1	8.705,00	8.705,00	
8	Conectores de tierra tipo: perno partido placa cable a compresión ranura paralela varilla de cobre cable cable a compresión	LOTE	1	845,29	845,29	
9	Cable desnudo de cobre 2/0 AWG, 19 hilos (Derivaciones PaT)	MTS	100	7,98	798,00	
10	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x8 AWG	MTS	300	5,90	1.770,00	
11	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 2x10 AWG	MTS	300	1,95	585,00	
12	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x12 AWG	MTS	300	2,20	660,00	
13	Cable de fuerza - 600 V-75°C No. 1/0 AWG	MTS	300	6,80	2.040,00	
14	Cable de fuerza -600V-75°C, No. 4/0 AWG	MTS	300	10,40	3.120,00	
15	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	2.700,00	2.700,00	
16	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	1.200,00	1.200,00	

CORRIENTE ALTERNA (208/120 VAC)						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD POR BAHIA	P. UNITARIO	P. TOTAL	TOTAL POR RUBRO
1	Panel de 13,8kV, con transformador de servicios auxiliares tipo seco, 300 kVA, autoprotegido en AT y BT, 13.8kV/ 208-120V, trifásico.	c/u	1	16.800,00	16.800,00	138.012,92
2	Tablero principal de transferencia de fuentes, 208/120 Vca tipo interior con todos los elementos de protección, medición, señalización, etc.	c/u	1	12.020,31	12.020,31	
3	Tablero principal de distribución P1-P2, 208/120 Vca tipo interior con todos los elementos de protección, medición, señalización, etc.	c/u	2	17.072,00	34.144,00	
4	Tablero de distribución CA-E-1, 208/120 Vca para caseta de patio de 230 kV, tipo interior con todos los elementos de protección, medición, señalización, etc.	c/u	1	7.768,00	7.768,00	
5	Tablero de distribución CA-E-2, 208/120 Vca para caseta de patio de 138 kV, tipo interior con todos los elementos de protección, medición, señalización, etc.	c/u	1	7.768,00	7.768,00	

6	Tablero de distribución CA-E-3, 208/120 Vca para caseta de patio de 69 kV, tipo interior con todos los elementos de protección, medición, señalización, etc.	c/u	1	7.768,00	7.768,00
7	Tablero principal de distribución de iluminación y tomas 208/120 VAC (Casa de control)	c/u	1	3.361,00	3.361,00
8	Tablero de distribución de iluminación y tomas 208/120 VAC, para caseta de 230 kV	c/u	1	3.361,00	3.361,00
9	Tablero de distribución de iluminación y tomas 208/120 VAC, para caseta de 138 kV	c/u	1	3.361,00	3.361,00
10	Tablero de distribución de iluminación y tomas 208/120 VAC, para caseta de 69 kV	c/u	1	3.361,00	3.361,00
11	Caja de toma de patio 1Ø 220/110 V, incluidos enchufes y soporte de acero galvanizado	c/u	10	415,00	4.150,00
12	Caja de toma especial de patio 3Ø, breaker de 200 Amp. incluido soporte de acero galvanizado	c/u	6	830,00	4.980,00
13	Conectores de tierra tipo: perno partido placa cable a compresión ranura paralela varilla de cobre cable cable a compresión	LOTE	1	845,29	845,29

14	Cable desnudo de cobre 2/0 AWG, 19 hilos (Derivaciones PaT)	MTS	200	7,98	1.596,00
15	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x8 AWG	MTS	1000	5,17	5.170,00
16	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x10 AWG	MTS	551	3,32	1.829,32
17	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 4x12 AWG	MTS	900	2,20	1.980,00
18	Cable de control - 600 V-75°C, apantallado No. 7x12 AWG	MTS	1500	3,50	5.250,00
19	Cable de fuerza - 600 V-75°C No. 1/0 AWG	MTS	500	6,80	3.400,00
20	Cable de fuerza -600V-75°C, No. 4/0 AWG	MTS	500	10,40	5.200,00
21	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	2.700,00	2.700,00
22	Bandejas porta conductores tipo E y T de hasta 30, 60 y 90 cm, con todos los accesorios incluidos los canales de fijación	LOTE	1	1.200,00	1.200,00

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD POR BAHIA	P. UNITARIO	P. TOTAL	TOTAL POR RUBRO
1	Varilla de cobre para puesta a tierra de 16mm X 2400mm	c/u	120	36,94	4.432,32	177.267,23
2	Conector para sujeción de cable de tierra a perfil metálico, similar a BURNDY GB29	c/u	500	4,67	2.332,80	
3	Conector perno partido con tuerca y arandela, similar a BURNDY K2C26B1	c/u	300	4,60	1.380,24	
4	Conector de compresión similar a BURNDY YA26 (Incluye 1 perno, 2 rodela planas, 1 rodela de presión y 1 tuerca)	c/u	250	3,82	955,80	
5	Conector de compresión similar a BURNDY YGLR29C58	c/u	120	43,28	5.193,07	
6	Conector de compresión similar a BURNDY YGL29C29	c/u	500	38,96	19.477,80	

7	Conector de compresión similar a BURNDY YGHC26C26	c/u	400	8,15	3.261,60	
8	Conector cable a tubo, similar a BURNDY 1829	c/u	26	48,60	1.263,60	
9	Cable desnudo de cobre 4/0 AWG, 19 hilos	mts	10000	12,70	127.000,00	
10	Cable desnudo de cobre 2/0 AWG, 19 hilos	mts	1500	7,98	11.970,00	

SISTEMA DE MONITOREO POR VIDEO						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD POR BAHIA	P. UNITARIO	P. TOTAL	TOTAL POR RUBRO
1	Cámara tipo domo para instalación en exteriores, día/noche, incluye: lentes, fuente de alimentación y/o transformador, hausing, soporte para exteriores.	c/u	12	382,95	4.595,36	29.284,49
2	Cámara con movimiento, con zoom que permita reconocimiento facial, tipo domo para instalación en exteriores, día/noche, incluye lentes, fuente de alimentación y/o transformador, hausing, soporte para exteriores.	c/u	2	1.325,29	2.650,58	
3	Cámara para instalación en interiores, día/noche, incluye: lentes, fuente de alimentación y/o transformador, hausing, soporte para interiores.	c/u	3	400,65	1.201,95	
4	Unidad central compuesta por: software, grabador digital de 16 canales de alta resolución, quemador DVD, capacidad para intranet/internet, disco duro de 1 TB o mayor, monitor a color de 21" (o mayor), control tipo Joystick para cámaras/domos, transmisores/receptores activos y pasivos.	c/u	1	2.206,43	2.206,43	
5	Punto de salida para señal de cámara/domo desde unidad central, incluye: cable coaxial, cable FUTP para intemperie apantallado, conector para cámara CCTV-BNC, tubería metálica EMT 3/4" con sus accesorios - canaleta plástica decorativa - funda sellada (poste de hormigón, pared, techo, de ser el caso); la canalización por el piso se realizará con manguera negra reforzada de 4", se incluirán caja(s) de conexión y paso EMT aptas para intemperie.	c/u	17	698,19	11.869,22	
6	Punto de salida para tomacorriente monofásico para cámaras/domos en interiores (sala de control) y exteriores (patios, caseta de bombas, caseta de generador de emergencia y perímetro), incluye regulador de voltaje por circuito y pieza de tomacorriente doble polarizado 120V - 15A por punto; conductor concéntrico 3x10 AWG; tubería metálica EMT 3/4" con sus accesorios - canaleta plástica decorativa - funda sellada (poste de hormigón, pared, techo, de ser el caso), la canalización por el piso se realizará con manguera negra reforzada de 4", se incluirán caja(s) de conexión y paso EMT aptas para intemperie.	c/u	18	375,61	6.760,94	

FISCALIZACION						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD POR BAHIA	P. UNITARIO	P. TOTAL	TOTAL POR RUBRO
1	ELECTRICISTA PARA APOYO A LA FISCALIZACION	c/u	1	1.023,00	1.023,00	26.350,00
2	ELECTROMECHANICO PARA APOYO A LA FISCALIZACION	c/u	1	1.023,00	1.023,00	
3	SUMINISTRO DE EQUIPO DE COMPUTACION INCLUYE IMPRESORA PARA FORMATO A3 PARA FISCALIZACION	c/u	2	1.426,00	2.852,00	
4	SUMINISTRO DE COPIADORA PARA FORMATO A3	c/u	1	2.553,00	2.553,00	
5	PROVICION DE ESTACIONES DE TRABAJO	c/u	2	460,00	920,00	
6	PROVICION DE SILLAS GIRATORIAS	c/u	2	126,50	253,00	
7	PROVICION DE MESA DE TRABAJO 2M	c/u	1	230,00	230,00	
8	PROVICION DE SILLAS CON BRAZOS	c/u	6	103,50	621,00	
9	PROVICION ROPA DE TRABAJO PARA LA FISCALIZACION	GLOBA L	1	1.426,00	1.426,00	
10	PROVICION EQUIPOS DE PROTECCION PERSONAL PARA LA FISCALIZACION	GLOBA L	1	4.646,00	4.646,00	
11	HIDRATACION DEL PERSONAL	GLOBA L	1	1.518,00	1.518,00	
12	REFRIGERADOR 11 PIES	GLOBA L	1	790,00	790,00	
13	MICROONDAS	GLOBA L	1	250,00	250,00	
14	BOTIQUIN DE PRIMEROS AUXILIOS	GLOBA L	1	250,00	250,00	
15	DIBUJANTE	GLOBA L	1	3.681,00	3.681,00	
16	SECRETARIA	GLOBA L	1	3.964,00	3.964,00	
17	SURTIDOR DE AGUA FRIA Y CALIENTE	GLOBA L	1	350,00	350,00	

ALUMBRADO EXTERIOR						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD POR BAHIA	P. UNITARIO	P. TOTAL	TOTAL POR RUBRO
1	Luminaria provista de lámpara de vapor de sodio de alta presión de 250 Watios, 208 Vac, 60 Hz, brazo y control, con accesorios para montaje en poste de hormigón		15	491,71	7.375,60	39.729,64
2	Reflector provisto de una lámpara de sodio de alta presión, tubular de vidrio claro, de 250 Watios, 208 Vac, 60 Hz, 26.000 lúmenes, y control, con accesorios para montaje en poste de hormigón sobre crucetas		30	516,23	15.486,77	
3	Luz de emergencia provista de lámpara incandescente, malteada interiormente de 150 Watios, 125 Vcc y control, con accesorios para montaje en tubo metálico		20	199,68	3.993,55	
4	Poste de hormigón centrifugado de 12m para luminarias y reflectores; 500kg de resistencia a la rotura, con caja de conexionado, incluye ductos de conexionado		30	375,88	11.276,30	
5	Poste ornamental metálico de 3m con base apernada, para luz de emergencia, incluye ductos de conexionado		20	79,87	1.597,42	

INTERFAZ HOMBRE MÁQUINA - IHM						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD POR BAHIA	P. UNITARIO	P. TOTAL	TOTAL POR RUBRO
1	Sistema de interface hombre maquina que incluye: ingeniería básica, de detalle, de integración del sistema, centro de control, software, hardware, capacitación, pruebas y puesta en marcha y conexiones en fibra óptica desde el tablero a cada posición.	GLOBAL	1	38.483,26	38.483,26	435.631,22
2	Tablero de adquisición y control de la subestación, incluye dos unidades de adquisición, gateway de comunicaciones, sistema de sincronización de tiempo con GPS, switches de comunicación, firewall, enlaces de fibra óptica y cajas ODF	GLOBAL	1	50.546,25	50.546,25	
3	Sistema de interface hombre maquina que incluye: computadores, impresoras, UP's, estaciones de trabajo, cables de fuerza y comunicaciones.	GLOBAL	1	5.834,65	5.834,65	
4	Registrador automático de perturbaciones de 36 Entradas Analógicas y 64 Digitales para 230 kV (autotransformador, línea y barras)	C/U	3	35.304,14	105.912,42	
5	Registrador automático de perturbaciones de 36 Entradas Analógicas y 64 Digitales para 138 kV (autotransformador, línea y barras)	C/U	3	35.304,14	105.912,42	
6	Registrador automático de perturbaciones de 36 Entradas Analógicas y 64 Digitales para 69 kV (autotransformador, línea y barras)	C/U	3	35.304,14	105.912,42	
7	IED de protección multifunción: diferencial de líneas, distancia, sobrecorriente direccional a tierra, sobrecorriente potencia, falla interruptor, sincronismo, recierre oscilográfico y localizador de fallas. Con doble puerto de comunicación fast ethernet para la red del SAS y puerto punto-punto de comunicaciones de protecciones para líneas colaterales de la subestación	C/U	4	5.757,45	23.029,80	

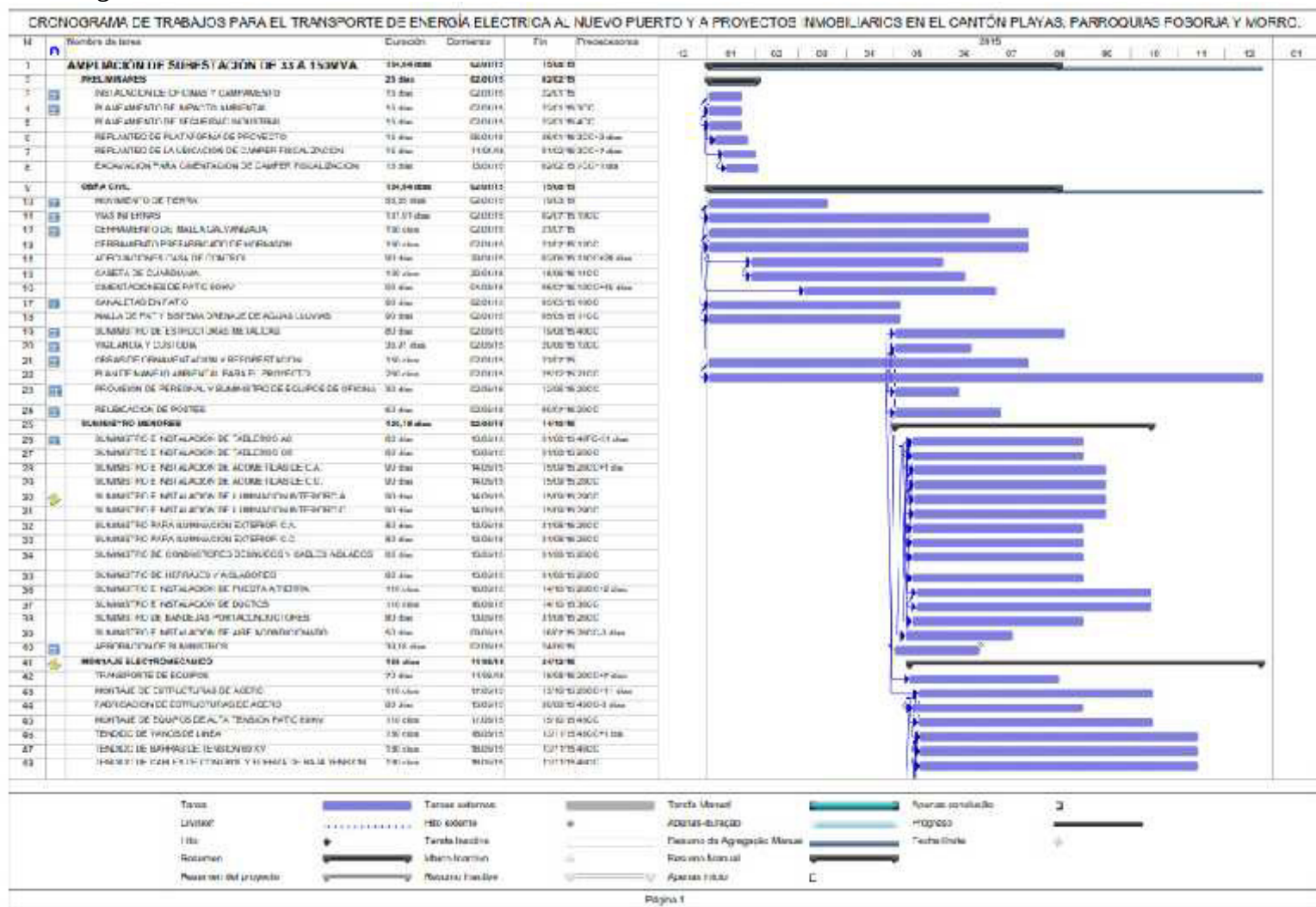
SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNITARIO	P. TOTAL	PRECIO TOTAL POR RUBRO
1	CARGADOR -48 VDC (100 A)	c/u	2	15.000,00	30.000,00	235.640,00
2	BANCO DE BATERÍAS 400 A/H 48 VDC	c/u	1	5.000,00	5.000,00	
3	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN -48 VDC + BREAKERS	c/u	1	500	500,00	
4	EQUIPO MULTIPLEXOR PDH	c/u	1	20.000,00	20.000,00	
5	EQUIPO MULTIPLEXOR SDH	c/u	1	70.000,00	70.000,00	
6	ROUTER	c/u	2	2.000,00	4.000,00	
7	SWITCH	c/u	2	1.800,00	3.600,00	
8	TELÉFONOS SENCILLO	c/u	2	20	40,00	
9	TELÉFONO INALÁMBRICO	c/u	1	250	250,00	
10	TELÉFONO IP INALÁMBRICO		1	300	300,00	
11	CÁMARA IP PTZ	c/u	5	4.500,00	22.500,00	
12	CÁMARA IP FIJA		4	1.500,00	6.000,00	
13	CENTRAL TELEFÓNICA + TELF. PROGRAMADOR	c/u	1	15.000,00	15.000,00	
14	UPS	c/u	2	1.500,00	3.000,00	
15	Equipo de video conferencia	c/u	1	15.000,00	15.000,00	
16	Puntos de acceso inalámbrico	c/u	1	700,00	700,00	
17	Conversores FE/FO	par	5	150,00	750,00	
18	Equipo de teleproteccionde larga distancia	c/u	2	12.000,00	24.000,00	
19	Cableado estructurado datos y voz	c/u	1	15.000,00	15.000,00	

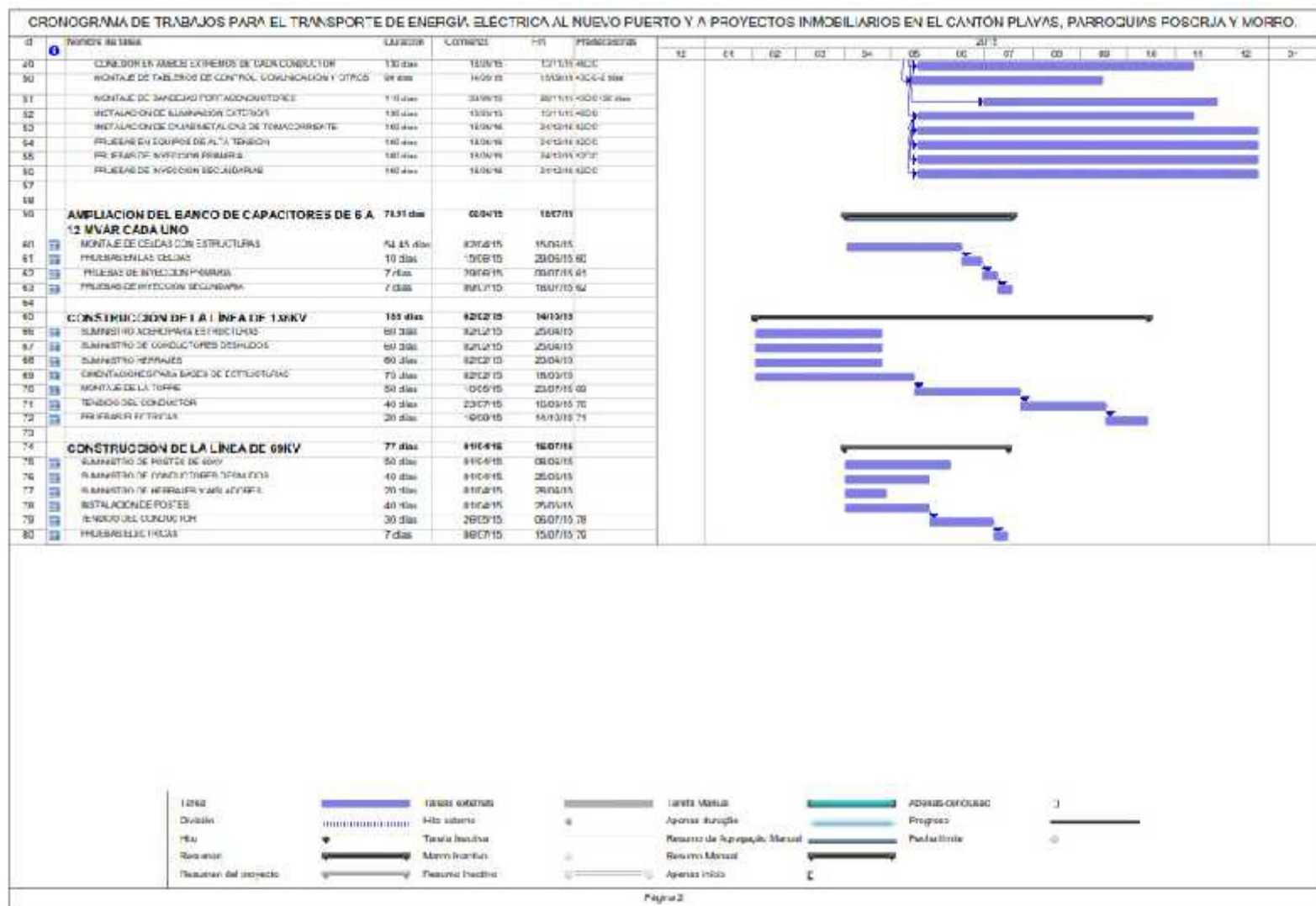
PRESUPUESTO VARIOS SERVICIOS Y PLAN DE MANEJO AMBIENTAL.						
RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD POR BAHIA	P. UNITARIO	P. TOTAL	TOTAL POR RUBRO
1.1	Ingeniería básica y de detalle, primaria y secundaria.	GLOBAL	1	72.540,45	72.540,45	325.980,39
1.2	Ingeniería de integración en las subestaciones aledañas	GLOBAL	2	61.572,23	123.144,46	
1.3	Letrero indicativo del proyecto 10 x 5 metros incluye: cimentación y estructura metálica	GLOBAL	1	3.626,50	3.626,50	
1.4	Camper amoblado según diseño	GLOBAL	1	12.000,00	12.000,00	
1.5	DOCUMENTACIÓN "COMO CONSTRUIDO" Digitalización de planos, fotocopias, encuadernación, fotografías digitales, impresiones y copias magnéticas.	GLOBAL	1	2.983,31	2.983,31	
1.6	PLAN DE MANEJO AMBIENTAL Prevención y mitigación.	GLOBAL	1	8.000,00	8.000,00	
1.7	PLAN DE MANEJO AMBIENTAL Manejo de desechos.	GLOBAL	1	3.000,00	3.000,00	
1.8	PLAN DE MANEJO AMBIENTAL Capacitación ambiental.	GLOBAL	1	4.100,00	4.100,00	
1.9	PLAN DE MANEJO AMBIENTAL Participación ciudadana..	GLOBAL	1	5.000,00	5.000,00	
1.10	PLAN DE MANEJO AMBIENTAL Monitoreo, control y seguimiento.	GLOBAL	1	1.100,00	1.100,00	
1.11	PLAN DE MANEJO AMBIENTAL Programa de Retiro.	GLOBAL	1	5.500,00	5.500,00	
1.12	PLAN DE MANEJO AMBIENTAL Seguimiento y auditoría ambiental.	GLOBAL	1	2.500,00	2.500,00	
1.13	PLAN DE MANEJO AMBIENTAL Carteles con señalética, según normalización internacional	GLOBAL	1	1.378,00	1.378,00	
1.14	Seguro de montaje de materiales y equipos	GLOBAL	1	16.842,45	16.842,45	
1.15	Asistencia pruebas por parte de la Fiscalización	GLOBAL	1	38.948,97	38.948,97	
1.16	CAPACITACION Y SOFTWARE PARA DISEÑO DE INGENIERIA PRIMARIA	GLOBAL	1	25.316,25	25.316,25	

PRESUPUESTO OBRAS CIVILES		
ITEM	OBRA	PRESUPUESTO
1	POSORJA	2.017.734,62
TOTAL		2.017.734,62

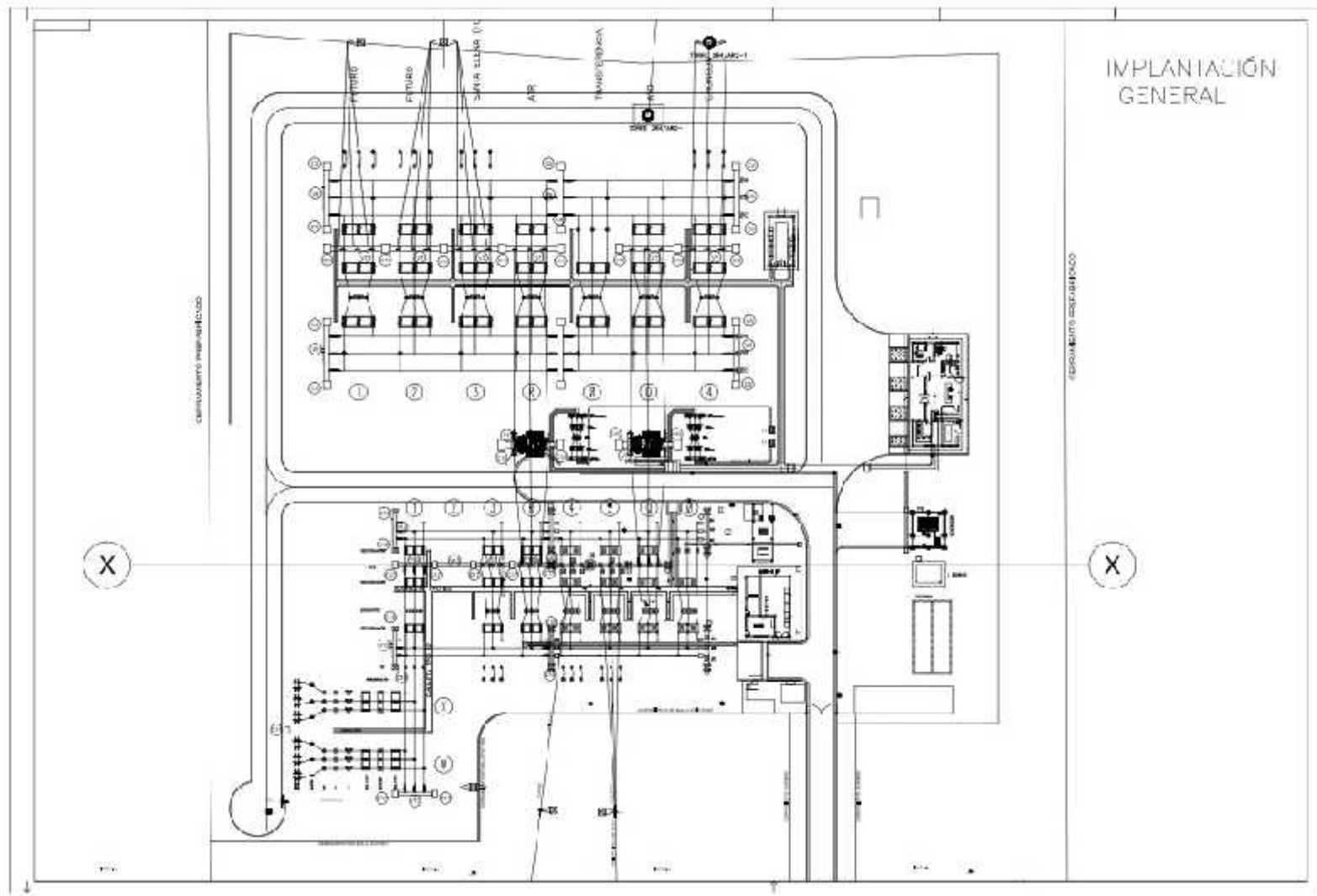
RESUMEN DEL PRESUPUESTO DEL PROYECTO	
Subestación	9.362.963,21
Capacitor	192.399,00
Línea 138kV	8.201.814,30
Subestación 69kV	1.027.273,97
	18.784.450,48

ANEXO No. 9 Cronograma de Construcción

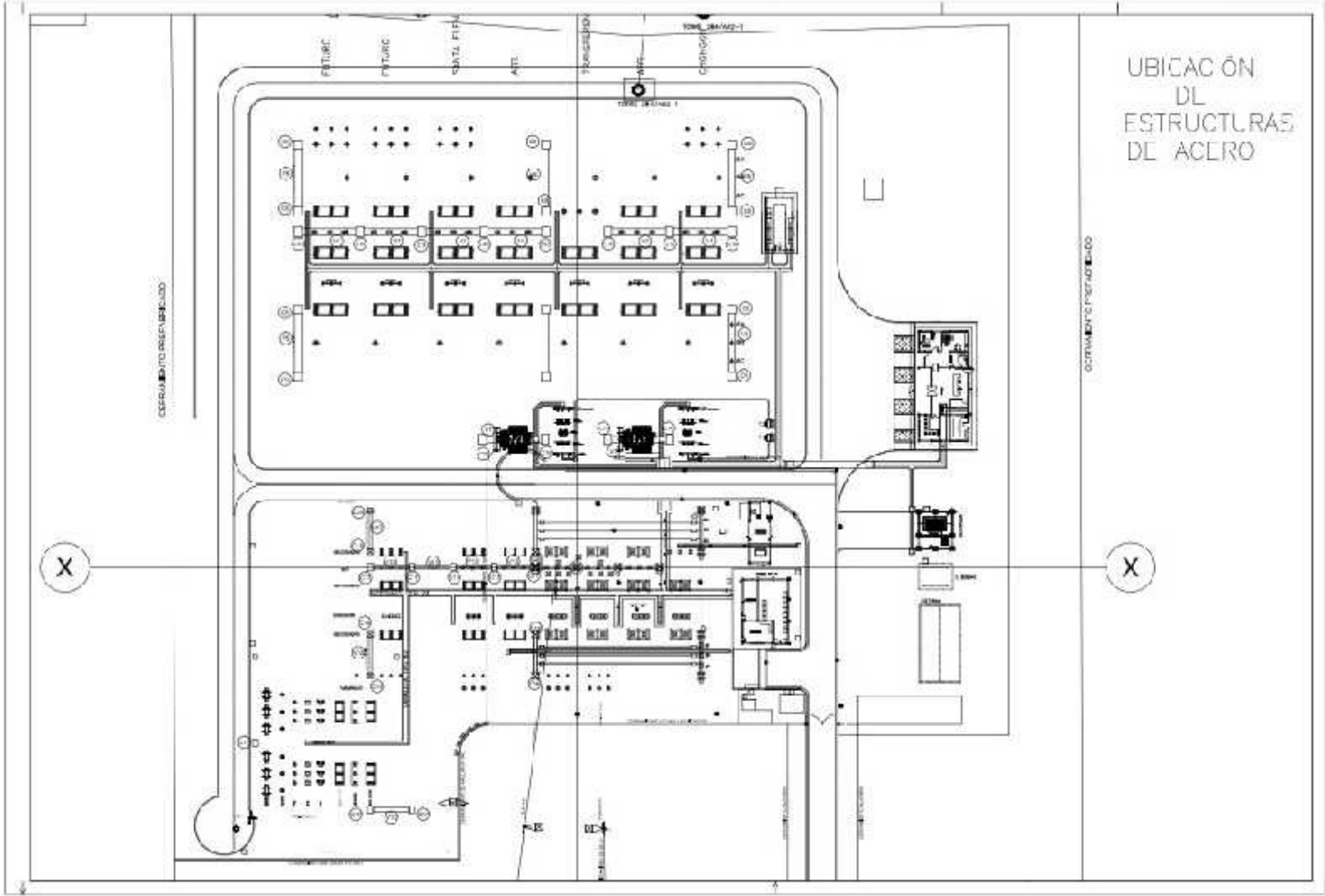




ANEXO No. 10 Plano De Implantación General

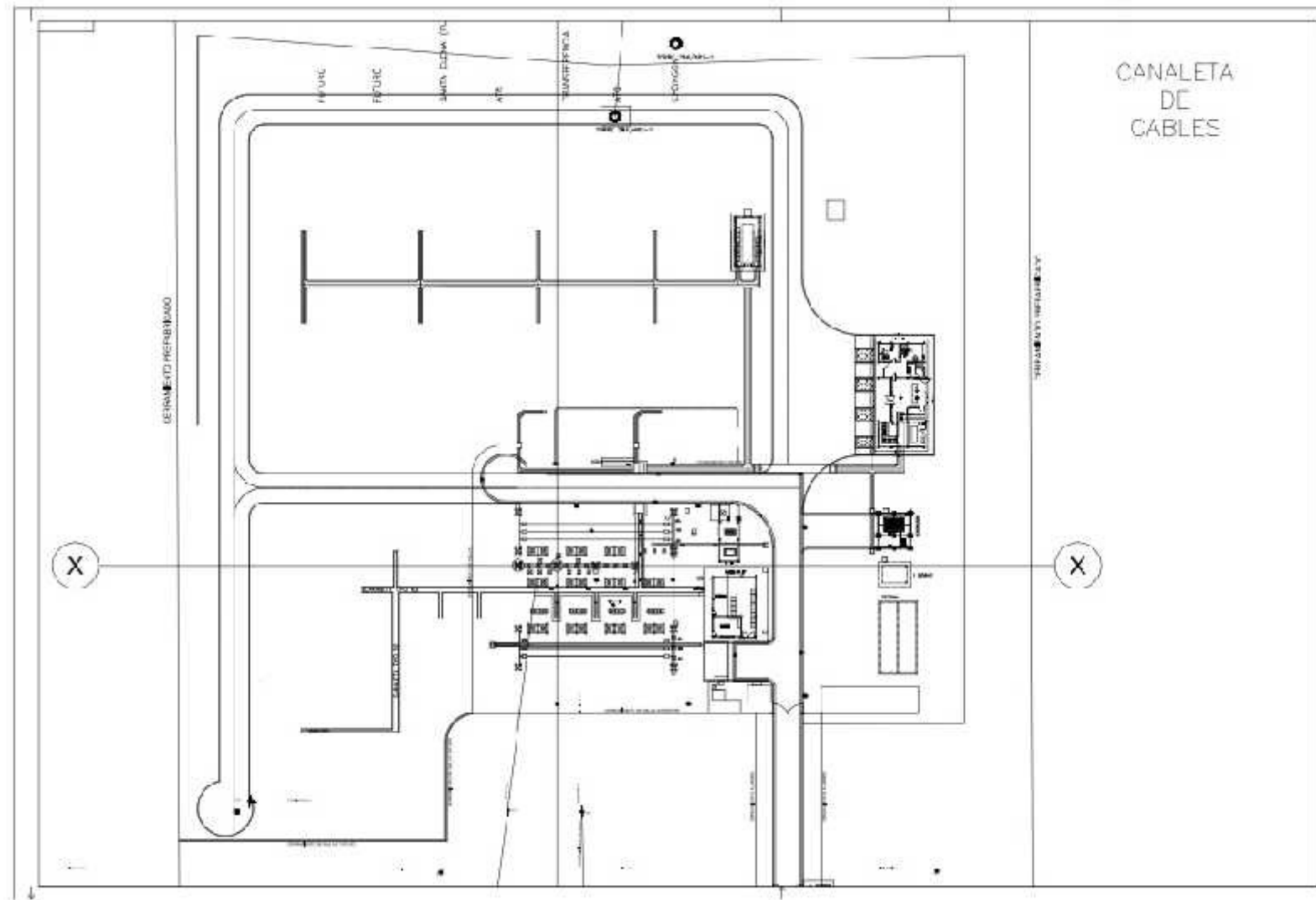


ANEXO No. 11 Plano Ubicación De Estructuras De Acero



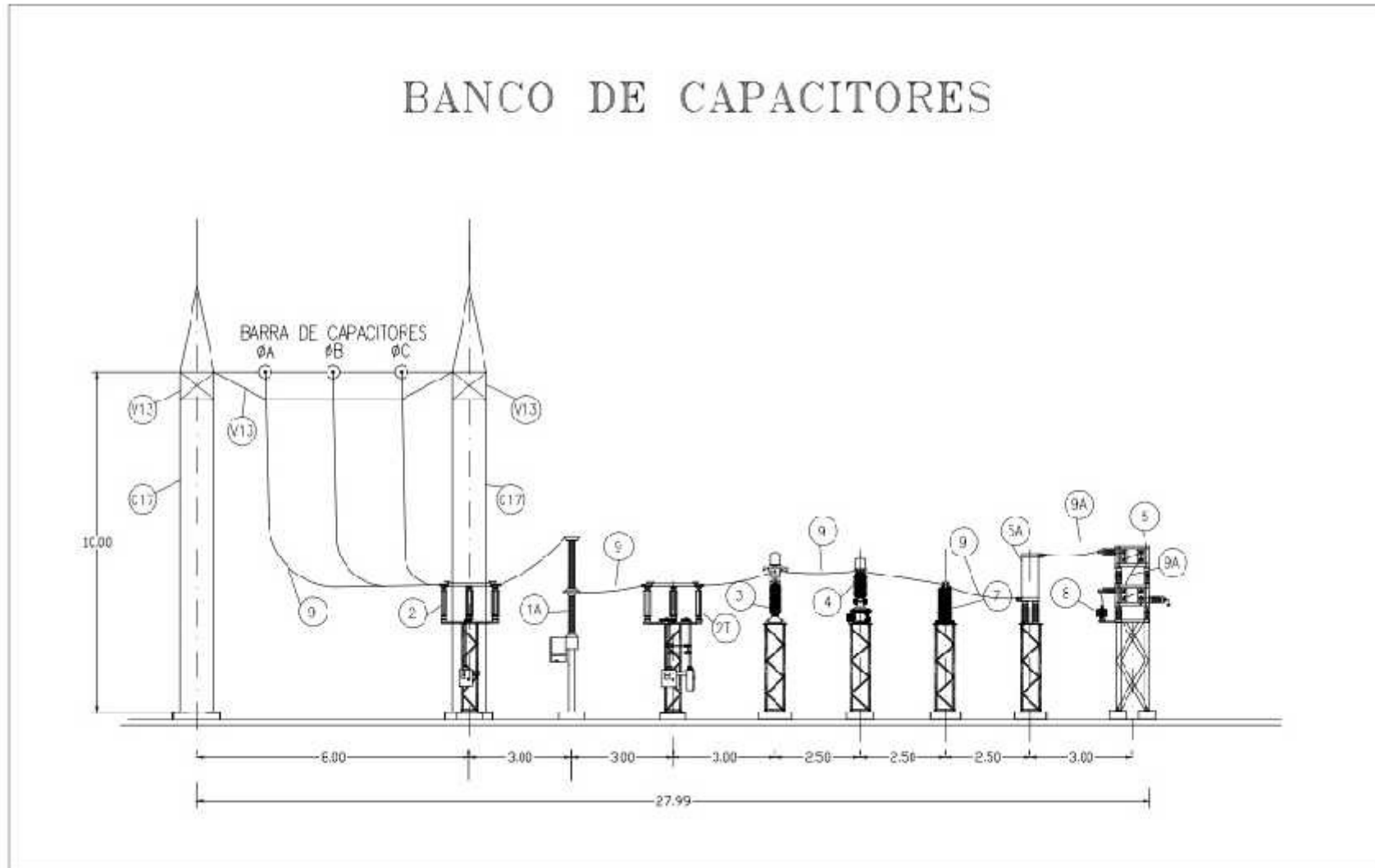
PLANO DE ILUMINACIÓN

ANEXO No. 13 Plano Canaleta De Cables



PLANO DE
MALLA DE
TIERRA

ANEXO No. 15 Plano Banco De Capacitores



[illegible]

