



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
**INSTITUTO DE POSTGRADO**

**PROGRAMA DE MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN DE NEGOCIOS**

**“DISEÑO DE UN MODELO PARAMÉTRICO PARA LA EVALUACIÓN DE  
PROYECTOS DE SUBTRANSMISIÓN ORIENTADOS A LA EXPANSIÓN DEL  
SERVICIO ELÉCTRICO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA EMELNORTE”**

**Trabajo de grado previo a la obtención de título de Magister en  
Administración de Negocios**

**Autor: Segundo Hernán Pérez Cruz  
Director: Dr. Eduardo Lara**

Ibarra, marzo 2016

## **APROBACIÓN DEL TUTOR**

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Grado, presentado por el ingeniero Segundo Hernán Pérez Cruz para optar por el Grado de Magister en Administración de Negocios, doy fe de que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

---

Dr. Eduardo Lara  
TUTOR DE TESIS  
CI 1000748317

## **DEDICATORIA**

Primero a Dios por haberme dado la fortaleza necesaria cuando más la necesitaba para no decaer y continuar con este anhelado sueño, a mis padres que con su apoyo y motivación supieron entregar todo para hacer de mi un hombre útil a la sociedad, a mi esposa Clara Erazo, a mis hijas Anita y Alejandra por su apoyo constante para la culminación de esta investigación, a todos mis amigos que me motivaron para terminar este trabajo.

Hernán Pérez

## **RECONOCIMIENTO**

Si el esfuerzo necesario para la realización de una tarea viene acompañado de la ayuda incondicional de personas que se presentan en tu camino, es menester sentir gratitud por ellos, es por esta razón que quiero expresar mi agradecimiento y reconocimiento a la Universidad Técnica del Norte y de manera especial a los docentes que participaron en los módulos de la Maestría de Administración de Negocios, en especial al Dr. Eduardo Lara por su acertada dirección en el desarrollo del presente trabajo, al Ing. Mauricio Vásquez, quien me alentó cuando más apoyo necesitaba, a los funcionarios y trabajadores de la Dirección de Planificación de EMELNORTE S.A por su ayuda y colaboración.

Hernán Pérez

# ÍNDICE

CAPÍTULO I .....	1
PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	1
1.1. CONTEXTUALIZACIÓN DEL PROBLEMA .....	1
1.1.1. ANTECEDENTES .....	2
1.1.2. SITUACIÓN ACTUAL DEL PROBLEMA .....	3
1.1.3. LA PROSPECTIVA .....	4
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	6
1.2.1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	7
1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN .....	7
1.3.1. OBJETIVO GENERAL .....	7
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	8
1.4. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN.....	8
1.5. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN .....	8
1.6. VIABILIDAD DE LA INVESTIGACIÓN .....	9
CAPÍTULO II .....	11
MARCO TEÓRICO.....	11
2.1. ASPECTOS GENERALES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS .....	11
SEGÚN CRANE (2015):.....	11
2.2. ANTECEDENTES.....	13
2.4. EVALUACIÓN DE PROYECTOS.....	13
2.5. ESTUDIO DE MERCADO .....	14
2.6. ANÁLISIS DE LA DEMANDA.....	15
2.7. MÉTODOS DE PROYECCIÓN ESTADÍSTICA .....	15
2.6.1. CÁLCULO DE LA TASA DE CRECIMIENTO [T].- .....	15
2.6.2. MÉTODO DE MÍNIMOS CUADRADOS. ....	17
2.8. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA .....	19
2.8. EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS .....	21
2.8.1. EVALUACIÓN TÉCNICA.....	21
NIVELES DE TENSIÓN.....	22
(A) ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD. ....	23
(B) CARGABILIDAD DE CONDUCTORES Y EQUIPAMIENTO.....	25
2.8.2. EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	25
2.8.2.1. DETERMINACIÓN DEL VALOR DE LA INVERSIÓN.....	26
(A) PRESUPUESTO.....	26
(B) UBICACIÓN DEL TERRENO .....	27
2.8.2.2. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO .....	28
2.8. COSTOS DE PÉRDIDAS .....	28
2.9. VIDA ÚTIL Y RESIDUAL.....	30
2.10. INGENIERÍA ECONÓMICA .....	31
2.10.1. VALORES EN POR UNIDAD Y VALORES EN PORCENTAJE .....	31
2.10.2. TASA DE DESCUENTO .....	32
2.10.3. TASA DE INTERÉS .....	32
2.10.4. INTERÉS SIMPLE .....	33
2.10.5. INTERÉS COMPUESTO.....	34
2.10.6. VALOR PRESENTE DE UNA SERIE UNIFORME .....	36
2.10.7. VALOR FUTURO DE UNA SERIE UNIFORME .....	37
2.11. DEPRECIACIÓN .....	40
2.12. EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	40

2.12.12.	MÉTODO DEL VALOR ACTUAL NETO [ VAN ] .....	41
(A)	PRIMER MÉTODO .....	42
(B)	SEGUNDO MÉTODO .....	43
(C)	TERCER MÉTODO .....	43
2.12.2.	MÉTODO DEL MÍNIMO COSTO [ VAMC ] .....	44
2.12.3.	MÉTODO DEL MÍNIMO COMÚN MÚLTIPLO .....	44
2.12.4.	MÉTODO DEL VALOR ANUAL MEDIO EQUIVALENTE [ VME] .....	47
2.12.5.	LA TASA INTERNA DE RETORNO [ TIR ] .....	48
2.12.6.	MÉTODO DE LA TASA EXPLICITA DE RETORNO SOBRE LA REINVERSIÓN [TER] .....	51
2.12.7.	MÉTODO DEL VALOR ANUAL [ VA ] .....	53
2.12.8.	MÉTODO DEL VALOR PRESENTE [ VP ] .....	54
2.12.9.	RELACIÓN BENEFICIO COSTO [ B/C ] .....	55
2.13.	PRESENTACIÓN DE PROYECTOS EN FORMATO SENPLADES .....	56
2.13.1.	ANÁLISIS DEL PROBLEMA .....	56
2.13.2.	ANÁLISIS DE OBJETIVOS .....	57
2.13.3.	ESTRUCTURA ANALÍTICA DEL PROYECTO .....	58
2.13.4.	MATRIZ DE MARCO LÓGICO .....	60
2.13.4.1.	RESUMEN NARRATIVO DE LOS OBJETIVOS .....	61
(A)	FIN .....	61
(B)	PROPÓSITO .....	61
(C)	COMPONENTES .....	61
(D)	ACTIVIDADES .....	61
(E)	LÓGICA VERTICAL .....	62
2.13.4.2.	INDICADORES .....	62
(A)	INDICADORES DE FIN Y DE PROPÓSITO .....	62
(B)	INDICADORES DE LOS COMPONENTES .....	63
(C)	INDICADORES DE ACTIVIDADES .....	63
2.13.4.3.	MEDIOS DE VERIFICACIÓN .....	63
(A)	LÓGICA HORIZONTAL .....	63
2.13.4.4.	SUPUESTOS .....	64
2.15.	ANÁLISIS DE IMPACTO AMBIENTAL Y DE RIESGOS .....	65
2.16.	MATRIZ DE LEOPOLD .....	66
2.17.	CADENA DE VALOR .....	69
(A)	ACTIVIDADES PRIMARIAS .....	70
(B)	ACTIVIDADES DE SOPORTE .....	71
(C)	MARGEN .....	71
2.18.	IDENTIFICACIÓN DE MACROPROCESOS .....	71
(A)	ACTIVIDADES DE DIRECTAS .....	71
(B)	ACTIVIDADES INDIRECTAS .....	72
(C)	ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD .....	72
2.19.	¿QUÉ ES UN PROCESO? .....	73
2.18.1.	¿CUÁLES SON LAS ENTRADAS DEL PROCESO? .....	73
2.18.2.	¿QUÉ ES EL PROCEDIMIENTO DEL PROCESO? .....	73
2.18.3.	¿CUÁLES SON LAS SALIDAS DEL PROCESO? .....	74
(A)	PRODUCTO INTERNO .....	74
(B)	PRODUCTO EXTERNO .....	74
2.19.	DIAGRAMAS DE FLUJOS .....	75
2.19.1.	DIAGRAMA DE ACCIÓN DE NEGOCIO [ DAN ] .....	75
2.19.2.	DIAGRAMA DE FLUJO ANSI .....	76
2.19.3.	DIAGRAMA DE FLUJO FUNCIONAL .....	76
2.20.	ANÁLISIS DEL VALOR AGREGADO [VAA] .....	77
2.20.1.	CLASIFICACIÓN DE LAS ACTIVIDADES .....	79

(A) PLANEAR [VA] (CON VALOR AÑADIDO) .....	79
(B) PLANEAR [SVA] (SIN VALOR AÑADIDO) .....	79
(C) EJECUTAR [VA] (CON VALOR AÑADIDO) .....	80
(D) EJECUTAR [SVA] (SIN VALOR AÑADIDO) ALMACENAMIENTO .....	80
(E) EJECUTAR [SVA] (SIN VALOR AÑADIDO) MOVIMIENTO Y MANIPULACIÓN .....	81
(F) REVISIÓN [VA] (CON VALOR AÑADIDO) .....	83
(G) REVISIÓN [SVA] (SIN VALOR AÑADIDO) .....	83
(H) ADAPTAR [SVA] (SIN VALOR AÑADIDO) .....	83
(I) ADAPTAR [SVA] (SIN VALOR AÑADIDO) .....	85
2.20.2. ELEMENTOS DE TIEMPO Y DE COSTE DE LOS PROCESO .....	86
GLOSARIO DE TERMINOS .....	90
<b>CAPÍTULO I I I .....</b>	<b>91</b>
<b>METODOLOGÍA .....</b>	<b>91</b>
3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN .....	91
3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....	91
3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA .....	91
3.4. MÉTODOS, ESTRATEGIAS Y TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN .....	92
MÉTODO TEÓRICO .....	92
MÉTODO EMPÍRICO .....	92
MÉTODO MATEMÁTICO .....	92
3.5. PROCEDIMIENTOS .....	93
3.6. VALOR PRÁCTICO .....	93
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>94</b>
<b>ANÁLISIS .....</b>	<b>94</b>
4.1. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS .....	94
4.2. DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	109
4.3. CONTRASTACIÓN DE LOS RESULTADOS CON LAS PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN .....	110
<b>CAPÍTULO V .....</b>	<b>112</b>
<b>PROPUESTA .....</b>	<b>112</b>
<b>5. LEVANTAMIENTO DE PROCESOS PARA UN MODELO DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE SUBTRANSMISIÓN .....</b>	<b>112</b>
5.1. ANTECEDENTES .....	112
5.2. JUSTIFICACIÓN .....	112
5.3. BASE TEÓRICA .....	113
5.4. OBJETIVOS .....	115
5.5. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA .....	115
5.6. BENEFICIARIOS .....	115
5.7. DISEÑO ADMINISTRATIVO DE LA PROPUESTA .....	116
5.7.1. IDENTIFICACIÓN DE LOS PROCESOS ASOCIADO A LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS .....	117
5.7.2. LEVANTAMIENTO DEL PROCESO DEL PLAN DE EXPANSIÓN .....	118
5.7.3. LEVANTAMIENTO DEL PROCESO DE GESTIÓN DE ANÁLISIS TÉCNICO .....	128
5.7.2. LEVANTAMIENTO DEL PROCESO DE GESTIÓN DE ANÁLISIS ECONÓMICO .....	133
5.7.3. LEVANTAMIENTO DEL PROCESO DE TRÁMITE DE LICENCIA AMBIENTAL, PERMISO O REGISTRO .....	138
5.7.4. EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL EN PROYECTOS DE SUBTRANSMISIÓN .....	144
5.8. DISEÑO TÉCNICO DE LA PROPUESTA .....	151
<b>MODELO PARAMÉTRICO PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE SUBTRANSMISIÓN .....</b>	<b>151</b>
5.8.1. DETERMINACIÓN DEL CENTRO DE CARGA .....	151

5.8.2.	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA .....	154
5.8.3.	ANÁLISIS TÉCNICO .....	156
(A)	MODELACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN .....	156
(B)	VARIACIÓN DE PÉRDIDAS [ $\Delta_{\text{PÉRD}}$ ] .....	157
(C)	ENERGÍA DEMANDADA EN BARRAS DE LA SUBESTACIÓN .....	158
(D)	CÁLCULO DE LA ENERGÍA EN PUNTO DE CONEXIÓN CON EL SNI .....	158
(E)	CÁLCULO DEL CONSUMO DE ENERGÍA .....	159
(F)	CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA .....	159
(G)	CÁLCULO DE AHORRO DE ENERGÍA .....	160
(H)	CÁLCULO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA ENS .....	161
5.8.4.	ANÁLISIS ECONÓMICO .....	162
5.8.5.	DETERMINACIÓN DE EGRESOS E INGRESOS .....	162
(A)	COMPRA DE ENERGÍA .....	163
(B)	MULTAS POR ENERGÍA NO SUMINISTRADA ENS. ....	164
(C)	CÁLCULO DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO .....	164
(D)	VENTA DE ENERGÍA .....	165
5.9.	CÁLCULO DE LOS ÍNDICES ECONÓMICOS .....	165
(A)	FLUJO DE CAJA .....	166
(B)	VALOR ACTUAL NETO .....	166
(C)	TASA INTERNA DE RETORNO TIR .....	168
(D)	RELACIÓN BENEFICIO COSTO B/C .....	169
(E)	RETORNO ECONÓMICO .....	170
(F)	RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN EN AÑOS .....	170
Bibliografía.....		176
Anexo A .....		177
Anexo B .....		187
Anexo C .....		188
Anexo D .....		189
Anexo E .....		191



## Índice de tablas

Tabla 1. Cálculo de la tasa de crecimiento promedio .....	16
Tabla 2. Cálculo del promedio de las tasas de crecimiento .....	16
Tabla 3. Función lineal $y= a_1 x + a_0$ y Regresión Lineal .....	18
Tabla 4. Proyección de la demanda método tasa de crecimiento promedio .....	20
Tabla 5. Cálculo de la proyección con funciones lineales equivalentes .....	20
Tabla 6. Proyección utilizando la función “ <b>pronóstico</b> ” de Excel .....	21
Tabla 7. Bandas de variación de voltaje en sistemas eléctricos.....	22
Tabla 8. Límites permitidos para empresas de Distribución .....	22
Tabla 9. Metas establecidas por el MEER .....	23
Tabla 10. Límites de los índices de interrupción .....	23
Tabla 11. Costo de la Energía No Suministrada .....	25
Tabla 12. Presupuesto referencial para la construcción de la subestación Atuntaqui. ....	26
Tabla 13. Factores de Expansión .....	29
Tabla 14. Vida útil de equipamiento eléctrico .....	31
Tabla 15. Factores utilizando notación estándar.....	39
Tabla 16. Utilización de factores .....	39
Tabla 17. Métodos de depreciación.....	40
Tabla 18. Cálculo en Excel del VAN de los GO&M.....	42
Tabla 19. Cálculo del VAN primer método.....	42
Tabla 20. Cálculo del VAN tercer método.....	44
Tabla 21. Inversiones y vidas útiles Ejemplo 2.2.....	45
Tabla 22. Flujos de caja para el ejemplo 2.2 .....	45
Tabla 23. Flujos netos aplicando el método de mínimos cuadrados.....	46
Tabla 24. Tabulación del valor de S dados ciertos valores de i.....	49
Tabla 25. Cálculo del TIR en hoja de EXCEL.....	51
Tabla 26. Marco lógico para el caso de la empresa de transporte.....	65
Tabla 27. Puntuación para la valoración ambiental .....	69
Tabla 28. Macroproceso Gestión Estratégica - Proceso Análisis Técnico .....	72
Tabla 29. Símbolos estándar para diagramas de flujo .....	76
Tabla 30. Ejemplo de Diagrama Funcional .....	77
Tabla 31. Símbolo de tipo de actividades y tiempos .....	78
Tabla 32. Ciclo de planificación, ejecución, revisión y adaptación.....	79
Tabla 33. Acciones de preparación que no aportan valor añadido .....	80
Tabla 34. Acciones de almacenamiento que no aportan valor añadido .....	81
Tabla 35. Acciones de movimiento y manipulación que no aportan valor añadido .....	82
Tabla 36. Acciones de control del proceso que no aportan valor añadido .....	84
Tabla 37. Acciones de procesamiento de defectos que no aportan valor añadido .....	85
Tabla 38. Procesamiento de desperdicios que no aportan valor añadido.....	86
Tabla 39. Sueldos y salarios etapa de subtransmisión.....	86
Tabla 40. Distribución de gastos operacionales.....	87
Tabla 41. Distribución de gastos no operacionales.....	87
Tabla 42. Equivalente de minutos en decimal de horas.....	88
Tabla 43. Equivalente de días en decimal de horas .....	88
Tabla 44. Cálculo del Valor Agregado.....	89
Tabla 45. Muestra de profesionales.....	91
Tabla 46. Parámetros técnicos en proyectos de subtransmisión. ....	95
Tabla 47. Ubicación del proyecto de subtransmisión.....	96
Tabla 48. Métodos de evaluación .....	97
Tabla 49. Parámetros de evaluación.....	98
Tabla 50. Parámetros técnicos para evaluación de proyectos .....	99
Tabla 51. Parámetros sociales en proyectos de subtransmisión.....	100
Tabla 52. Impacto Ambiental en proyectos eléctricos.....	101
Tabla 53. Personal a cargo de la evaluación de proyectos eléctricos .....	102
Tabla 54. Programas computacionales para evaluación de proyectos.....	103
Tabla 55. Políticas objetivos y estrategias del PNBV .....	104
Tabla 56. Utilización de formatos SENPLADES.....	105
Tabla 57. Régimen bajo un manual orgánico funcional.....	106
Tabla 58. Porcentajes de proyectos ejecutados en el período 2001-2015.....	107

Tabla 59. Recursos con los que cuentan las empresas de distribución .....	108
Tabla 60. Requerimiento promedio mensual de energía año 2015 .....	114
Tabla 61. Facturación promedio mensual año 2015 .....	114
Tabla 62. Infraestructura de EMELNORTE .....	114
Tabla 63. Subproceso: Planificación de la Expansión de la Empresa .....	118
Tabla 64. Distributivo 2015 Empresa Eléctrica Regional Norte .....	121
Tabla 65. Costos operacionales y costos no operacionales .....	122
Tabla 66. Distribución de gastos de Administración O&M por etapa funcional.....	123
Tabla 67. Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento por hora .....	124
Tabla 68. Gastos de Administración, O&M por hora en los Procesos .....	124
Tabla 69. Ponderación de gastos operacionales .....	125
Tabla 70. Distribución de Gastos Operacionales .....	125
Tabla 71. Ponderación de gastos no operacionales.....	126
Tabla 72. Distribución de gastos no operacionales.....	126
Tabla 73. Cálculo del Valor Agregado; Planificación de la Expansión de la Empresa .....	127
Tabla 74. Subproceso Realización de Estudios Eléctricos .....	128
Tabla 75. Distribución de gastos operacionales.....	131
Tabla 76. Distribución de gastos no operacionales.....	131
Tabla 77. Cálculo del Valor Agregado; Estudios Eléctricos .....	132
Tabla 78. Subproceso: realización de estudio económico .....	133
Tabla 79. Distribución de gastos operacionales.....	136
Tabla 80. Distribución de gastos no operacionales.....	136
Tabla 81. Cálculo del Valor Agregado; Análisis Económico .....	137
Tabla 82. Subproceso Realización de Estudios Eléctricos .....	139
Tabla 83. Distribución de gastos operacionales.....	141
Tabla 84. Distribución de gastos no operacionales.....	142
Tabla 85. Cálculo del valor agregado: Trámite de licencia ambiental, permiso o registro.....	143
Tabla 86. Factores ambientales a ser evaluados.....	145
Tabla 87. Actividades consideradas para la fase de construcción.....	146
Tabla 88. Actividades consideradas para la fase de operación y mantenimiento .....	147
Tabla 89. Acciones consideradas durante la fase de cierre del proyecto.....	147
Tabla 90. Matriz de identificación y caracterización de impactos .....	148
Tabla 91. Matriz de Leopold de impactos ambientales S/E Santa Bárbara .....	150
Tabla 92. Proyección de demanda por subestaciones.....	154
Tabla 93. Proyección de demanda con redistribución de carga.....	155
Tabla 94. Resultado de los flujos de potencia.....	156
Tabla 95. Resultados de los flujos de potencia con nueva S/E Cananvalle.....	157
Tabla 96. Resultado de las pérdidas obtenidas en los flujos de potencia .....	158
Tabla 97. FMIk y TTIk de alimentadores a nivel cabecera de subestación.....	161
Tabla 98. Parámetros de referencia para análisis económico .....	162
Tabla 99. Mano de obra en trabajos de mantenimiento en una subestación.....	164
Tabla 100. Flujo de caja resultante.....	167
Tabla 101. Formulario propuesto para el cálculo de índices económicos.....	168
Tabla 102. Actualización de costos y beneficios .....	169
Tabla 103. Resultado de indicadores económicos.....	170

## Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Líneas de tendencia y los coeficientes de regresión.....	19
Ilustración 2. Cálculo del centro de carga de la S/E La Carolina.....	27
Ilustración 3. Sistema en por unidad y en porcentaje .....	31
Ilustración 4. Tasa de descuento .....	32
Ilustración 5. Tasa de interés .....	33
Ilustración 6. Interés simple .....	34
Ilustración 7. Cálculo del valor futuro.....	35
Ilustración 8. Cálculo del valor presente.....	35
Ilustración 9. Valor presente de una serie uniforme .....	36
Ilustración 10. Valor futuro de una serie uniforme .....	37
Ilustración 11. Flujo de caja para el ejemplo 2.1 .....	42
Ilustración 12. Representación gráfica ejemplo 2.1 .....	43
Ilustración 13. Cálculo del VAN segundo método .....	43
Ilustración 14. Valor Actual Neto en función de la tasa de interés .....	50
Ilustración 15. Flujo de series uniformes para el método del TER .....	52
Ilustración 16. Flujo de caja .....	54
Ilustración 17. Árbol de problemas .....	57
Ilustración 18. Árbol de Objetivos .....	58
Ilustración 19. Estructura Analítica del Proyecto .....	58
Ilustración 20. Estructura Analítica del Proyecto .....	60
Ilustración 21. Lógica vertical de la columna de objetivos.....	62
Ilustración 22. Lógica horizontal en la matriz de marco lógico.....	64
Ilustración 23. Relación entre supuestos y objetivos .....	64
Ilustración 24. Matriz de Leopold para evaluación de impactos .....	67
Ilustración 25. Cadena de valor de EMELNORTE .....	70
Ilustración 26. Formato para estructurar procesos de EMELNORTE .....	74
Ilustración 27. Diagrama de Análisis de Negocios .....	75
Ilustración 28. Parámetros técnicos en proyectos de subtransmisión .....	95
Ilustración 29. Ubicación del proyecto de subtransmisión.....	96
Ilustración 30. Métodos de evaluación .....	97
Ilustración 31. Parámetros de evaluación económica .....	98
Ilustración 32. Parámetros técnicos en evaluación de proyectos.....	99
Ilustración 33. Parámetros sociales en proyectos eléctricos.....	100
Ilustración 34. Impacto Ambiental en proyectos eléctricos.....	101
Ilustración 35. Personal a cargo de la evaluación de proyectos.....	102
Ilustración 36. Uso de programas computacionales .....	103
Ilustración 37. Políticas, objetivos y estrategias del PNBV .....	104
Ilustración 38. Utilización de formatos SENPLADES.....	105
Ilustración 39. Régimen bajo un manual orgánico funcional.....	106
Ilustración 40. Porcentaje de ejecución de proyectos.....	107
Ilustración 41. Recursos con los que cuentan las empresas de distribución .....	108
Ilustración 42. Cadena de valor propuesta para la empresa EMELNORTE.....	116
Ilustración 43. Macroproceso: Gestión Estratégica.....	117
Ilustración 46. Selección de cuadrícula .....	151
Ilustración 47. Selección de transformadores.....	152
Ilustración 48. Transformadores seleccionados .....	152
Ilustración 49. Consulta de capacidad de transformadores .....	152
Ilustración 50. Filtro de capacidad de transformadores.....	153
Ilustración 51. Migración de datos a la hoja de Excel .....	153
Ilustración 52. Modelación el Sistema de Subtransmisión .....	156
Ilustración 53. Modelación el Sistema de Subtransmisión con nueva S/E Cananvalle .....	157
Ilustración 54. Validación de la propuesta.....	171

## RESUMEN

Este trabajo de investigación presenta un modelo paramétrico para la evaluación de proyectos eléctricos de subtransmisión utilizando programas computacionales que permiten aplicar métodos y técnicas que ayuden a mejorar el sustento necesario para la aprobación y asignación de recursos económicos por parte del Estado, analiza las diferentes alternativas de cálculo de los índices de evaluación técnicos y económicos, determinando cuáles de estos son aplicables, describe métodos de cálculo para la proyección de la demanda eléctrica, la ubicación geográfica del proyecto, la energía recibida por parte de la empresa eléctrica en los puntos de interconexión, pérdidas de energía, la energía no suministrada debido a interrupciones por averías en el sistema eléctrico. El tipo de investigación aplicado es el cuantitativo ya que se utilizó magnitudes numéricas que pueden ser tratadas dentro del campo de la estadística y la matemática, el método teórico ayudó a sintetizar el análisis para la construcción del marco teórico, el empírico cuyo contenido procede de la experiencia de los gestores de proyectos de subtransmisión ayudó en su análisis, y el método matemático para recopilar, sintetizar y presentar resultados. La valoración económica durante la vida útil del proyecto es obtenida aplicando el Estudio de Costos aprobado por el ARCONEL, estableciéndose un flujo de caja que permite obtener los índices económicos que determinan la rentabilidad del proyecto eléctrico. Se utilizan técnicas para determinar cada una de las actividades que el funcionario de EMELNORTE debe desarrollar dentro del plan de expansión, análisis técnico y económico, trámite de licencia ambiental, funciones relacionadas con la evaluación de proyectos, esto mediante la aplicación de reingeniería de procesos, los mismos que generan documentos con el sustento técnico y económico suficiente y necesario para la presentación de proyectos eléctricos de subtransmisión ante el ARCONEL para que este organismo los revise, apruebe y reciban la asignación de fondos del Presupuesto General del Estado por parte del MEER; El modelo paramétrico proporciona los procedimientos necesarios para calcular los índices técnicos y económicos, para establecer la factibilidad de los proyectos de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Norte.

### **Palabras claves**

- Modelo paramétrico:* Representación de un concepto que puede ser modificado rápidamente mediante la generación de relaciones matemáticas.
- Subtransmisión:* Sistema eléctrico con cuyo voltaje de operación está entre 34,5 kV y 69 kV.
- Servicio Eléctrico:* Suministro de energía eléctrica a nivel de usuario final.

## SUMMARY

This paper presents a parametrical model for the evaluation of electrical projects of subtransmission, that use computer programs that allow for the application of methods and techniques that improve the technical support for the approval and the assignment of economic resources by the State. The various alternatives to calculate the technical and economic indexes are analyzed, thereby determining which are applicable. It describes calculation methods for the projection of electricity demand, geographical location of the project, determined energy received at points of interconnection, energy loss and the calculation of the energy not supplied by the company due to interruptions in the electrical system breakdowns. The kind of investigation applied is quantitative because numerical magnitudes were used that can be applied in the field of statistics and mathematics. Also, the theoretic method helped to synthesize the analysis for the construction of the theoretical, empirical framework, which content proceeds from the experience of the sub transmission and mathematical project managers to gather, synthesize, and present the results. The economic assessment over the lifetime of the project is obtained by applying the Study Cost approved by ARCONEL, thereby establishing a cash flow which leads to the obtaining of the economic indexes that determines the viability of the electrical project. Techniques were used to determine each of the activities that the staff member of EMELNORTE has to carry out in the expansion plan, the technical and economic analysis, and the procedure for an environmental license related to the evaluation of projects by the application of process reengineering. These are the same processes that generate documents with technical and economic support to present electrical transmission projects before the ARCONCEL to be approved and to receive the allocation of funds from the General Budget of the State by the MEER. The parametric model provides the necessary procedures to be able to calculate the technical and economic indexes and to establish the feasibility of the sub transmission projects of the Empresa Eléctrica Reginal Norte.

# CAPÍTULO I

## PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

### 1.1. Contextualización del problema

Los proyectos de subtransmisión se refieren a nuevas subestaciones y líneas de subtransmisión ajustadas dentro del programa del Plan de Expansión Decenal de las empresas de distribución eléctrica del país, la asignación de los recursos para la implantación de cada uno de estos proyectos se la realiza mediante la presentación de proyectos bien sustentados con su respectivo análisis técnico económico, características generales, especificaciones técnicas, cronograma valorado, y documentos de respaldo en formatos SENPLADES, que permitan la calificación, priorización, y aprobación por parte del ARCONEL con el aval del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable para que reciban los fondos necesarios por parte del Presupuesto General del Estado.

El sistema de subtransmisión de EMELNORTE S. A. comprende la operación de 16 subestaciones con una capacidad instalada de 120.75 MVA, ubicadas dentro de su área de concesión. Estas subestaciones están interconectadas por 175,88 km. de líneas de subtransmisión a 69 kV; existen, además 92,73 km de líneas de subtransmisión a 34.5 kV que sirven para evacuar la generación de las centrales hidráulicas El Ambi y San Miguel de Car, parte de su generación la constituyen también las centrales La Playa y Buenos Aires conectadas a un nivel de voltaje de 13,8 kV, se conectan este nivel de voltaje mini centrales de propiedad de los municipios y generadores renovables no convencionales.

En la Dirección de Planificación de EMELNORTE S. A. existe una sección de estudios eléctricos en donde funcionarios recién incorporados a este Departamento deberán realizar la modelación del sistema de subtransmisión mediante la asignación del equipo computacional adecuado y los programas para análisis técnico, como flujos de potencia, cálculo de cortocircuitos, necesarios para la evaluación técnica y económica del sistema de subtransmisión que permita determinar la incorporación de futuras líneas de subtransmisión y subestaciones.

### 1.1.1. Antecedentes

De acuerdo al contrato de concesión de EMELNORTE S. A., esta empresa fue constituida como una Sociedad Anónima Civil y Mercantil mediante escritura pública otorgada en la ciudad de Ibarra el 25 de noviembre de 1.975, ante el señor Notario Público Segundo del Cantón Ibarra; de conformidad a la disposición transitoria tercera del Mandato No. 15, expedida el 23 de julio del 2008, que dice, “.....y en virtud de los índices de gestión de varias empresas entre estas EMELNORTE se excluyen de la disolución de la compañía y de acuerdo a la Ley de Empresas Públicas aprobada el 16 de octubre de 2009, en su disposición transitoria según ítem 2.2.1.5 establece que, “.....hasta que se expida el nuevo marco jurídico del sector eléctrico, estas empresas sigan operando como compañías anónimas, reguladas por la ley de compañías exclusivamente para asuntos de orden societario. Para los demás aspectos tales como el régimen tributario, fiscal, laboral, contractual, de control y de funcionamiento de las empresas se observarán las disposiciones contenidas en la ley de empresas públicas”; el viernes 16 de enero de 2015 se ha expedido la Ley Orgánica de Servicio Público de Servicio Eléctrico en la que según Disposición Transitoria Décimo Segunda, da plazo de 360 días al Ministerio de Electricidad y Energías Renovables para que lleve a cabo todas las acciones que sean necesarias, a efectos de que todas las empresas eléctricas se estructuren como empresas públicas, para lo cual, consolidará a su favor el paquete accionario.

Actualmente EMELNORTE cuenta con una matriz en Ibarra y 12 agencias de recaudación y atención al cliente, distribuidas en toda su área de concesión, sirve a 231.098 abonados en una extensión de 11.979 km<sup>2</sup> distribuidos en las provincias de Imbabura, Carchi, parte de los cantones Cayambe y Pedro Moncayo de la provincia de Pichincha y parte del cantón Sucumbíos en la provincia oriental del mismo nombre. Cada provincia tiene sus particularidades en cuanto al tipo de usuario servido, describiéndose en forma general sus características principales:

En la Provincia del Carchi predominan los abonados de tipo residencial la mayor parte de los habitantes se dedican al cultivo de papa, haba y maíz suave, existen industrias lecheras como Lechería Carchi, Productos González, Quesinort, Prolceki, Floralp, La Victoria, entre otras.

En la Provincia de Imbabura, si bien sus abonados más representativos son de tipo residencial, se registra un importante número de abonados de tipo industrial, industrial artesanal y comercial en actividades tales como el turismo, la producción textil y el comercio; es importante resaltar el cantón Otavalo donde se encuentra una de las fábricas de cemento más importantes del país, Lafarge hoy UNACEM, la ciudad de Cotacachi donde se dedican a elaboración artesanal de artículos de cuero y la ciudad de Atuntaqui donde existen pequeñas industrias familiares sin embargo importantes como Confecciones Panda, Lanitex, Medias Jessica, Confecciones D`Markos, entre otras; en la actividad agrícola este sector se dedican al cultivo de maíz suave y caña de azúcar.

La parte sur, específicamente en los cantones Cayambe y Pedro Moncayo, que pertenecen al área de concesión de EMELNORTE es una área eminentemente industrial, existen empresas que se dedican a la elaboración de productos lácteos, jugos y las más representativa las florícolas que exportan sus productos a Europa y América del Norte, en este sector se ubican empresas tan importantes como Nestlé (Ecuajugos) y Molinos La Unión.

#### 1.1.2. Situación actual del problema

Seis subestaciones de gran importancia con sus respectivas líneas de subtransmisión de ser el caso han entrado en operación en estos últimos diez años: la Subestación San Agustín en la ciudad de Ibarra, provincia de Imbabura inaugurada en el año 2001, la Subestación Cotacachi en la provincia de Imbabura inaugurada en el 2003, la subestación La Esperanza en el Cantón Pedro Moncayo provincia de Pichincha inaugurada en el año 2006, la Subestación San Vicente en la ciudad de Otavalo en el año 2010, la subestación La Carolina en el año 2011, la subestación Alpachaca en la ciudad de Ibarra en el año 2012, la subestación Ajaví en el año 2013 y la nueva subestación Atuntaqui en el año 2015, todas estas construidas por la urgencia de abastecer la demanda y evitar la sobrecarga en las subestaciones existentes debido a la implementación del Programa de Cocción Eficiente PEC.



EMELNORTE ha adquirido de CYME módulos como el CYMDIST programa homologado a nivel nacional para el análisis técnico de redes de distribución a nivel de alimentadores primarios, CYMTCC para la coordinación de protecciones, el programa de modelación de subestaciones, CYMFLOW para flujos de potencia, CYMFAULT para análisis de cortocircuitos, CYMHARMO Y CYMESTAB, para estudios de armónicos y estabilidad dinámica respectivamente, todos estos instalados en un servidor ubicado en la Dirección de TIC's, los mismos que son utilizados para modelar los sistemas eléctricos de EMELNORTE por parte de la Dirección de Planificación, Dirección de Distribución y la Unidad de Pérdidas.

### 1.1.3. La prospectiva

La implementación de nuevos proyectos requiere la asignación de recursos por parte del estado mediante programas de inversión, los proyectos de líneas de subtransmisión y subestaciones se encuentran dentro del Plan de Expansión, el mismo que tiene como objetivo mejorar la calidad de servicio eléctrico, ampliar la cobertura y disminuir las pérdidas técnicas, para esto se requiere la presentación de proyectos bien estructurados y sustentados que cuenten con los respectivos estudios técnicos y económicos enmarcados con el Plan Nacional del Buen Vivir.

El ARCONEL, ha presentado lineamientos para la presentación de los planes de inversión, enmarcados en la política nacional con el propósito de cambiar la planificación tradicional por una planificación integral, basada en objetivos nacionales orientada a alcanzar el “Sumak kawsay” , expresada en los objetivos, políticas metas y establecidas en el Plan Nacional para el Buen Vivir (PNBV).

Dentro de los objetivos y políticas planteadas en el PNBV 2013-2017, dentro del Plan Estratégico de EMELNORTE se han tomado las que se relacionan con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER y el sector eléctrico las mismas que se detallan a continuación:

*Objetivo PNBV 11:* Asegurar la soberanía y eficiencia de los sectores estratégicos para la transformación industrial y tecnológica considerando al sector eléctrico uno de los importantes sectores estratégicos para el desarrollo del país.

*Política PNBV 11.1* Reestructurar la matriz energética bajo criterios de transformación de la matriz productiva, inclusión, calidad, soberanía energética y sustentabilidad, con criterios de la participación de energía renovable.

*Objetivo del MEER.*- Incrementar las eficiencias de las empresas de distribución.

*Política MEER 3.*- Incrementar el nivel de modernización, investigación y desarrollo tecnológico en el sector eléctrico.

*Objetivo Estratégico Institucional EMELNOROTE 1.*- Garantizar el suministro de energía eléctrica con calidad continuidad y seguridad.

*Objetivo Estratégico Institucional EMELNORTE 2.*- Optimizar el uso de los recursos disponibles en EMELNORTE.

*Objetivo Estratégico Institucional EMELNORTE 3.*- Potenciar las competencias del Talento Humano de EMELNORTE.

*Objetivo del MEER.*- Incrementar la cobertura del servicio eléctrico en el país.

*Política MEER 4.*- Incrementar la cobertura y la prestación del servicio de energía eléctrica.

*Objetivo Estratégico Institucional EMELNORTE 4.*- Consolidar la imagen corporativa e incrementar la cobertura y prestación del servicio eléctrico en el área de concesión.

*Objetivo PNBV 7:* Garantizar los derechos de la naturaleza y promover la sostenibilidad ambiental territorial y global.

*Política PNBV 7.10.* Implementar medidas de mitigación y adaptación al cambio climático para reducir la vulnerabilidad económica y ambiental con énfasis en grupos de atención prioritaria.

*Objetivo del MEER.*- Reducir los impactos socio-ambientales del sistema eléctrico.

*Política MEER 5.*- Reducir los impactos socio ambientales del sistema eléctrico.

*Objetivo Estratégico Institucional EMELNORTE 5.*- Reducir los impactos socio-ambientales del sistema eléctrico de EMELNORTE.

De acuerdo a la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica dentro de las atribuciones y deberes, es el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable quien debe elaborar el Plan Maestro de Electrificación PME, en base a la presentación de los Planes de Expansión Decenal por parte de las empresas de distribución, es un instrumento de gestión en una empresa eléctrica cuyo conjunto de proyectos se basan en documentos de soporte como estudios técnicos y de

factibilidad financiera requeridos, para la aprobación de proyectos de subestaciones de distribución, líneas de subtransmisión, circuitos primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, generación renovable, acometidas y medidores, gestión administrativa, operatividad comercial, talento humano, manejo socio ambiental y sistemas de información, implementaciones necesarias para satisfacer el crecimiento de la demanda y cumplir las diferentes regulaciones emitidas por el ARCONEL las mismas que exigen niveles de confiabilidad, reducción de pérdidas y calidad del servicio eléctrico.

Para esto se debe determinar un modelo que permita determinar mediante un análisis técnico económico la factibilidad de los proyectos de subtransmisión, estos deben contar con indicadores para su evaluación, cuyo análisis involucre parámetros necesarios para tal propósito, de continuar con la situación actual se corre el riesgo de que a futuro, proyectos que se presenten para el financiamiento con el Presupuesto General del Estado no sean aprobados por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, debido a que la asignación de los recursos para tales inversiones, depende de la presentación de proyectos que cuenten con estudios técnicos y económicos bien sustentados.

## 1.2. Planteamiento del problema

La incorporación de nuevo personal en la Dirección de Planificación, quienes iniciaron sus labores en los últimos dos años, desconocen de métodos y técnicas adecuadas para el desarrollo de proyectos eléctricos por lo que es necesario que, dentro de la nueva estructura organizacional, se determine procedimientos adecuados para delegar funciones específicas a cada uno de los integrantes de la Jefatura de Estudios Eléctricos y Calidad de Energía Eléctrica, área quien realiza los proyectos eléctricos de subtransmisión de EMELNORTE, consolida y coordina la elaboración de proyectos eléctricos de las diferentes áreas, de tal manera que estos puedan realizarse con la rigurosidad necesaria, con una estructura adecuada y con el sustento apropiado, utilizando para ello parámetros adecuados para su evaluación, de tal forma que se consiga la asignación de recursos para la expansión de su sistema eléctrico.

La Dirección de Planificación elabora los proyectos de subtransmisión mediante la modelación del sistema eléctrico y determina los requerimientos necesarios para expandir el sistema eléctrico de subtransmisión, además recepta y consolida la información de proyectos de cada área para presentarlos como parte del Plan de Expansión decenal de EMELNORTE ante el ARCONEL quien lo revisará y aprobará, el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables MEER es quien lo validará con el fin de obtener la asignación de recursos necesarios para su ejecución.

### 1.2.1. Formulación del problema

En EMELNORTE se han realizado por parte de auditoría observaciones en la estructuración y presentación de prefactibilidades de los proyectos de expansión a la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL, esto se debe al desconocimiento de métodos de estructuración y técnicas adecuadas para la evaluación de proyectos, procedimientos para su elaboración y presentación de proyectos para su aprobación. La incorporación de nuevo personal hace necesaria la aplicación de técnicas para determinar las actividades dentro de los procesos para determinar las funciones que cada integrante del área de estudios eléctricos debe realizar para elaborar el Plan de Expansión Decenal de la Empresa.

¿Cómo estructurar mediante un modelo paramétrico la evaluación de proyectos eléctricos de subtransmisión que ayude a mejorar el sustento técnico y económico para su aprobación y que reciban la asignación de recursos?

## 1.3. Objetivos de la investigación

### 1.3.1. Objetivo general

- Diseñar un modelo paramétrico mediante la utilización de programas computacionales que permita aplicar técnicas adecuadas para la evaluación de proyectos eléctricos de subtransmisión y ayuden a mejorar el sustento técnico y económico para su aprobación y asignación de recursos económicos a través del Presupuesto General del Estado.

### 1.3.2. Objetivos específicos

- Identificar cuáles son los métodos de evaluación de proyectos y que técnicas se pueden aplicar en el proceso de elaboración y presentación de proyectos eléctricos de subtransmisión, para la aprobación y la asignación de fondos del Presupuesto General del Estado.
- Investigar las técnicas adecuadas para definir procesos y determinar las actividades a desarrollar dentro de los procesos de la Dirección de Planificación relacionados con la evaluación de proyectos eléctricos para reforzar y complementar el sustento técnico de la evaluación de proyectos.
- Estructurar un modelo paramétrico que permita la evaluación de proyectos eléctricos de subtransmisión usando programas computacionales que permitan mejorar el análisis técnico y económico.

### 1.4. Preguntas de investigación

- ¿Cuáles son los métodos y técnicas de evaluación de proyectos que pueden ser aplicados en los proyectos eléctricos de subtransmisión de EMELNORTE?
- ¿Cuáles son las técnicas adecuadas para la determinación de las diferentes actividades dentro de los procesos relacionados con la evaluación de proyectos eléctricos?
- ¿Cómo estructurar un modelo que permita mejorar la evaluación de proyectos eléctricos de subtransmisión orientados a la expansión del servicio eléctrico?

### 1.5. Justificación de la investigación

El desarrollo de esta investigación permite establecer los procedimientos necesarios para la evaluación técnica y económica de los proyectos eléctricos de subtransmisión dentro del Departamento de Estudios Eléctricos de la Dirección de Planificación que permita a cada uno de los funcionarios de esta área conocer los procedimientos que deben realizar para la estructuración de proyecto eléctricos.

Una expansión del sistema de subtransmisión óptimo procura mejorar la confiabilidad de todo el sistema eléctrico y servir adecuadamente a sus abonados para lo cual se desea estructurar un sistema eléctrico fuerte y viable desde el punto de vista técnico y económico para cubrir la proyección de la demanda mediante la incorporación de nuevo equipamiento eléctrico.

## 1.6. Viabilidad de la investigación

En base a la recomendación Nro. 14 de Informe de Auditoría Interna de EMELNORTE que dice “Disponga a la Dirección de Talento Humano realice el análisis funcional, estructural y económico pertinente, para implementar una unidad de Estudios y Proyectos eléctricos en la empresa, con los suficientes recursos humanos y técnicos necesarios” (P.2), una vez reestructurada la Dirección de Planificación se hace necesario levantar cada uno de los procesos de esta nueva área que se encargará entre otras actividades la de evaluar los proyectos eléctricos de subtransmisión.

### a) *Viabilidad política*

Es política del Estado la inversión en los sectores estratégicos como lo es el sector eléctrico, es así que mediante la nueva Ley Orgánica del Servicio Público de Electricidad se da potestad al Ministerio de Electricidad y Energías Renovables para que elabore el Plan Maestro de Electrificación en coordinación con las entidades y empresas del sector eléctrico en base a la elaboración del Plan de Expansión Decenal por parte de las empresas de distribución.

### b) *Viabilidad económica*

La asignación de recursos por parte del Estado depende del desarrollo de proyectos bien sustentados, es por esta razón que SENPLADES será el organismo gubernamental quien dará la pauta para que las decisiones del gobierno en la ejecución proyectos en base al desarrollo del Plan Maestro de Electrificación y Planes de Expansión Decenal de las empresas de distribución, en donde se presentan las necesidades de cada uno de los organismos del sector eléctrico en base a la presentación de proyectos necesarios para la optimización del sistema eléctrico y reducción de pérdidas a nivel nacional.

### c) *Viabilidad Técnica*

Para la evaluación de proyectos de subtransmisión se debe tener conocimiento de un conjunto de información técnica, económica y ambiental que permitan determinar la conveniencia de asignar en forma eficiente recursos humanos, materiales y financieros.

d) *Viabilidad Legal*

El artículo 314 de la Constitución de la República del Ecuador, Capítulo V, Sectores estratégicos, servicios y empresas públicas dice: “El estado será responsable de la provisión de servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica...” “...El Estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad.

En la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, Capítulo II, Régimen de Funcionamiento del sector en su Artículo 43.- De la distribución y comercialización.- en su segundo párrafo dice “Será obligación de cada empresa dedicada a la actividad de distribución y comercialización, expandir su sistema en función de los lineamientos para la planificación que emita el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, para satisfacer, en los términos de su título habilitante, toda demanda de servicio de electricidad que le sea requerida, dentro de un área geográfica exclusiva que será fijada en ese mismo documento, en el que también se deberá incluir la obligación de cumplir los niveles de calidad con los que se deberá suministrar el servicio, según la regulación pertinente.”

En la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, Capítulo II, Régimen de Funcionamiento del sector, el Artículo 53.- De la planificación e inversión en el sector eléctrico dice: “La inversión requerida para ejecutar los proyectos de generación, transmisión y de la distribución del Plan Maestro de Electricidad por parte de las entidades y empresas públicas, será realizada con cargo al Presupuesto General del Estado y/o a través de recursos propios. Una vez consolidada la totalidad del paquete accionario a favor del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, estas empresas se disolverán sin liquidación y se transformarán en empresas públicas”.

## CAPÍTULO I I

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1. Aspectos generales de los sistemas eléctricos

Según Crane (2015):

El desarrollo tecnológico en el área de la Ingeniería Eléctrica ha concentrado sus esfuerzos en los últimos años en desarrollar centrales de generación hidroeléctrica, termoeléctrica y energía nuclear. Para transportar la energía producida por estas centrales se utiliza líneas de transmisión con niveles de voltaje en el Ecuador de 230kV, 138 kV y 500 kV, en las empresas de distribución se tiene líneas 69 kV o 34,5 kV y subestaciones como equipamiento de transporte de energía a nivel de subtransmisión, para que estas puedan entregar la energía a sus consumidores finales dentro de su área de concesión mediante redes de distribución. El problema que representa la utilización y extinción de los recursos no renovables, ha hecho que se busque el desarrollo de nuevas fuentes de energía a estas se les conoce generación renovable no convencional. (p.15)

El Estado ecuatoriano por medio del CONELEC hoy ARCONEL, ha promulgado dos regulaciones para incentivar la implementación de generación no convencional, de modo que la primera Regulación 001/13, determina precios preferenciales para la generación de las centrales de generación fotovoltaicas, eólicas, solar térmica, corrientes marinas, biomasa, biogás y geotérmica, y la segunda Regulación 002/13 establece regulaciones adicionales; hasta el momento en EMELNORTE se han implementado las siguientes centrales de generación renovables fotovoltaicas: Paragachi, Electricisol, Tren Salinas y Salinas.

EMELNORTE cuenta con dos puntos de conexión en el Sistema Nacional de Transmisión uno en la Subestación Bellavista ubicada en Ibarra y otro en la subestación Tulcán las dos subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión Corporación Eléctricas de Electricidad CELEC TRANSELECTRIC EP.



Por lo general se puede afirmar que después de la inversión inicial para la generación y transmisión de la energía asociada con los centros urbanos de mayor consumo, el volumen de erogaciones subsecuentes es destinado a la distribución, que como se sabe en otros países de América Latina las condiciones socio políticas hacen necesaria la expansión de los sistemas de distribución fuera de los grandes centros de consumo, zonas en donde se tiene que poner especial atención en la reducción de los costos en virtud de los bajos ingresos que se tienen.

Existen lugares en algunos países en donde las distancias entre los centros de generación y los centros de consumo son grandes y se ha estimado que en estos casos que entre un 60 y 70% de la inversión total de transmisión se encuentra concentrado en las líneas aéreas, porcentaje que se incrementa en los sistemas de distribución, con lo que se observa qué importancia tiene los aspectos económicos en líneas áreas.

De acuerdo al ARCONEL, la planificación es una de las herramientas más poderosas para la toma de decisiones. Planificar ayuda a ver el futuro a través de la racionalidad, es un medio, no es fin en sí mismo.

Si los elementos identificados y analizados en el estudio de prefactibilidad indican que la idea es posible ponerla en práctica, se procede a elaborar un estudio más profundo denominado estudio de factibilidad.

Los proyectos de inversión se los define como un conjunto de componentes técnicos, financieros, comerciales, sociales, económicos y ambientales que permitan determinar la conveniencia o no de asignar en forma eficiente recursos para la implementación de proyectos eléctricos.

Se debe analizar cada uno de los componentes que involucran los estudios de factibilidad como son el estudio de mercado, estudio técnico, localización óptima de los proyectos de subtransmisión, la capacidad del proyecto, aspectos ambientales, evaluación financiera para asegurar que el proyecto sea factible de implementar.

## 2.2. Antecedentes

La expansión permite mejorar la gestión de las distribuidoras a fin de que cumplan con sus objetivos y satisfagan adecuadamente las demandas de potencia y energía de los abonados en toda su área de concesión, el ARCONEL ha planteado el Plan de Expansión y Mejora de la Distribución en dos etapas: una de corto plazo prevista por las distribuidoras para ejecución en un año y la segunda, que abarca el período decenal o largo plazo.

La ejecución oportuna de los planes de expansión de cada distribuidora, permitirá el cumplimiento de la normativa vigente en lo referente a los niveles de calidad, para lo cual las empresas de distribución adecuarán progresivamente sus instalaciones, organización, estructura y procedimientos técnicos y comerciales, a fin de que puedan llegar a los niveles de calidad establecidos en la Regulación CONELEC 004/01 referente a la “Calidad de Servicio Eléctrico”.

Los proyectos contemplados en los Planes de Expansión Decenal de las empresas eléctricas de distribución, están encaminados principalmente a mejorar la calidad del servicio eléctrico, así como, aumentar la cobertura y disminuir las pérdidas técnicas.

## 2.3. Modelo paramétrico

Según Woodbury (2010), “un modelo paramétrico es la representación de un concepto o proceso que puede ser modificado rápidamente mediante la generación de relaciones matemáticas, utilizando un programa computacional, utilizando parámetros o variables que permitan manipular o alterar el resultado final de una ecuación o sistema” (p.5).

## 2.4. Evaluación de proyectos

Se pueden distinguir tres niveles de profundidad en el proceso de evaluación de proyectos:

- (a) **Perfil, gran visión o identificación de la idea.-** Éste se elabora a partir de la información existente, el juicio común, y la opinión de la experiencia, presenta cálculos globales sin entrar a investigaciones profundas.
- (b) **Prefactibilidad o anteproyecto.-** Es un estudio preliminar que permiten reducir los márgenes de incertidumbre a través de la estimación de los indicadores de estudios de mercado, estudios técnicos, estudios económicos y financieros, administrativos y de impacto ambiental; a este estudio también se lo denomina anteproyecto.
- (c) **Factibilidad o proyecto definitivo.-** Es la última parte de este proceso que finaliza con la cristalización del bien o servicio y por último, la satisfacción de una necesidad humana o social que dio origen a la idea y al anteproyecto.

Desde el punto de vista de Urbina (2010), “El proyecto de inversión se puede describir como un plan que, si se le asigna determinado monto de capital, y se le proporciona insumos de varios tipos, podrá producir un bien o un servicio, útil al ser humano o a la sociedad en general. La evaluación de un proyecto de inversión, cualquiera que este sea, tiene por objeto conocer su rentabilidad económica y social, de tal manera que se asegure resolver una necesidad humana en forma eficiente, segura y rentable. Solo así es posible asignar recursos económicos a la mejor alternativa” (p.6).

## 2.5. Estudio de mercado

Según Chain (2010), señala que este tipo de estudio “Consta básicamente en determinar la demanda, la oferta, el análisis de precios y el estudio de comercialización, su aplicación es muy amplia, da una idea de la situación actual del mercado y proporciona una información veraz y directa acerca de lo que se debe hacer” (p.68).

## 2.6. Análisis de la demanda.

La demanda está determinada por una serie de factores como son la necesidad real del bien o servicio, su precio, nivel de ingresos de la población, para la determinación de la demanda se emplea datos estadísticos e investigación de campo, de acuerdo a Urbina (2010), “Se entiende por demanda al Consumo Nacional Aparente (CNA), que es la cantidad de determinado bien o servicio que el mercado requiere, cuando se conoce los datos estadísticos se puede realizar su proyección utilizando herramientas de investigación y cuando no se tiene datos estadísticos, la investigación de campo queda como único recurso para la obtención de datos y cuantificación de la demanda” (p.17).

## 2.7. Métodos de proyección estadística

Según Chain (2010), “Son técnicas de predicción que parten de datos estadísticos y formulan una proyección a futuro, se los conoce como series de tiempo y consiste en establecer una tendencia a intervalos de tiempo uniformes, entre estos podemos citar el cálculo de la tasa de crecimiento o incremental, método de mínimos cuadrados o regresión lineal y regresión exponencial” (p. 75).

### 2.6.1 Cálculo de la tasa de crecimiento $[\tau]$ .-

Es la diferencia entre el valor final  $[ V_f ]$  ó (presente) y el valor inicial  $[ V_o ]$  ó (pasado) con relación al valor inicial (pasado), respecto al período de tiempo analizado (<http://es.wikihow.com/calcular-la-tasa-de-crecimiento>).

$$\tau = \frac{V_f - V_o}{V_o}$$

Fórmula. # 1

Para proyectar la demanda a futuro se requiere de datos estadísticos de por lo menos 5 años atrás, esta proyección se la puede hacer con diferentes métodos de cálculo entre estos la tasa de crecimiento anual promedio, la misma que se la puede obtener calculando el promedio de las tasas anuales o utilizando una fórmula que involucra los n períodos de análisis, el valor inicial, valor al final, deducción de la fórmula que se la obtiene de acuerdo al siguiente análisis:

$$V_1 = V_0 + V_0 \tau = V_0(1 + \tau)$$

$$V_2 = V_1 + V_1 \tau = V_1(1 + \tau) = V_0(1 + \tau) * (1 + \tau) = V_0(1 + \tau)^2$$

$$V_3 = V_2 + V_2 \tau = V_2(1 + \tau) = V_0(1 + \tau)^2 * (1 + \tau) = V_0(1 + \tau)^3$$

·  
·

Se deduce que: . . . . .

$$V_n = V_0(1 + \tau)^n$$

Fórmula # 2

La tasa de crecimiento promedio  $\tau$ , se obtiene despejando de la fórmula # 2 el valor de  $\tau$

$$\tau = \left(\frac{V_n}{V_0}\right)^{\frac{1}{n}} - 1$$

Fórmula # 3

Donde:

$n$ : Número de períodos (días, semanas, meses, años, etc.)

$V_0$ : Valor inicial.

$V_1$ : Valor al final del primer período

$V_2$ : Valor al final del segundo período

$V_n$ : Valor al final del período  $n$

Tabla 1.  
Cálculo de la tasa de crecimiento promedio

	A	B	C	D
1				
2				
3		Abonados Residenciales	$\tau$ % anual	
4	Año	[ # ]		
5	2000	113.745		
6	2001	120.294	5,76%	
7	2002	127.877	6,30%	
8	2003	132.185	3,37%	
9	2004	138.608	4,86%	
10	2005	142.867	3,07%	
11	2006	147.273	3,08%	
12	2007	152.027	3,23%	
13	2008	159.246	4,75%	
14	2009	164.978	3,60%	
15	2010	170.267	3,21%	
16				
17	$\tau$ % promedio	$=((B15/B5)^{(1/10)})-1$	4,12%	
18				

Tabla 2.  
Cálculo del promedio de las tasas de crecimiento

	A	B	C	D
1				
2				
3		Abonados Residenciales	$\tau$ % anual	
4	Año	[ # ]		
5	2000	113.745		
6	2001	120.294	5,76%	
7	2002	127.877	6,30%	
8	2003	132.185	3,37%	
9	2004	138.608	4,86%	
10	2005	142.867	3,07%	
11	2006	147.273	3,08%	
12	2007	152.027	3,23%	
13	2008	159.246	4,75%	
14	2009	164.978	3,60%	
15	2010	170.267	3,21%	
16				
17		$=\text{PROMEDIO}(C6:C15)$	4,12%	
18				

### 2.6.2. Método de mínimos cuadrados.

De acuerdo a Urbina (2010), “este tipo de interpolación trata de aproximar los datos de  $n$  puntos o pares de valores  $(x_i, y_i)$  obtenidos como resultado de algún proceso estadístico a una función lineal que atraviese lo más cerca posible por los puntos conocidos” (p.22)

El polinomio lineal conlleva un error de aproximación, dado por la siguiente fórmula:

$$\varepsilon_i = p(x_i) - y_i$$

Fórmula # 4

Este tipo de interpolación trata de minimizar las máximas diferencias entre el polinomio y los valores de  $y_i$ , para lo cual se define un polinomio y una función de error cuadrático de aproximación cuyas fórmulas son iguales a:

$$p_m(x) = \sum_{k=0}^m a_k x^k = a_0 + a_1 x$$

Fórmula # 5

$$F = \sum_{i=0}^n \varepsilon_i^2 = \sum_{i=0}^n [p_1(x_i) - y_i]^2$$

Fórmula # 6

Para una función lineal  $m=1$  por lo que resulta que:

$$p_1(x) = \sum_{k=0}^1 a_k x^k = a_0 + a_1 x$$

Donde;

$m$ : es el grado del polinomio y  $m \leq n$

$n$ : Número de puntos

Obtenemos un sistema de dos ecuaciones con dos incógnitas de la forma:

$$\begin{pmatrix} n & \sum x_i \\ \sum x_i & \sum x_i^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} a_0 \\ a_1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sum y_i \\ \sum x_i y_i \end{pmatrix}$$

$$a_0 = \frac{\sum x_i^2 \sum y_i - \sum x_i \sum x_i y_i}{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2}$$

Fórmula # 7

$$a_1 = \frac{n \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2}$$

Fórmula # 8

Los valores  $a_0$  y  $a_1$  son los coeficientes de la ecuación lineal  $y = a_0 + a_1 x$ , que se requiere para obtener la proyección de valores futuros, además se define el coeficiente de regresión o factor de correlación mediante la siguiente fórmula:

$$r^2 = \frac{\sum_{i=0}^n [p_1(x_i) - \bar{y}]^2}{\sum_{i=0}^n [y_i - \bar{y}]^2}$$

Fórmula # 9

Mientras el factor de correlación se aproxime más a la unidad, la función lineal se ajustará lo más cerca a los valores estadísticos.

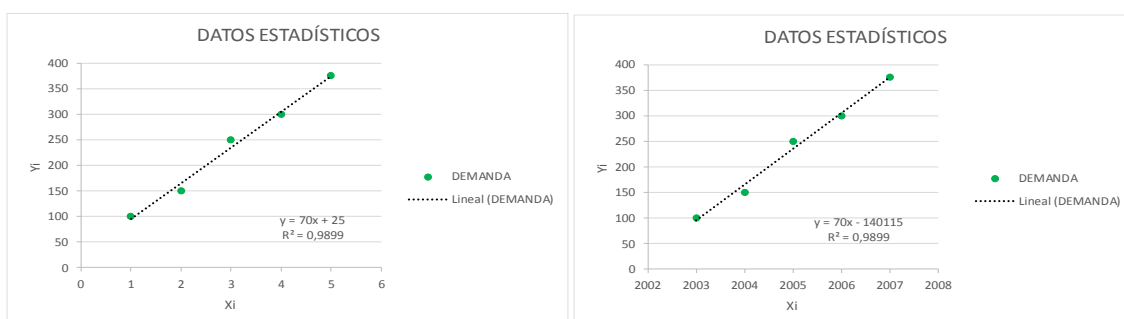
Tabla 3.  
Función lineal  $y = a_1 x + a_0$  y Regresión Lineal

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1		AÑOS	DEMANDA						
2		$x_i$	$y_i$	$x_i \cdot y_i$	$x_i \cdot x_i$	$p_1(x_i)$	$\epsilon$	$[p_1(x_i) - y_{pro}]^2$	$(y_i - y_{pro})^2$
3		1	100	100	1	95	-5	19600	18225
4		2	150	300	4	165	15	4900	7225
5		3	250	750	9	235	-15	0	225
6		4	300	1200	16	305	5	4900	4225
7		5	375	1875	25	375	0	19600	19600
9	$\Sigma$	15	1175	4225	55	1175	0	49000	49500
11	n=	5							
13	$a_0 =$	=(E9*C9-B9*D9)/(B\$11*\$E\$9-B\$9*B\$9)			=25		ypromedio=	=C9/B11	=235
14	$a_1 =$	=(B11*D9-B9*C9)/(B\$11*\$E\$9-B\$9^2)			=70				
16		y= 70 X + 25							
17	$R^2 =$	=H9/I9			=0,9899				

Excel obtiene la función mediante regresión lineal, graficando los datos estadísticos, al seleccionar los puntos con el mouse y dar un clic en el botón derecho aparece una ventana en la cual debemos seleccionar **“agregar línea de tendencia”**, en ese momento aparece una nueva ventana en la cual debemos seleccionar

**“Lineal”, “Presentar ecuación en el gráfico” y “Presentar el valor de  $R^2$  en el gráfico”** ( $R^2$ : Coeficiente de regresión); las cantidades de x pueden empezar en cualquier intervalo, lo importante es que sean consecutivos y a intervalos iguales, en estos casos el cálculo del coeficiente de la variable x son iguales para las dos funciones, lo único en que se diferencian es el término independiente para ajustarse a los valores proyectados, sin embargo las dos funciones son equivalentes ya que se obtienen la misma proyección.

A continuación se representa dos gráficos, el resultado de la línea de tendencia considerando dos periodos en diferentes intervalos de tiempo, en el que se aprecia que se obtienen dos ecuaciones lineales con diferente término independiente sin embargo se obtienen la misma proyección; observe que el factor de correlación es el mismo.



*Ilustración 1.* Líneas de tendencia y los coeficientes de regresión

## 2.8. Proyección de la demanda

Para la proyección de la demanda se puede establecer el incremento porcentual promedio de los datos estadísticos con forme se explicó en el numeral 2.6.1 y con este parámetro calcular la proyección futura, se realiza el cálculo respectivo con los datos estadísticos de la tabla 3 para una proyección a cinco años, en la tabla 4 se observa que, el promedio de los incrementos anuales no es igual al calculado por la fórmula de la tasa de crecimiento promedio celda D49.



Tabla 4.  
Proyección de la demanda método tasa de crecimiento promedio

	A	B	C	D
36		AÑOS	DEMANDA	INC.
37		$x_i$	$y_i$	$\tau\%$
38	ESTADÍSTICA	1	100	
39		2	150	50%
40		3	250	67%
41		4	300	20%
42		5	375	25%
43	PROYECCIÓN	6	527	40%
44		7	739	40%
45		8	1038	40%
46		9	1458	40%
47		10	2047	40%
48				
49			$\tau\%$ prom.	40%
50		$\tau\%$ prom.	$=((C42/C38)^{(1/4)}-1)$	39%
51				

Para calcular la proyección se utilizó la ecuación lineal mediante el cálculo de regresión lineal o graficando los puntos en el Excel determinando la “**línea de tendencia**” haciendo clic en el gráfico y seleccionando esta herramienta ubicando **línea de tendencia lineal**, y seleccionando **presentar ecuación** y **valor de R al cuadrado** en el gráfico con la ecuación obtenida se procede a calcular la proyección de la demanda para cada uno de los años siguientes, en la tabla 4 se presenta el cálculo de la proyección para cinco años del gráfico No.1, obsérvese que dependiendo de los valores de  $x_i$ , se obtienen dos ecuaciones equivalentes.

Tabla 5.  
Cálculo de la proyección con funciones lineales equivalentes

	AÑOS	DEMANDA				
	$x_i$	$y_i$	$X_i$	$Y = 70x + 25$	$X_i$	$Y = 70X - 140115$
ESTADÍSTICA	1	100	1	=70 (1) +25 = 100	2003	=70 (2003) - 140115 = 100
	2	150	2	=70 (2) +25 = 150	2004	=70 (2009) -140115 = 150
	3	250	3	=70 (3) +25 = 250	2005	=70 (2010) -140115 = 250
	4	300	4	=70 (4) +25 = 300	2006	=70 (2011) -140115 = 300
	5	375	5	=70 (5) +25 = 375	2007	=70 (2012) -140115 = 375
PROYECCIÓN	6	445	6	=70 (6) +25 = 445	2008	=70 (2008) - 140115 = 445
	7	515	7	=70 (7) +25 = 515	2009	=70 (2009) -140115 = 515
	8	585	8	=70 (8) +25 = 585	2010	=70 (2010) -140115 = 585
	9	655	9	=70 (9) +25 = 655	2011	=70 (2011) -140115 = 655
	10	725	10	=70 (10) +25 = 725	2012	=70 (2012) -140115 = 725

Existe una función en Excel “**PRONOSTICO**” que calcula directamente la proyección de los datos estadístico, la misma que utiliza el principio de regresión lineal, en la tabla 5, se presenta los resultados obtenidos y la forma de utilizar esta función del Excel con los mismos datos estadísticos del cuadro 4, observando que se tienen los mismos valores proyectados; a diferencia del método de tasa de crecimiento incremental los dos últimos procedimientos presentan iguales resultados, se utilizará la función pronóstico para la proyección de la demanda.

Tabla 6.  
Proyección utilizando la función “pronóstico” de Excel

	A	B	C	D
35				
36		AÑOS	DEMANDA	
37		xi	yi	
38	ESTADÍSTICA	1	100	
39		2	150	
40		3	250	
41		4	300	
42		5	375	
43	PROYECCIÓN	6	445	=PRONOSTICO(B43;C38:C42;B38:B42)=445
44		7	515	
45		8	585	
46		9	655	
47		10	725	
48				

## 2.8. Evaluación técnico económica de alternativas

La evaluación de proyectos tiene el propósito de determinar si un proyecto bien dimensionado es conveniente o factible desde el punto de vista técnico y económico, los métodos para este propósito se estudian dentro del campo de la ingeniería económica.

De acuerdo al Comité de Distribución Electrobras (2010), “atender los requisitos de calidad de servicio en todo el horizonte de planeamiento requiere de un análisis técnico que tiene como objetivo la verificación de estos requisitos y la detección de posibles modificaciones futuras que pueden resultar en nuevas inversiones. En esta etapa, las alternativas que no resulten técnicamente viables se eliminan” (p.88).

Después de la selección técnica, viene la fase de análisis económico, que consta del levantamiento de todos los costos e inversiones asociados a las alternativas a través del tiempo y la determinación de su valor total. Como las inversiones y costes se producen en diferentes fechas, se utilizan técnicas de ingeniería económica, con el objetivo de referenciarlos a un mismo tiempo. Datos que son computados con el fin de obtener el valor final de cada alternativa.

### 2.8.1. Evaluación técnica

Este análisis consiste en calcular la caída de tensión, la confiabilidad y la cargabilidad de conductores y equipos, a través de la simulación computarizada de las condiciones de la instalación eléctrica proporcionada en cada alternativa, para servir cargas futuras, año tras año dentro del horizonte de planificación.

## Niveles de tensión

Los valores de voltaje deben ser comparados con los límites de variación de tensión fijados por el CENACE, mediante Circular Nro. CENACE-DEJ-2015-0023, enviada el 01 de julio de 2015, este presenta el estudio de “Bandas de Variación de Voltajes en Barras y Factores de Potencia en Puntos de Entrega del Sistema Nacional Interconectado SNI”, en donde establece las variaciones de voltaje permitidos cuyos porcentajes se presentan a continuación.

Tabla 7.  
Bandas de variación de voltaje en sistemas eléctricos

Límites de Voltaje del SNI				
Nivel de Voltaje	Inferior		Superior	
	Normal, %	Emergencia, %	Normal, %	Emergencia, %
230 kV	-3%	-6%	5%	6%
138 kV	-5%	-10%	5%	6%
69, 46 y 34.5 kV	-3%	-5%	3%	6%

Nota: Tomado de Estudio “Revisión de Bandas de Variación de Voltaje en Barras y Factores de Potencia en puntos de entrega del SNT. Septiembre 2014.

Para establecer las variaciones por nivel de voltaje, el ARCONEL expide la Regulación CONELEC 004/01, referente a la Calidad de Servicio Eléctrico en la que en su numeral 2.1.3 establece que el distribuidor debe mantener un voltaje dentro de los siguientes límites.

Tabla 8.  
Límites permitidos para empresas de Distribución

	Subetapa 1	Subetapa 2
Alto Voltaje	± 7,0 %	± 5,0 %
Medio Voltaje	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Urbanas	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Rurales	± 13,0 %	± 10,0 %

Nota: Tomado de Regulación CONELEC 004/01 Calidad de Servicio Eléctrico

La regulación establece dos subetapas: la inicial o Subetapa 1 y la final o Subetapa 2, a nivel de subtransmisión EMELNORTE tiene equipamiento a 69 kV. (Alto Voltaje), y a 34,5 kV. (Medio Voltaje), actualmente en los dos niveles de voltaje encontramos en la Subetapa 2, la banda de variación es entonces de ± 5% para alto voltaje y ± 8% en medio voltaje.

**(a) Análisis de confiabilidad.**

Para el análisis de confiabilidad, se determinan los índices de la duración y la frecuencia de interrupción, los indicadores establecidos por el ARCONEL en la Regulación 004/01 referente a la Calidad de Servicio Eléctrico son: para la duración el TTIk (Tiempo Total de Interrupción) y FMIk (Frecuencia Media de Interrupción), actualmente el MEER en vista que con la tecnología actualmente incorporada no se puede determinar estos índices a nivel de consumidor, establece para cada empresa de distribución los límites a nivel de salida de subestación para cada empresa, los índices calidad de servicio para EMELNORTE al final del año 2015 de acuerdo a la siguiente tabla son:

Tabla 9.  
Metas establecidas por el MEER

<b>Metas MEER-2015</b>	
<b>FMIK</b>	<b>TTIK</b>
11,00	12,00

Nota: Tomado del MEER (2015)

Con los valores de FMIK y TTIK, la Regulación CONELEC 004/01 presenta una metodología de cálculo para encontrar la Energía No Suministrada (ENS), ésta en caso de haber excedido los valores límites de los índices de Calidad de Servicio aplicables en la subetapa 1, etapa en la que aún continuamos desde el 2001, a continuación se detalla la tabla de límites y el método de cálculo la ENS.

Tabla 10.  
Límites de los índices de interrupción

Indice	Lim FMIK	Lim TTIK
Red	4.0	8.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

Nota: Tomado de Regulación No. CONELEC 004/01

a) Si:  $FMIK > \text{Lím}FMIK$  y  $TTIK < \text{Lím}TTIK$

$$ENS = (FMIK - \text{Lim}FMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

b) Si:  $FMIK < \text{Lím}FMIK$  y  $TTIK > \text{Lím}TTIK$

$$ENS = (TTIK - \text{Lim}TTIK) * \frac{ETF}{THPA}$$

c) Si:  $FMIK > \text{Lím}FMIK$  y  $TTIK > \text{Lím}TTIK$ ; y, si  $\frac{TTIK}{FMIK} < \frac{\text{Lim}TTIK}{\text{Lim}FMIK}$

$$ENS = (FMIK - \text{Lim}FMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

d) Si:  $FMIK > \text{Lím}FMIK$  y  $TTIK > \text{Lím}TTIK$ ; y, si  $\frac{TTIK}{FMIK} \geq \frac{\text{Lim}TTIK}{\text{Lim}FMIK}$

$$ENS = (TTIK - \text{Lim}TTIK) * \frac{ETF}{THPA}$$

Donde:

*ENS*: Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.

*ETF*: Energía Total Facturada a los consumidores en bajo voltaje (BV) conectados a la Red de Distribución Global; o, al alimentador primario considerado, en kWh, en el periodo en análisis.

*THPA*: Tiempo en horas del periodo en análisis.

*FMIK*: Índice de Frecuencia media de interrupción por kVA.

*TTIK*: Índice de Tiempo total de interrupción por kVA.

*LimFMIK*: Límite Admisible de FMIK.

*LimTTIK*: Límite Admisible de TTIK

La Energía No Suministrada ENS, se calculará para toda la red de distribución y para cada alimentador primario de medio voltaje (MV).

Mediante resolución No. 025/11, el entonces CONELEC, resuelve la aprobación del Estudio “Estimación Referencial del CENS en Ecuador”, para que se aplique exclusivamente para procesos de planificación de la expansión, se aprueba a nivel nacional un valor de 153,3 ctv. USD/kWh de acuerdo a la siguiente tabla.

Tabla 11.  
Costo de la Energía No Suministrada

<b>Tipo de consumidor</b>	<b>CENS (ctv. USD/kWh)</b>
Residencial	64.6
Comercial	179.1
Industrial	400.3
Otros	150.7

Fuente.- Resolución 025/11 CONELEC

### **(b) Cargabilidad de conductores y equipamiento.**

Este cálculo es relativamente simple si se dispone de las herramientas necesarias para modelar los sistemas de subtransmisión, una base de datos completa de los parámetros eléctricos del sistema eléctrico, del conocimiento de las magnitudes de las cargas conectadas al sistema y de las condiciones de funcionamiento del equipamiento en condiciones normales y de emergencia, por lo que las alternativas que se presenten deben ser dimensionadas correctamente, algunos de los programas computacionales que se pueden utilizar para modelar sistemas eléctricos son Disegling, Power World, Cyme, los mismos que proporcionan información de flujos de potencia, caídas de voltaje, pérdidas del sistema y la cargabilidad de las líneas y subestaciones del sistema eléctrico con la ventaja de modelar el nuevo equipamiento y determinar los requerimientos del sistema eléctrico a futuro en condiciones óptimas.

#### 2.8.2 Evaluación económica

Electrobras (2010) dice:

El problema de Análisis económico de los sistemas de distribución es bastante complejo y se escapa un poco de un análisis económico tradicional, principalmente por el modelo adoptado para el sector eléctrico. Un estudio económico tradicional se lleva a cabo, teniendo en cuenta las salidas de dinero en efectivo y, en este caso, las entradas (ingresos) sólo pueden ser consideradas para el sistema eléctrico en global, ya que no tiene sentido considerar sólo para una parte del sistema. (p.90).

La opción para el análisis económico en la distribución, recae en una metodología simplificada para comparar, de una manera aceptable, los costos de las diversas alternativas

Se consideran dos partes que, sumando al valor de las inversiones, será el costo de cada alternativa, a saber:

- Costos de operación y mantenimiento.
- Costo de pérdidas de energía.

#### 2.8.2.1 Determinación del valor de la inversión

Para la determinación del monto la inversión se requiere de un presupuesto en donde se valora todos los recursos materiales y mano de obra necesaria para la ejecución del proyecto de inversión, para el caso particular de este trabajo enfocado a la subtransmisión, se precisan líneas de subtransmisión y subestaciones para lo cual se debe establecer:

#### (a) Presupuesto

La determinación del valor de la inversión debe contemplar todos los recursos materiales y humanos necesarios para su ejecución información que se la detalla en un presupuesto el mismo que consta de:

- a) Costo de materiales y equipos
- b) Compra del terreno
- c) Mano de obra de la empresa
- d) Transporte
- e) Servicios contratados(Estudios del Proyecto, transporte. construcción)

Tabla 12.  
Presupuesto referencial para la construcción de la subestación Atuntaqui.

RUBRO No.	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	Obra Civil	global	1	200.104,34	200.104,34
2	Suministro y montaje mecánico de estructuras metálicas.	global	1	59.470,00	59.470,00
3	Suministro de equipos eléctricos mayores.	global	1	1.267.406,59	1.267.406,59
4	Suministro de equipos eléctricos menores y complementarios y montaje eléctrico de todos los equipos.	global	1	157.530,16	157.530,16
5	Pruebas y Puesta en marcha	global	1	20.500,00	20.500,00
				<b>PRECIO SUBTOTAL</b>	<b>1.705.011,09</b>
				I.V.A.	<b>204.601,33</b>
				<b>PRECIO TOTAL</b>	<b>1.909.612,42</b>

## (b) Ubicación del terreno

De acuerdo a Poveda (2010), “Para la ubicación del terreno donde se desea implementar un proyecto eléctrico se debe tomar en cuenta que el centro geométrico no es igual al centro de densidad de carga ya que la potencia a considerar se encuentra distribuida aleatoriamente a lo largo del área de servicio, para encontrar el centro de carga de debe dividir en microáreas de servicio, estas pueden ser de 0.25 km<sup>2</sup>, 1 km<sup>2</sup>, 5 km<sup>2</sup>, 7 km<sup>2</sup> y en cada una de estas determinar la potencia en kVAs de la carga a futuro” (p.35), para esto se escoge un plano cartesiano de referencia y se calcula el centro de carga con la siguiente fórmula para determinar las coordenadas (x, y) del centro de carga.

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n Demanda_{xi} \cdot Distancia_{xi}}{Demanda\ total} \quad \text{Fórmula \# 10}$$

$$y = \frac{\sum_{i=1}^n Demanda_{yi} \cdot Distancia_{yi}}{Demanda\ total} \quad \text{Fórmula \# 11}$$

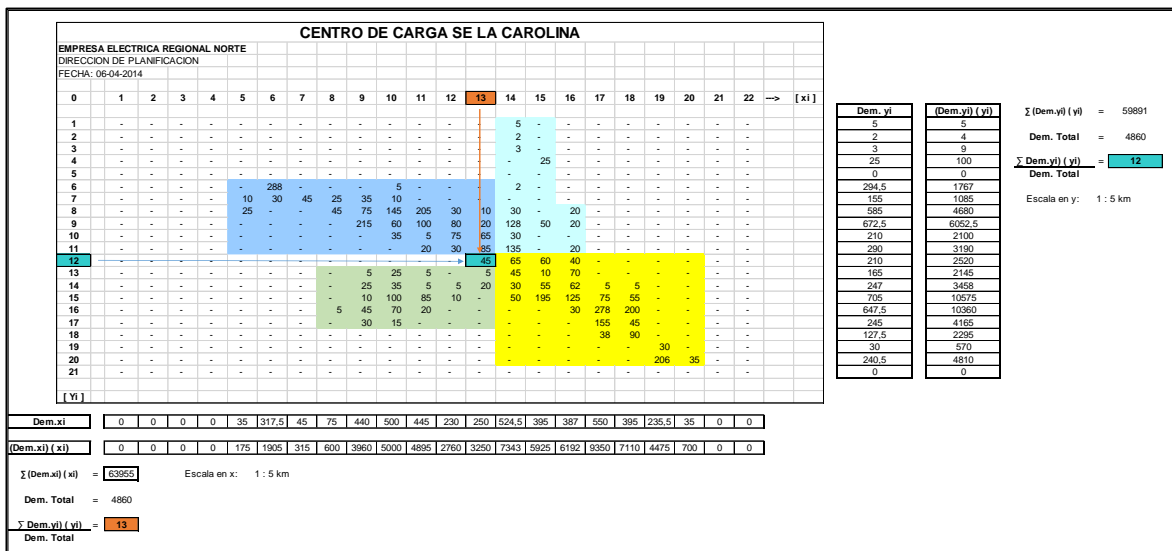


Ilustración 2. Cálculo del centro de carga de la S/E La Carolina

Una vez ubicado el centro de carga se debe realizar una inspección de campo para determinar la ubicación del terreno en donde se construirá la nueva subestación, para este propósito se realizan visitas in situ de tal manera que se escoja, entre varias alternativas la mejor opción, para esto se debe tener en cuenta las siguientes características: que el terreno sea lo más plano posible, que cuente



con servicios básicos, no se encuentre dentro de zonas freáticas para evitar hundimientos; para la compra de terrenos por parte de empresas públicas, debe solicitar la declaratoria de utilidad pública través del CONELEC actualmente ARCONEL, previo al sustento técnico, valoración adecuada y certificación presupuestaria para el pago de las indemnizaciones que corresponda de acuerdo a lo establecido en el suplemento del Registro Oficial No. 377 del jueves 13 de septiembre de 2011.

Para el caso de líneas de subtransmisión se debe determinar el trazado de la franja de servidumbre (separación de terreno por seguridad, a lo largo de la línea de subtransmisión), previo al estudio de diseño y construcción para determinar las indemnizaciones de acuerdo a lo expuesto en el párrafo anterior.

#### 2.8.2.2 Costos de operación y mantenimiento

Según el Comité de Distribución ELECTROBRAS (2010), “El costo de operación y mantenimiento será el resultado de la suma de los sueldos que perciben cada uno de los operadores de las subestaciones y guardias de seguridad en cada uno de los turnos de cada una de las subestaciones y el personal administrativo y operativo de la jefatura de subestaciones prorrateado para el número de subestaciones existentes, el costo cada uno de los mantenimientos que se realizan en el año, el costo de materiales, repuestos e insumos” (P.91)

#### 2.8. Costos de pérdidas

(ob. cit), “El costo de pérdidas tiene dos componentes, el costo de la energía que comprende el costo anual de generación de los kWh de pérdidas en el sistema y el costo de la potencia o demanda que comprende los costos asociados a las inversiones necesarias para suministrar energía eléctrica” (p.92).

En el Ecuador el Estudio de Costos del Servicio Eléctrico toma en consideración estos dos componentes y los unifica en uno solo, para la evaluación de los costos de pérdidas se sugiere que este costo sea calculado en base a la tarifa de compra de energía de la empresa distribuidora, este hecho se basa en el principio de que una

pérdida es un costo adicional relativo a la energía entregada a los consumidores y una disminución de la misma implica una disminución de la energía comprada, generalmente las pérdidas pueden ser reducidas realizando mayores inversiones en líneas y en equipamiento, las mismas que deberán ser evaluadas contrastándolas con los ahorros de energía.

Para el cálculo de las pérdidas en potencia se requiere modelar el sistema eléctrico mediante un proceso computarizado de análisis para determinar su valor a partir de los flujos de potencia con el cual se precisa determinar las pérdidas de energía para esto se puede utilizar el factor de carga. Para el cálculo de las pérdidas de energía se debe establecer la relación entre la demanda media y la demanda máxima denominado factor de carga.

$$F_c = \frac{\bar{D}}{\hat{D}} = \frac{E}{T * \hat{D}}$$

Fórmula # 12

Donde:

$F_c$ : Factor de carga       $\hat{D}$ : Demanda máxima en el período de análisis  
 $\bar{D}$ : Demanda media       $E$ : Energía  
 $T$ : Período de análisis

De acuerdo al Estudio de Costos 2016, aprobado por el ARCONEL en mayo del presente año, mediante Resolución No.022/15 se determinan los factores de expansión, los mismos que ayudan a determinar las pérdidas de energía por etapa funcional o la energía que se entrega en cada una de las etapas funcionales de acuerdo al siguiente cuadro.

Tabla 13.  
Factores de Expansión

FACTORES DE EXPANSIÓN	POTENCIA	ENERGÍA
TRANSMISIÓN	1,0257	1,0629
LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	1,0098	1,0114
SUBESTACIONES	1,0021	1,0031
REDES PRIMARIAS	1,0144	1,0122
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	1,0196	1,0212
REDES SECUNDARIAS BAJA TENSIÓN	1,0134	1,0147
BAJA TENSIÓN	1,0765	1,0504

Nota: Tomado de Estudio de costos 2016 elaborado por el ARCONEL

$$E_G = E_D * \pi f_{exp}$$

Fórmula # 13

Donde:

$E_G$ : Energía generada

$E_D$ : Energía demandada       $\pi f_{exp}$ : Multiplicación de los factores de expansión

Las pérdidas son iguales a la energía generada menos la energía demandada por lo que se las puede establecer el siguiente análisis:

$$Pérd_{Ener} = E_G - E_D$$

$$Pérd_{Ener} = E_G - E_D$$

$$Pérd_{Ener} = E_D * \pi f_{exp} - E_D$$

$$Pérd_{Ener} = E_G - \frac{E_G}{\pi f_{exp}}$$

$$Pérd_{Ener} = E_D * (\pi f_{exp} - 1)$$

$$Pérd_{Ener} = E_G * \left[ \frac{\pi f_{exp} - 1}{\pi f_{exp}} \right]$$

Fórmula # 14

Los factores de expansión me permiten establecer la energía que llega a cada una de las etapas funcionales de un sistema eléctrico y por ende las pérdidas así como también establecer los costos propios de la energía mediante la afectación de los factores de expansión.

## 2.9. Vida útil y residual.

Según el Comité de Distribución ELECTROBRAS (2010), “En los sistemas eléctricos, las inversiones consisten en un conjunto de elementos tales como postes, conductores, aisladores, transformadores y otros equipos de diferentes grados de complejidad en los que al final de su vida útil media sus elementos individuales tienen un valor residual, en la práctica este cálculo se simplifica pues se puede considerar la vida media de una determinada instalación por ejemplo de un red primaria en lugar de la vida útil de cada elemento tales como postes, conductores, aisladores etc.” (p.96). Este valor puede determinarse a partir de estadísticas de la empresa, y es considerado para el análisis económico ya que después de este período la instalación debe ser sustituida por otra nueva, en realidad los diversos componentes de la instalación van siendo sustituidos a medida que se termina su vida útil.

Tabla 14.  
Vida útil de equipamiento eléctrico

INSTALACIÓN	VIDA UTIL	VALOR RESIDUAL
Líneas de subtransmisión	30	30%
Transformadores de potencia	30	50%
Líneas de distribución	25	10%
Alumbrado público	25	10%
Acometidas y medidores	20	10%
Instalaciones Generales	10	10%
Redes subterráneas	25	30%

Nota: Tomado de ARCONEL (2015)

## 2.10. Ingeniería económica

Antes de presentar los métodos de evaluación que toman en cuenta el valor del dinero a través del tiempo se describe brevemente cual es la base de su fundamento con las siguientes particularidades.

### 2.10.1. Valores en por unidad y valores en porcentaje

Cuando tenemos una unidad y la dividimos en partes, cada una se denomina partes de la unidad o valor en por unidad, la suma de sus partes es igual a 1, si a cada valor en por unidad se le multiplica por 100 se obtiene las partes en porcentaje, valores que deben añadirse el símbolo de porcentaje para distinguir su naturaleza; de tal manera que la suma de los valores en porcentaje resulta el 100%.

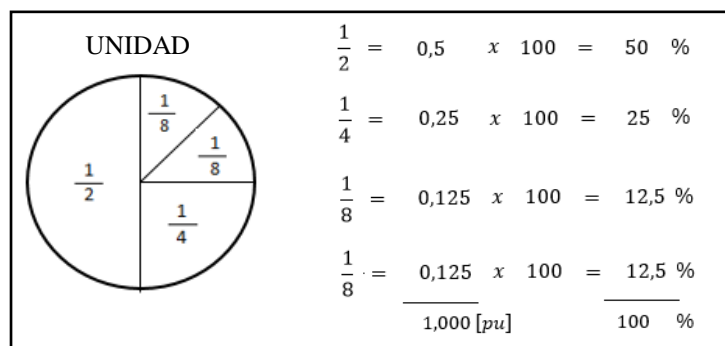


Ilustración 3. Sistema en por unidad y en porcentaje

Se deduce que al dividir el valor en porcentaje para 100 para obtener el valor en por unidad, por facilidad de cálculo, las tasas de interés se expresarán en por unidad a no ser que se indique lo contrario.

### 2.10.2. Tasa de descuento

De acuerdo a Chain (2010), "...es la tasa que multiplicada al valor futuro entrega como resultado el valor a restar o descuento que se le debe hacer al valor futuro para obtener el valor presente de acuerdo a lo siguiente" (p.379).

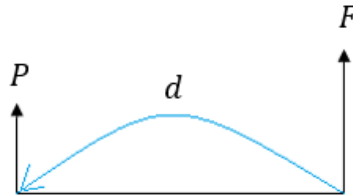


Ilustración 4. Tasa de descuento

$$P = F - d * F$$

Fórmula # 15

Donde:

$P$ : Valor presente

$F$ : Valor futuro

$d$ : Tasa de descuento

La fórmula para calcular la tasa de descuento en por unidad, es la que se detalla a continuación

$$d = \frac{F - P}{F}$$

Fórmula # 16

### 2.10.3. Tasa de interés

(ob. cit) "Es la tasa que multiplicada al valor presente entrega como resultado el incremento necesario para obtener el valor futuro" (p.4)

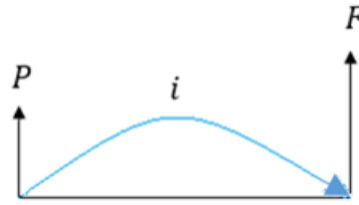


Ilustración 5. Tasa de interés

$$F = P + i * P$$

Fórmula # 17

Donde:

$P$ : Valor presente

$F$ : Valor futuro

$i$ : Tasa de interés en p.u.

De la fórmula # 17 se despeja la tasa de interés en por unidad:

$$i = \frac{F - P}{P}$$

Fórmula # 18

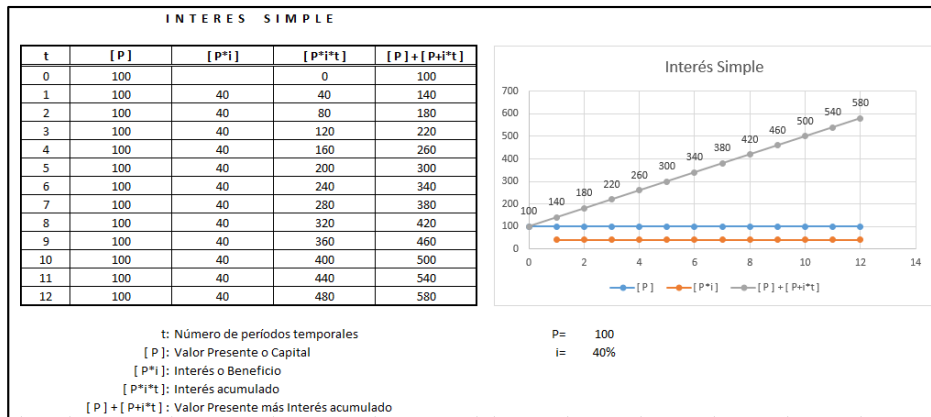
Existe una ecuación que involucra la tasa de descuento y la tasa de interés la misma que es fácil de deducir utilizando las fórmulas 18 y 17:

$$d = \frac{i}{1 + i}$$

Fórmula # 19

#### 2.10.4. Interés simple

De acuerdo a Uribe (2011), “Es el interés o beneficio que se obtiene de una inversión financiera cuando los beneficios producidos durante cada período de tiempo que dura la inversión se deben únicamente al capital inicial, ya que los beneficios generados se retiran al vencimiento de cada uno de los períodos” (p.15).



*Ilustración 6. Interés simple*

El interés simple o beneficio se lo calcula con la siguiente fórmula:

$$I = C * r * t$$

*Fórmula # 20*

Donde:

*I* : Interés simple, Beneficio o ganancia

*C* : Capital

*r* : Rédito o tasa de interés en por unidad

*t* : Número de períodos temporales

#### 2.10.5. Interés compuesto

Según Uribe (2011) “Es el interés que se obtiene de una inversión financiera cuando los beneficios producidos durante cada período de tiempo que dura la inversión se adicionan al capital, ya que estos no se retiran, se capitalizan al vencimiento de cada período” (p.17).

Período 1  $P + P * i = P(1 + i)$

Período 2  $P(1 + i) + P(1 + i) * i = P(1 + i)(1 + i) = P(1 + i)^2$

Período 3  $P(1 + i)^2 + P(1 + i)^2 * i = P(1 + i)^2(1 + i) = P(1 + i)^3$

⋮  
⋮  
⋮

Período n  $F = P(1 + i)^n$

*Fórmula # 21*

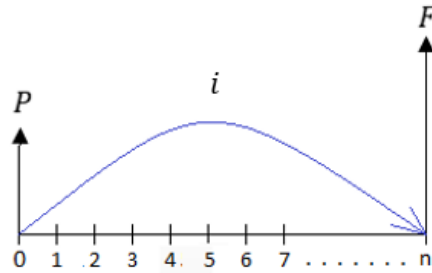


Ilustración 7. Cálculo del valor futuro

Donde:

$F$ : Valor futuro

$P$ : Valor presente

$i$ : Tasa de interés compuesta

$n$ : Número de períodos

$(1 + i)^n$ : Se le conoce como factor de interés compuesto de un solo pago.

Se puede encontrar el valor presente  $P$ , conocido el valor futuro  $F$  despejando de la fórmula 21:

$$P = \frac{F}{(1 + i)^n}$$

Fórmula # 22

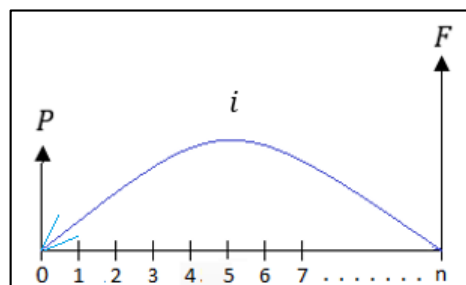


Ilustración 8. Cálculo del valor presente

Donde:

$(1 + i)^{-n}$ : Se le conoce como factor de actualización para un solo pago.

Las fórmulas # 21 y 22 se utilizan para conocer el valor futuro o presente respectivamente de acuerdo a una tasa de interés compuesta fijada.



2.10.6. Valor presente de una serie uniforme

De acuerdo a Chain (2010), “La anualidad es un esquema mediante el cual se deposita una cantidad fija e igual al final de cada período, durante un cierto número  $n$  de períodos, a una tasa de interés  $i$ , con el propósito de obtener un monto  $F$ , al término de los  $n$  períodos, se requiere conocer el valor presente de esta serie uniforme para lo cual se realiza el siguiente análisis” (p.320).

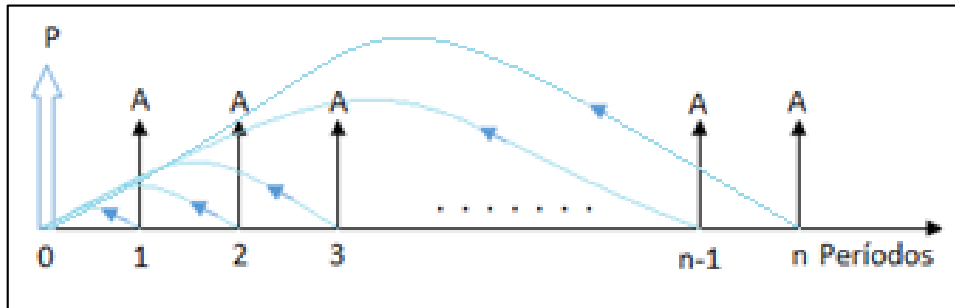


Ilustración 9. Valor presente de una serie uniforme

$$P = A [(1 + i)^{-1} + (1 + i)^{-2} \dots \dots (1 + i)^{-n}]$$

El polinomio entre corchetes resultante es igual a una suma de términos de una progresión geométrica, misma que resuelve conocido su primer término y la razón:

Primer término:  $a_1 = \frac{1}{(1 + i)}$

Razón:  $r = \frac{1}{(1 + i)}$

La suma de términos de una progresión geométrica es igual a:  $a_1 \left[ \frac{1 - r^n}{1 - r} \right]$  ;

$$P = A * a_1 \left[ \frac{1 - r^n}{1 - r} \right]; \text{ Reemplazando la suma de una progresión geométrica}$$

$$P = A * \frac{1}{(1 + i)} \left[ \frac{1 - \left(\frac{1}{1 + i}\right)^n}{1 - \frac{1}{(1 + i)}} \right]; \text{ Reemplazando el primer término y la razón}$$

$$P = A * \left[ \frac{1 - \frac{1}{(1 + i)^n}}{(1 + i) - 1} \right]; \text{ Introduciendo el factor } \frac{1}{(1 + i)} \text{ en el corchete}$$

$$P = A * \left[ \frac{\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n}}{\frac{i}{1}} \right]; \text{ Realizando operaciones se obtiene que:}$$

$$P = A * \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$$

Fórmula # 23

El factor  $\left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$  se denomina factor de valor presente de una serie uniforme.

Uso:

- Determina el valor presente P, de una serie periódica de pagos para un interés i y n períodos
- Llevará a valor presente, gastos periódicos de O&M.

El inverso  $\left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$  se denomina factor de recuperación de capital.

Uso:

- Determina la anualidad (pago) de un préstamo P al interés i en n períodos de pago.

#### 2.10.7. Valor futuro de una serie uniforme

Según Chain (2010), "Igual que el caso anterior el polinomio entre corchetes resulta la suma de una progresión geométrica" (p.319)

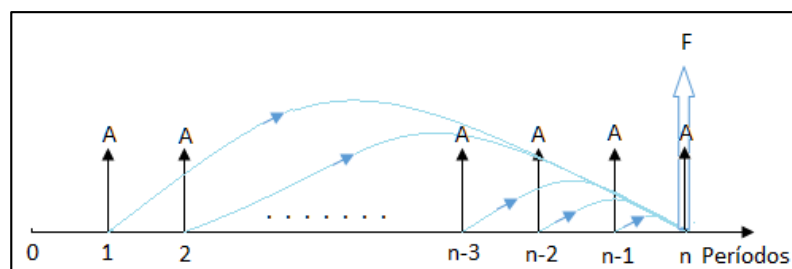


Ilustración 10. Valor futuro de una serie uniforme

$$F = A * [(1 + i)^{n-1} + (1 + i)^{n-2} + \dots + (1 + i) + 1]$$

Primer término:  $a_1 = (1 + i)^{n-1}$

Razón:  $r = \frac{1}{(1 + i)}$

La suma de términos de una progresión geométrica es igual a:  $a_1 \left[ \frac{1 - r^n}{1 - r} \right]$

$F = A * a_1 \left[ \frac{1 - r^n}{1 - r} \right]$  Reemplazando la suma de una progresión geométrica

$F = A * (1 + i)^{n-1} \left[ \frac{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)^n}{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)} \right]$  Reemplazando el primer término y la razón

$F = A * \frac{(1 + i)^n}{(1 + i)} \left[ \frac{1 - \frac{1}{(1 + i)^n}}{1 - \left(\frac{1}{1 + i}\right)} \right]$

$F = A * \frac{(1 + i)^n}{(1 + i)} \left[ \frac{(1 + i)^n - 1}{(1 + i)^n} \right]$  Multiplicando los factores se obtiene.

$F = A * \left[ \frac{(1 + i)^n - 1}{i} \right]$
--

Fórmula # 24

El factor  $\left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i} \right]$  se denomina factor de interés compuesto para una serie uniforme

Uso: - Encontrar la acumulación de dinero F, conocidos los pagos periódicos A, para el interés i y n períodos.

El inverso  $\left[ \frac{i}{(1+i)^n - 1} \right]$  se denomina factor de fondo de amortización

Uso: - Encontrar los pagos periódicos A, si el valor acumulado es F.

En resumen:

Tabla 15.  
Factores utilizando notación estándar

FACTOR	NOTACION	FÓRMULA
Factor de interés compuesto de un pago único	$(F/P, i\%, n)$	$(1 + i)^n$
Factor de actualización de pago único	$(P/F, i\%, n)$	$(1 + i)^{-n}$
Factor de fondo de amortización	$(A/F, i\%, n)$	$\frac{i}{(1 + i)^n - 1}$
Factor de interés compuesto para una serie uniforme	$(A/F, i\%, n)$	$\frac{(1 + i)^n - 1}{i}$
Factor de recuperación de capital	$(A/P, i\%, n)$	$\frac{i(1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$
Factor de valor presente de una serie uniforme	$(P/A, i\%, n)$	$\frac{(1 + i)^n - 1}{i(1 + i)^n}$

Nota: Tomado de Seminario de Planificación de Sistemas Eléctricos E.P.N (2010)

Ejemplo: en la tabla 15, la notación  $(F/P, i\%, n)$  representa el factor  $(1 + i)^n$ , que se debe multiplicar al valor presente P, para obtener el valor futuro F

Tabla 16.  
Utilización de factores

PARA ENCONTRAR	DADO	APLICAR FACTOR	FÓRMULA
F	P	$(F/P)$	$F=P(F/P, i\%, n)$
P	F	$(P/F)$	$P=F(P/F, i\%, n)$
A	F	$(A/F)$	$A=F(A/F, i\%, n)$
F	A	$(F/A)$	$F=A(F/P, i\%, n)$
A	P	$(A/P)$	$A=P(A/P, i\%, n)$
P	A	$(P/A)$	$P=A(P/A, i\%, n)$

Nota: Tomado de Seminario de Planificación de Sistemas Eléctricos E.P.N (2010)

Generalmente en libros de matemática financiera, los factores descritos en esta sección son tabulados para diferentes tasas de interés y períodos de tiempo para calcular resultados más directos.

## 2.11. Depreciación

De acuerdo al Seminario de Planificación de Sistemas de Potencia (2010), “existen tres métodos de depreciación que se pueden aplicar el método de depreciación constante, el método de la suma de dígitos decrecientes que es una depreciación acelerada en los primeros años y el método de fondo de amortización, aquella que es menor al inicio y aumenta con el tiempo” (p.293). Estos tipos de depreciación se resumen en el siguiente cuadro.

Tabla 17.  
Métodos de depreciación

METODO	DEPRECIACION AL FINAL DEL AÑO t	DEPRECIACION ACUMULADA AL FINAL DEL AÑO t
LINEA RECTA	$\frac{1}{N} (I - VR)$	$\frac{t}{N} (I - VR)$
SUMA DE DÍGITOS DECREMENTALES	$\left[ \frac{2(N - t + 1)}{N(N + 1)} \right] (I - VR)$	$\left[ \frac{2Nt - t^2 + t}{N(N + 1)} \right] (I - VR)$
FONDO DE AMORTIZACIÓN	$\left[ \frac{i(1 + i)^{t-1}}{(1 + i)^N - 1} \right] (I - VR)$	$\left[ \frac{(1 + i)^t - 1}{(1 + i)^N - 1} \right] (I - VR)$

Nota: Tomado del Seminario de Planificación de Sistemas Eléctricos E.P.N (2010)  
VR: *Valor Residual*

## 2.12. Evaluación económica

De acuerdo a Uribe (2011), “para la evaluación económica de proyectos es necesario introducir la mayor racionalidad posible en las decisiones de la inversión, se debe considerar el valor del dinero en el tiempo y los flujos netos de fondos, el método debe permitir seleccionar de entre varios proyectos mutuamente excluyentes aquellos en los cuales se presentan varias alternativas de aplicación y únicamente una será factible, proyectos independientes como la construcción de una central o la extensión de la red eléctrica para el suministro de energía, o proyectos dependientes, en donde la construcción de uno implica la ejecución de otro como la construcción de una línea de subtransmisión para energizar una subestación” (p.215).

Las evaluaciones se pueden hacer considerando el valor de la moneda constante es decir sin considerar el efecto de la inflación en las inversiones y el flujo de fondos o moneda corriente en la que se considera los efectos inflacionarios, dentro de las técnicas de evaluación tenemos las siguientes.

## 2.12.12. Método del valor actual neto [ VAN ]

De acuerdo a Chain (2010), “El valor actual neto de una inversión es igual a la suma algebraica de los valores actualizados de los flujos netos de caja asociados a esa inversión” (p.321).

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{B_k}{(1+i)^k} - \sum_{k=0}^n \frac{C_k}{(1+i)^k} = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1+i)^k}$$

Fórmula # 25

Donde:

$FNC$ : Es el flujo neto de caja del año  $k$

$FNC_k$ :  $B_t - C_t$

$i$ : Tasa de actualización

$B_k$ : Beneficio en el año  $k$  (incluyendo el valor residual al año  $n$ )

$C_R$ : Costos (Inversión y gastos en el año  $k$ )

En una inversión normal los flujos netos de caja durante la fase de realización de un proyecto son negativos ya que solo se invierte, y son positivos durante la fase de explotación.

si  $VAN > 0$  La inversión es atractiva y debe realizarse.

si  $VAN = 0$  La inversión es justamente aceptable

si  $VAN < 0$  La inversión debe rechazarse

### Ejemplo 2.1:

Se tiene la oportunidad de hacer una inversión de 8.000 USD en un proyecto completamente depreciable (valor residual =0), en producción ingresa anualidades uniformes de 4.838 durante cinco años, de estos ingresos se tendrá que pagar 2.000 USD al año por concepto de operación y mantenimiento y 200 USD anuales por concepto de impuestos y seguros a la propiedad. La compañía está dispuesta a cualquier proyecto que reditúe al menos 10% anual.

$i = 10\%$  Tasa de rendimiento mínima aceptable TRMA o Tasa de oportunidad

$C = 8.000 \text{ USD}$

$I = 4.838 \text{ USD}$

$GO\&M = 2000 \text{ USD}$

$Tasa + seguros = 200 \text{ USD}$

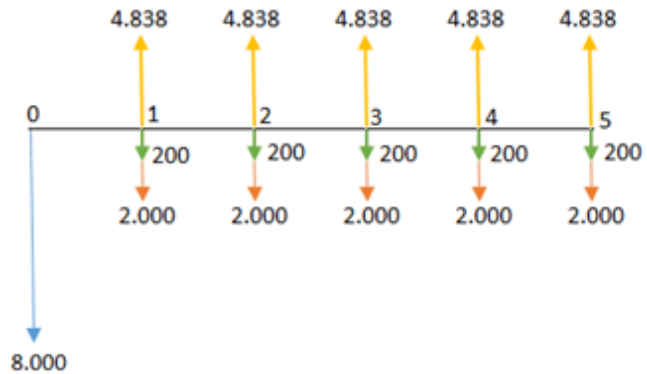


Ilustración 11. Flujo de caja para el ejemplo

### (a) Primer método

En este ejercicio en particular, se pueden traer individualmente a valor presente las series uniformes de ingresos y egresos y sumarlos a la inversión para obtener el Valor Actual Neto (VAN). En **Excel**, una función para actualizar una serie uniforme, es la denominada “**VNA**”, que necesita como argumentos la tasa de interés y la serie uniforme, como ejemplo se trae a valor presente los gastos de operación y mantenimiento.

Tabla 18.  
Cálculo en Excel del VAN de los GO&M

	A	B	C	D
1		$i =$	0,1	
3	AÑO	GO&M		
4	0			
5	1	2000		
6	2	2000		
7	3	2000		
8	4	2000		
9	5	2000		
10				
11		$VAN = =VNA(B1;B5:B9)$		=7581,57

Tabla 19.  
Cálculo del VAN primer método

AÑO	VALORES EN EL TIEMPO				
	INVERSION	GO&M	T + S	INGRESOS	
0	- 8.000				
1		-2000	-200	4838	
2		-2000	-200	4838	
3		-2000	-200	4838	
4		-2000	-200	4838	
5		-2000	-200	4838	
<b>VALOR PRESENTE DE SERIES UNIFORMES</b>					
	EGRESOS			INGRESOS	VAN
	-8.000,00	-7.581,57	-758,16	18.339,83	2.000,10

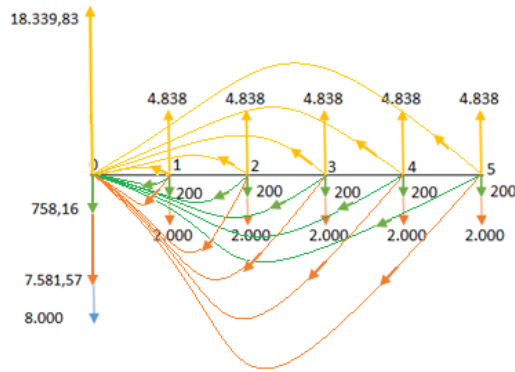


Ilustración 12. Representación gráfica ejemplo 2.1

$$VAN = 18.339,83 - (758,16 + 7581,57 + 8.000) = 2.000,10 \text{ USD}$$

**(b) Segundo método**

Se puede calcular el flujo neto sumando los ingresos y egresos de cada año, en este caso particular resulta una serie uniforme cuyo valor anual es 2.638 USD, serie que debemos actualizarla para que sumada a la inversión se obtenga el Valor Actual Neto. En el siguiente cuadro se presenta el cálculo del VAN del ejercicio No. 2.1 en una hoja de Excel y su representación gráfica.

$$A = 4.838 - 2.000 - 200 = 2.638 \text{ USD}$$

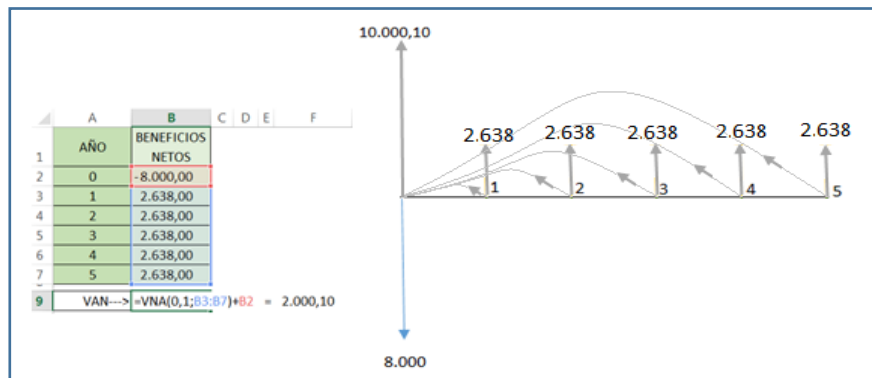


Ilustración 13. Cálculo del VAN segundo método

**(c) Tercer método**

Se puede llevar a valor presente cada uno de los ingresos y egresos individualmente multiplicándolos por el factor de actualización ( $P/F, i\%, n$ ) los mismos que incluidos la inversión se tiene como resultado un flujo de caja neto actualizado, sumando estos valores se obtiene el Valor Actual Neto del proyecto, a continuación se presenta un cuadro resumen en donde se evidencia este resultado.



Tabla 20.  
Cálculo del VAN tercer método

AÑO	VALORES ACTUALIZADOS INDIVIDUALMENTE				SUMA DE VALORES
	INVERSION	GO&M	T + S	INGRESOS	
0	- 8.000				-8000
1		-1818,18	-181,82	4.398,18	2398,18
2		-1652,89	-165,29	3.998,35	2180,17
3		-1502,63	-150,26	3.634,86	1981,97
4		-1366,03	-136,60	3.304,42	1801,79
5		-1241,84	-124,18	3.004,02	1637,99
$\Sigma$	<b>-8.000,00</b>	<b>-7.581,57</b>	<b>-758,16</b>	<b>18.339,83</b>	<b>2.000,10</b>
	EGRESO NETO --->		<b>-16.339,73</b>	18.339,83	
			VAN---->	<b>2.000,10</b>	

### 2.12.2. Método del mínimo costo [ VAMC ]

Existen alternativas en las que los beneficios de los proyectos son iguales, en este caso, la mejor alternativa es aquella que presente el menor valor actual del costo.

$$VAMC = \sum_{k=0}^n \frac{C_k}{(1+i)^k} - \frac{V_R}{(1+i)^n}$$

Fórmula # 26

El menor valor actual del costo está en función del costo del proyecto y del valor residual  $V_R$ .

### 2.12.3. Método del mínimo común múltiplo

Según Briceño (2014), “existen alternativas de inversión que tienen diferente vida útil que, por medio de este método es posible compararlas, este consiste en determinar los VAN acumulados de cada alternativa, simulando la renovación sobre un período igual al mínimo común múltiplo de los períodos de vida útil de todas las alternativas posibles” (p.195).

#### Ejemplo No. 2.2

Una empresa desea intervenir en un proyecto industrial de procesamiento de carne, para ello existe la opción de adquirir el equipo A, B, o C, cuyas inversiones y vida útil son:

Tabla 21.  
Inversiones y vidas útiles Ejemplo 2.2

EQUIPO	INV.	VIDA ÚTIL
A	5.000	3
B	8.000	4
C	12.000	6

Si la tasa de actualización es del 12% y los flujos netos de caja son los que se indican en la siguiente tabla, determinar cuál es la mejor alternativa de compra sabiendo que los equipos serán renovados al final de la vida útil por uno idéntica.

Tabla 22.  
Flujos de caja para el ejemplo 2.2

AÑO	0	1	2	3	4	5	6
A	-5000	3000	3500	2500	0	0	0
B	-8000	3000	4500	3500	2500	0	0
C	-12000	4000	4500	4000	3000	2500	2500

$$i = 12\%$$

$$(1+i) = 1,12$$

Solución:

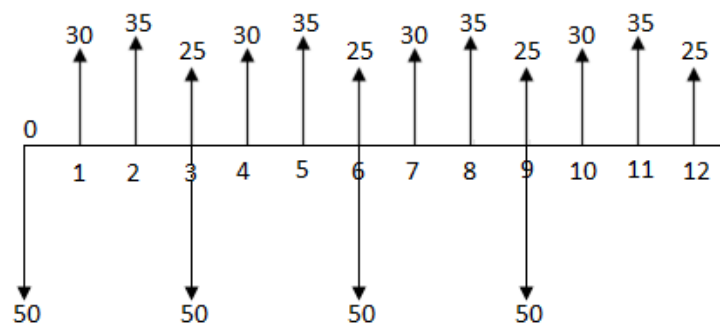
$$VAN(A) = 2.248,20$$

$$VAN(B) = 2.345,97$$

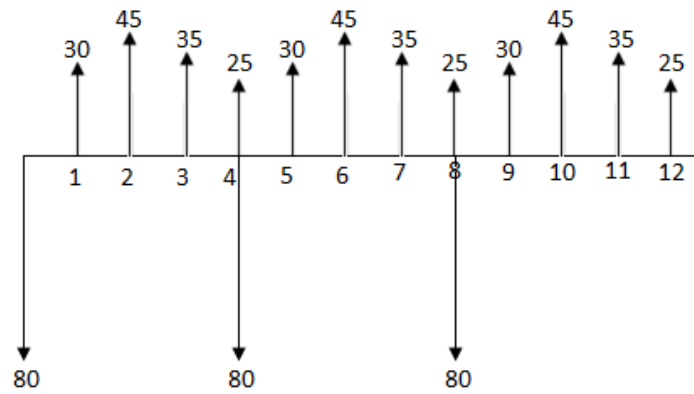
$$VAN(C) = 2.597,62$$

De acuerdo a la solución anterior, el equipo "C" sería el más recomendable, ahora bien si aplicamos el método del mínimo común múltiplo (en este caso 12 años) se tienen los siguientes flujos de caja (los valores están en cientos de dólares):

Caso A.-



Caso B.-



Caso C.-

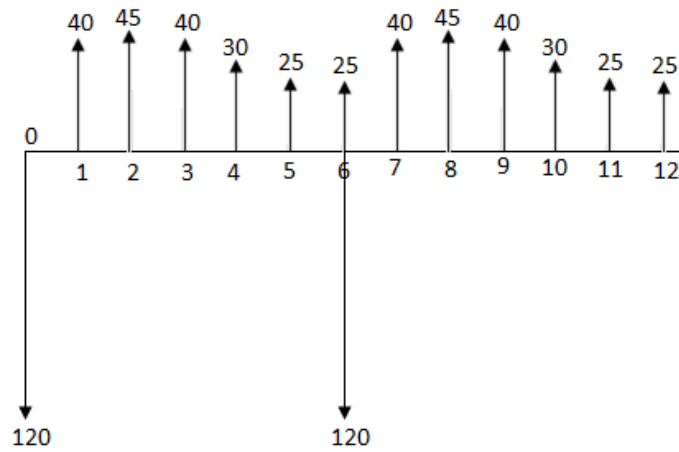


Tabla 23.  
Flujos netos aplicando el método de mínimos cuadrados

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
A	-5000	3000	3500	-2500	3000	3500	-2500	3000	3500	-2500	3000	3500	2500
B	-8000	3000	4500	3500	-5500	3000	4500	3500	-5500	3000	4500	3500	2500
C	-12000	4000	4500	4000	3000	2500	-9500	4000	4500	4000	3000	2500	2500

$$i = 12\%$$

Si traemos a valor presente cada uno de los flujos se obtiene el siguiente resultado

$$VAN_A = 5.798,16$$

$$VAN_B = 4.874,37$$

$$VAN_C = 3.913,66$$

El mismo resultado se obtiene si renovamos el Valor Actual Neto de cada uno de los proyectos calculados inicialmente en su respectivo período esto es:

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
A	2.248,20			2.248,20			2.248,20			2.248,20			
B	2.345,97				2.345,97				2.345,97				
C	2.597,62						2.597,62						

$$i = 12\%$$

$$VAN_A = \frac{2.248,20}{(1,12)^0} + \frac{2.248,20}{(1,12)^3} + \frac{2.248,20}{(1,12)^6} + \frac{2.248,20}{(1,12)^9} = 5.798,16$$

$$VAN_B = \frac{2.345,97}{(1,12)^0} + \frac{2.345,97}{(1,12)^4} + \frac{2.345,97}{(1,12)^8} = 4.874,37$$

$$VAN_C = \frac{2.597,62}{(1,12)^0} + \frac{2.597,62}{(1,12)^6} = 3.913,66$$

De acuerdo a los dos últimos resultados se debe seleccionarse el equipo A.

#### 2.12.4. Método del valor anual medio equivalente [ VME]

De acuerdo a Briceño (2014), “Valor anual medio equivalente es igual a la anualidad del Valor Actual Neto (VAN) o del Mínimo Costo (VAMC), extendida sobre la vida útil de cada equipo” (p. 197). La anualidad se calcula por medio del factor  $(A/P, i\%, n)$ , el método es intrínsecamente aplicable a proyectos de distintas vidas útiles.

$$VME_A = VAN_A * \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 2248,20 \frac{0,12(1,12)^3}{(1,12)^3 - 1} = 936,03$$

$$VME_B = VAN_B * \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 2345,97 \frac{0,12(1,12)^4}{(1,12)^4 - 1} = 772,37$$

$$VME_C = VAN_C * \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 2597,62 \frac{0,12(1,12)^6}{(1,12)^6 - 1} = 631,80$$

Por lo tanto se confirma la selección de la alternativa A.

2.12.5. La tasa interna de retorno [ TIR ]

Según Uribe (2011), “La tasa interna de retorno de un proyecto es la tasa de actualización que anula el Valor Actual Neto (VAN) del flujo de caja, esta identifica la rentabilidad mínima de una inversión, permitiendo jugar y evaluar la factibilidad económica del mismo” (p. 323). Según el criterio de la TIR, se acepta el proyecto si este valor es mayor a cierto valor referencial fijado denominado costo de capital si es empresarial o política gubernamental si es un proyecto social.

$$\sum_{j=0}^{j=n} C_j(1+i)^{-j} = \sum_{j=0}^{j=n} I_j(1+i)^{-j}$$

$$\sum_{j=0}^{j=n} (C_j - I_j)(1+i)^{-j} = 0$$

Fórmula # 27

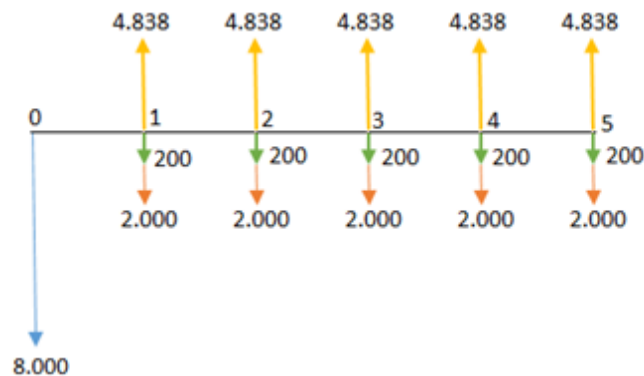
Donde:

C: Costos

I: Ingresos

De la ecuación planteada debe encontrarse el valor de  $i$ , que será igual a la TIR.

Como ejercicio se calcula el TIR del ejercicio 2.1:



Se plantea la siguiente ecuación:

$$-8.000 - 2.200 \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] + 4.838 \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] = 0$$

$$-8.000 - 2.638 \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] = 0$$

$$\left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] = \frac{8.000}{2.638} = 3,033 = S$$

Para encontrar la TIR, se debe establecer una tabla de valores donde planteándose valores de un interés  $i$ , se calcule los valores de  $S$  según la fórmula planteada, se debe escoger dos valores que limiten un intervalo donde se encuentre el valor de  $S$  calculado en este caso particular  $s = 3,033$ .

Tabla 24.  
Tabulación del valor de  $S$  dados ciertos valore de  $i$

$i$	$S = \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$
0,15	3,352
0,16	3,274
0,17	3,199
0,18	3,127
0,19	3,058
0,20	2,991
0,21	2,926

El intervalo [2,991; 3,058] acoge al valor de 3,033 calculado, se estima que el valor de la TIR debe encontrarse dentro del intervalo [0,19; 0,20], se debe establecer una relación del VAN en función de la tasa de interés de tal manera que por medio de interpolación se encuentre el TIR, de acuerdo al siguiente análisis.

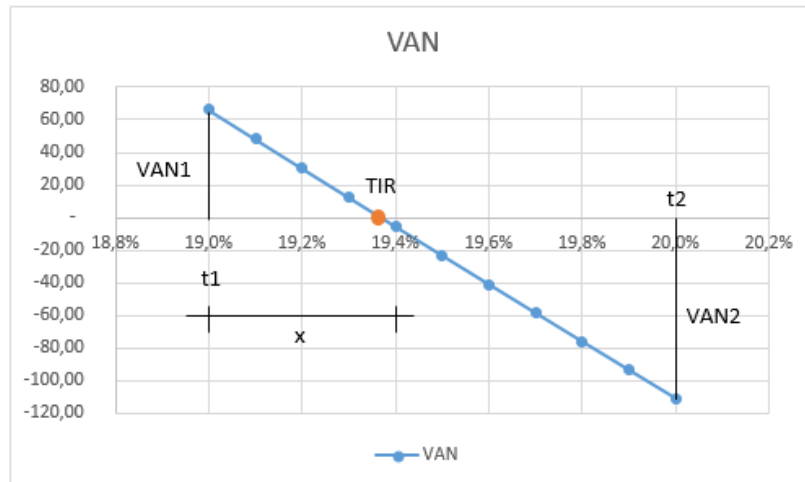


Ilustración 14. Valor Actual Neto en función de la tasa de interés

De la recta construida se forman dos triángulos semejantes estableciéndose la siguiente proporción

$$\frac{VAN_1 - 0}{0 - VAN_2} = \frac{x}{t_2 - t_1 - x}$$

$$VAN_1(t_2 - t_1) = x(VAN_1 - VAN_2)$$

$$VAN_1 * t_2 - VAN_1 * t_1 - x * VAN_1 = -VAN_2 * x$$

$$VAN_1 * t_2 - VAN_1 * t_1 = -VAN_2 * x + x * VAN_1$$

$$x = \frac{VAN_1(t_2 - t_1)}{(VAN_1 - VAN_2)}$$

$$TIR = t_1 + x = t_1 + (t_2 - t_1) \frac{VAN_1}{(VAN_1 - VAN_2)}$$

Fórmula # 28

Se tiene la siguiente tabla en donde el VAN cambia de positivo a negativo, lo que quiere decir que existe un cruce por cero y ese cruce por cero es el valor de la TIR:

I%	VAN
19,0%	66,04
19,1%	48,07
19,2%	30,16
19,3%	12,32
19,4%	- 5,46
19,5%	- 23,17
19,6%	- 40,82
19,7%	- 58,40
19,8%	- 75,92
19,9%	- 93,37
20,0%	- 110,77

$$TIR = 19,3 + (19,4 - 19,3) * \frac{12,32}{[12,32 - (-5,46)]} = 0,19369$$

$$TIR = 19,369\%$$

En vista que el VAN no es una función lineal se deben establecer valores del interés  $i$ , lo más cercanos a la TIR, de acuerdo al procedimiento indicado.

En **Excel** existe la función **“TIR”** que calcula directamente el valor de la Tasa Interna de Retorno y requiere como argumentos únicamente el flujo neto de caja.

Tabla 25.  
Cálculo del TIR en hoja de EXCEL

	A	B	C	D
1	AÑO	BENEFICIOS NETOS		
2	0	-8.000,00		
3	1	2.638,00		
4	2	2.638,00		
5	3	2.638,00		
6	4	2.638,00		
7	5	2.638,00		
9	TIR-->	=TIR(B2:B7)	=	19,37
10				

#### 2.12.6. Método de la tasa explícita de retorno sobre la reinversión [TER]

(Uribe, 2011) Este método consiste en encontrar una tasa que relaciona los ingresos netos (beneficios netos) con la inversión inicial, el método se aplica para aquellos flujos que se tiene una sola inversión inicial  $C$ , luego una suma constante de ingresos y gastos Pág. 220.



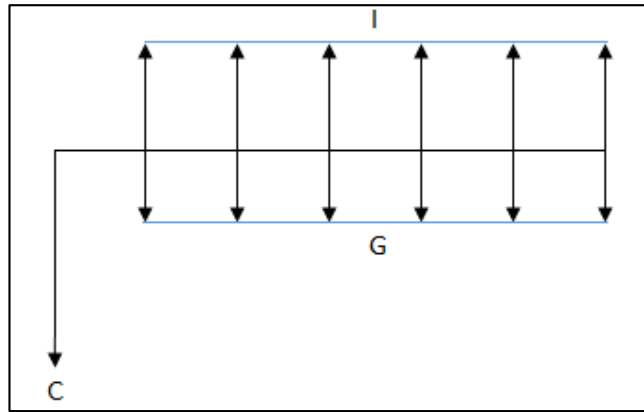


Ilustración 15. Flujo de series uniformes para el método del TER

Donde:

$G$ : Son los costos anuales ( $O\&M + D$ )

$D$ : Es igual a la depreciación anual, cantidad que se reserva año a año para que al final de la vida útil del proyecto se tenga una cantidad que permita reemplazar las instalaciones viejas o depreciadas.

El método utilizado para el cálculo de la depreciación para este caso es el método del fondo de amortización.

$$D = (C - C_L) \left( \frac{A}{F}, i\%, n \right)$$

Fórmula # 29

Donde:

$C$ : Costo inicial o inversión

$C_L$ : Factor de rescate o residual al que se venderá la maquinaria al fin de la vida útil

$i$ : Tasa de rendimiento mínima aceptable

Los ingresos netos serán:

$$IN = I - G$$

$$IN = I - (O\&M + D)$$

$$TER\% = \frac{IN}{C} * 100 \%$$

Fórmula # 30

Se calcula la Tasa Explícita de Retorno del ejemplo 2.1, considerando que este proyecto tiene un valor residual de 500 USD.

$$D = (8.000 - 500) * \left[ \frac{i}{(1+i)^5 - 1} \right]$$

$$D = 7.500 * \left[ \frac{0,1}{(1+0,1)^5 - 1} \right] = 1.228,50 \text{ USD}$$

$$IN = 4.838 - (2.200 - 1228,50) = 1409,50$$

$$TER \% = \frac{1409,50}{8.000} * 100 = 17,619 \%$$

*Si  $TER > TRMA$ ; El proyecto es rentable.*

*Si  $TER = TRMA$ ; El proyecto es justamente aceptable*

*Si  $TER < TRMA$ ; El proyecto no es rentable*

Lo que significa que el capital de la empresa está redividiendo el 14,095 % y dado que esta tasa es superior a la tasa de rendimiento mínima aceptable el proyecto es conveniente.

#### 2.12.7. Método del Valor Anual [ VA ]

Este método es similar al TER con la diferencia de que se considera como un costo la utilidad mínima requerida.

$$IN = I - G = I - (O\&M + D + C * TRMA)$$

*Fórmula # 30*

*I:* Ingresos

$$G = (O\&M + D + C * TRMA)$$

*C:* Inversión

*C \* TRMA = Utilidad mínima requerida*

*IN:* Ingresos netos

*Si  $IN \geq 0$  El proyecto se justifica o es rentable económicamente.*

Para el ejercicio No. 2.1:

$$IN = 4.838 - (2.200 + 1409,50 + 8.000 * 0,1) = 428 \text{ USD}$$

Como  $IN > 0$ , el proyecto es rentable.

### 2.12.8. Método del valor presente [ VP ]

(Chain N. S., 2010) Trata de llevar a valor presente todo el flujo de ingresos y costos, con la TRMA, obsérvese que no es necesario que el flujo tenga series uniformes Pág. 321.

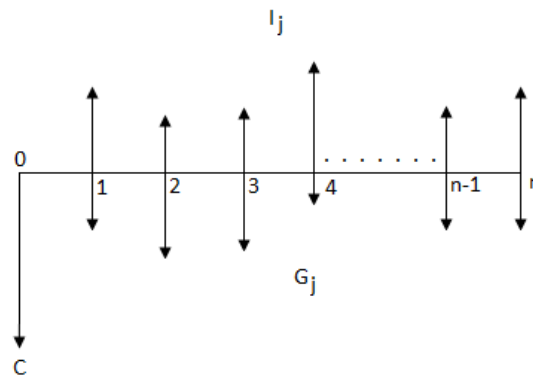


Ilustración 16. Flujo de caja

Llevar a valor presente, se refiere a actualizar ingresos y gastos de acuerdo al siguiente análisis:

$$IN = (I_1 - G_1)(P/F, i\%, 1) + (I_2 - G_2)(P/F, i\%, 2) + \dots + (I_n - G_n)(P/F, i\%, n) - C$$

$$\sum_{j=1}^n (I_j - G_j)(P/F, i\%, j) - C$$

Fórmula # 31

Si  $IN \geq 0$ ; la inversión es justificable o aceptable

Donde:

$G_j$ : Gastos de operación y mantenimiento, son gastos desembolsables en este caso ya no se considera la depreciación porque está considerada en el costo.

Para el caso del ejercicio No. 2.1 resulta que:

$$IN = -8.000 + 2.638 * \left[ \frac{(1 + 0,1)^5 - 1}{(1 + 0,1)^5 * 0,1} \right] = 2.000,10$$

### 2.12.9. Relación beneficio costo [ B/C ]

Según Chain (2010), "Consiste en traer a valor presente por separado, los beneficios y los costos de un flujo neto y luego dividir la suma de los valores actuales de los Beneficios sobre los costos o gastos" (p.33).

La interpretación de este indicador representa la rentabilidad en términos relativos, en centavos de dólar por cada dólar que se ha invertido.

$$B/C = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{B_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^n \frac{C_j}{(1+i)^j}}$$

Fórmula # 32

*Si B/C > 0; El proyecto es rentable*

*Si B/C = 0; El proyecto es justamente aceptable*

*Si B/C < 0; El proyecto no es rentable*

Para el Ejemplo No. 2.1 resulta

$$B = \frac{4.838}{(1,1)^1} + \frac{4.838}{(1,1)^2} + \frac{4.838}{(1,1)^3} + \frac{4.838}{(1,1)^4} + \frac{4.838}{(1,1)^5} = 18.339,83$$

$$C = 8.000 + \frac{2.200}{(1,1)^1} + \frac{2.200}{(1,1)^2} + \frac{2.200}{(1,1)^3} + \frac{2.200}{(1,1)^4} + \frac{2.200}{(1,1)^5}$$

$$C = 8.000 + 8.339,73 = 16.339,73$$

$$B/C = \frac{18.339,83}{16.339,73} = 1,12$$

Como la relación Beneficio Costo B/C es mayor que cero el proyecto es rentable.

## 2.13. Presentación de proyectos en formato SENPLADES

Una vez que la alternativa más eficiente ha sido seleccionada y que se ha verificado su conveniencia y viabilidad, se debe proceder a su especificación más detallada para precisar elementos informativos del proyecto que servirán de soporte para efectos de presentación y gestión de recursos, para esto se toma como base el formato SENPLADES, que sirve para orientar en la preparación del documento del proyecto que debe ser presentado por entidades públicas para la priorización de los proyectos y asignación de recursos, guía de la cual se describen los aspectos más relevantes para su elaboración de acuerdo al **ANEXO No. A**.

Se toma en cuenta la Metodología del marco lógico para la planificación, el seguimiento y la evaluación de proyectos y programas del Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES) para la descripción del Marco Lógico.

### 2.13.1. Análisis del problema

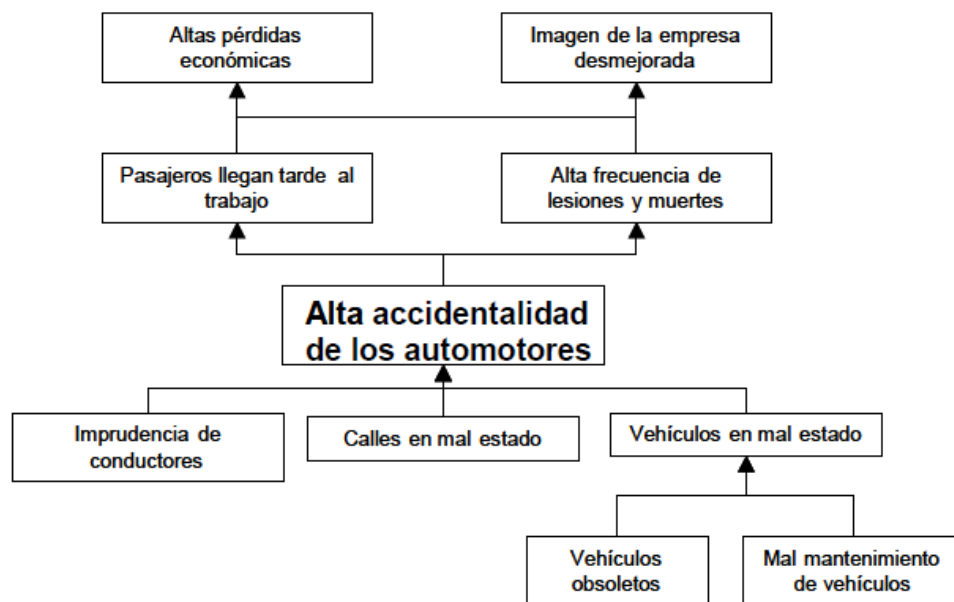
Según Ortegón (2015), “Al preparar un proyecto, es necesario identificar las causas y efectos del problema, el análisis resulta valioso cuando participan las personas que conocen de la problemática y es dirigido por una persona que domina el método y la dinámica, que mejor si viene acompañado con estudios técnicos económicos y sociales cuyos resultados pueden añadirse al análisis efectuado por el grupo” (p.120).

Para establecer el diagnóstico del problema se puede utilizar el árbol de problema, técnica que ayuda a identificarlo de acuerdo a los siguientes pasos que se deben realizar con antelación.

- Analizar e identificar lo que se considere como problemas principales de la situación a abordar.
- A partir de una primera “lluvia de ideas” establecer el problema central que afecta a la comunidad, aplicando criterios de prioridad y selectividad.
- Definir los efectos más importantes del problema en cuestión, de esta forma se analiza y verifica su importancia.
- Anotar las causas del problema central detectado. Esto significa buscar qué elementos están o podrían estar provocando el problema.

- Una vez que tanto el problema central, como las causas y los efectos están identificados, se construye el árbol de problemas. El árbol de problemas da una imagen completa de la situación negativa existente.
- Revisar la validez e integridad del árbol dibujado, todas las veces que sea necesario. Esto asegura que las causas representen causas y los efectos representen efectos, que el problema central esté correctamente definido y que las relaciones (causales), estén correctamente expresadas.

A manera de ejemplo ilustrativo se presenta el siguiente árbol de problemas, producto del análisis de una empresa de transporte cuyo problema central es la alta accidentalidad de sus automotores.

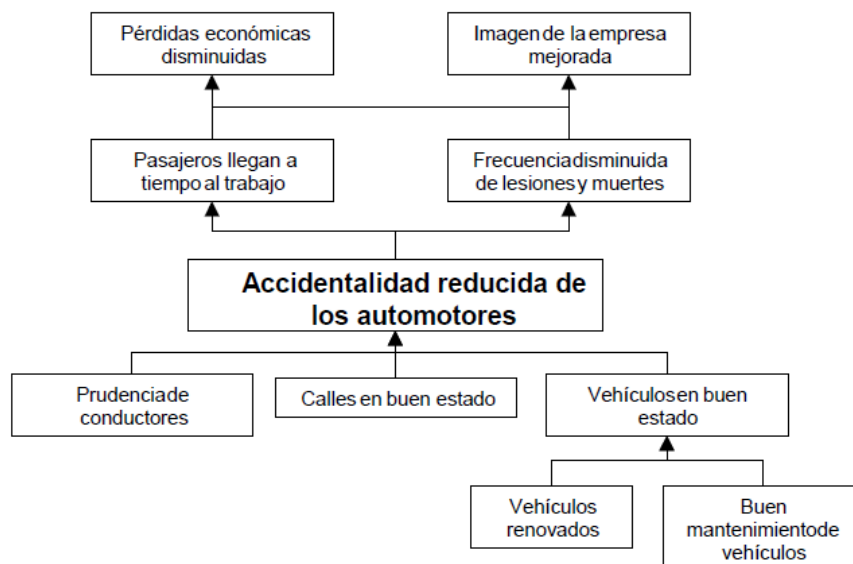


*Ilustración 17. Árbol de problemas*

Nota: Tomado de área de proyectos y programas de inversiones, ILPES (2015)

### 2.13.2. Análisis de objetivos

El análisis de objetivos describe la situación futura a la que se desea llegar una vez que se han resuelto los problemas, convierte los estados negativos del árbol de problemas en soluciones expresadas en forma de estados positivos, de hecho todos estos estados positivos son objetivos y se presentan en un diagrama de objetivos, en el que se observa la jerarquía de los medios y fines. Este diagrama permite tener una visión global y clara de la situación positiva que se desea. A continuación se presenta el árbol de objetivos de la empresa de transporte planteada.

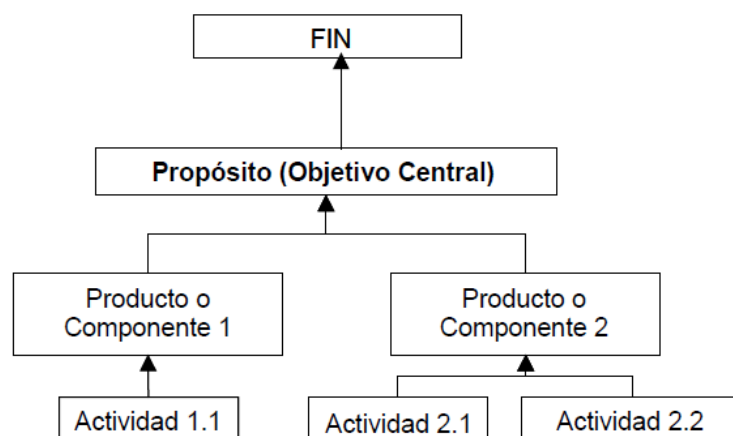


*Ilustración 18. Árbol de Objetivos*

Nota: Tomado de área de proyectos y programas de inversiones, ILPES (2015)

### 2.13.3. Estructura analítica del proyecto

Teniendo ya seleccionada una alternativa, previo a la construcción de la Matriz de Marco Lógico es recomendable construir la Estructura Analítica del Proyecto EAP para establecer niveles jerárquicos, como el fin, el objetivo central del proyecto (propósito), los componentes (productos) y las actividades, definido esto, se podrá construir la Matriz. Esto debido a la necesidad de ajustar el análisis de selección de la alternativa (estrategia) óptima y expresarla en una matriz que la resume.



*Ilustración 19. Estructura Analítica del Proyecto*

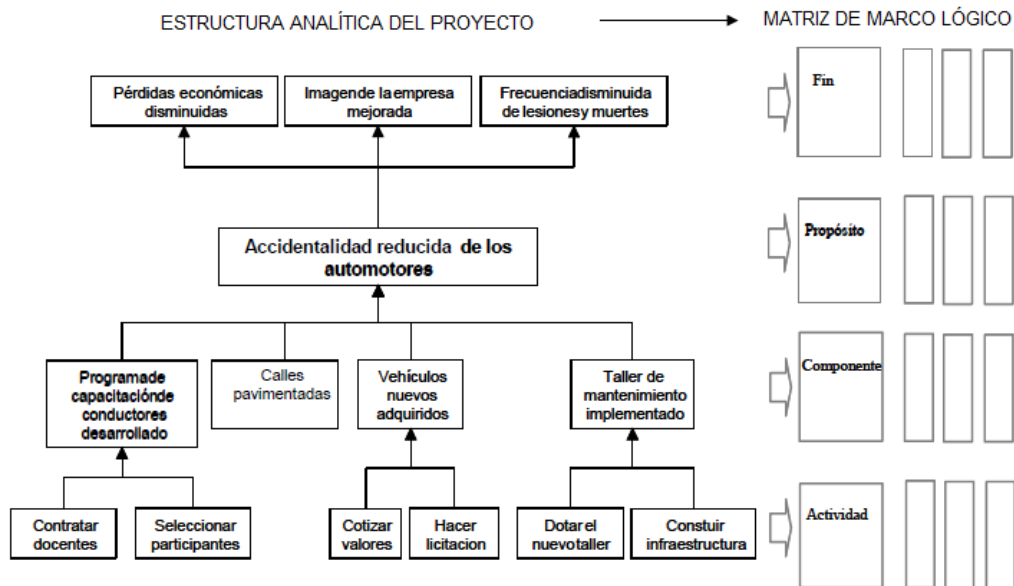
Nota: Tomado de área de proyectos y programas de inversiones, ILPES (2015)

Para construir la Estructura Analítica del Problema, lo primero que se debe hacer es obtener el fin o fines dependiendo del proyecto, los cuales se toman del árbol de objetivos, de igual manera el problema central, para identificar los productos y componentes se puede analizar la información obtenida en la identificación de alternativas, para identificar las acciones es preferible analizar el presupuesto óptimo de en donde un rubro o grupo de estos se convierten en acciones, como por ejemplo un programa de capacitación implicaría acciones como:

- Diseño y programación del curso
- Arriendo de salas
- Contratación de profesores
- Selección de participantes
- Puesta en marcha
- Evaluación

La Estructura Analítica del Proyecto (EAP) es trasladada a una matriz de Marco Lógico ML, este paso enmarca la EAP en una matriz de cuatro por cuatro, que contiene diferentes elementos en orden vertical (filas): Fin, Propósito, Componentes y Actividades, y en sentido horizontal (columnas): Resumen narrativo, Indicadores, Medios de verificación y Supuestos.





*Ilustración 20, Estructura Analítica del Proyecto*

Nota: Tomado de área de proyectos y programas de Inversiones, ILPES (2015)

#### 2.13.4. Matriz de marco lógico

La matriz de Marco Lógico ML presenta de manera resumida los aspectos más importantes del proyecto, posee cuatro columnas que presentan la siguiente información:

- Resumen narrativo de los objetivos y actividades
- Indicadores (resultados específicos a alcanzar)
- Medios de verificación
- Supuestos (factores externos que impliquen riesgo)

Y cuatro filas que presentan la información de los objetivos, indicadores, medios de verificación y supuestos, en cuatro momentos diferentes.

- El Fin
- Propósito
- Componentes
- Actividades

#### 2.13.4.1. Resumen narrativo de los objetivos

##### **(a) Fin**

Es la descripción de la solución a nivel superior de importancia nacional, regional o sectorial que se ha diagnosticado. El fin representa un objetivo de desarrollo que generalmente obedece a un nivel estratégico (políticas de desarrollo), es decir ayuda a establecer el contexto en el cual el proyecto encaja. No implica que el proyecto en sí mismo sea suficiente para lograr el fin, es suficiente que el proyecto contribuya en forma significativa, el fin del problema se no obtiene a largo plazo.

##### **(b) Propósito**

El propósito describe el efecto directo (cambio de comportamiento) o resultado esperado al final del período de ejecución, el título del proyecto debe surgir directamente de la definición del propósito, la ML requiere que cada proyecto tenga solamente un propósito para evitar ambigüedad.

##### **(c) Componentes**

Son las obras, estudios, servicios y capacitación específicos que se requiere que produzca la gerencia de proyecto dentro del presupuesto que se le asigna. En la matriz de marco lógico estos componentes se expresan claramente como resultados es decir como obras terminadas, estudios terminados, capacitación terminada.

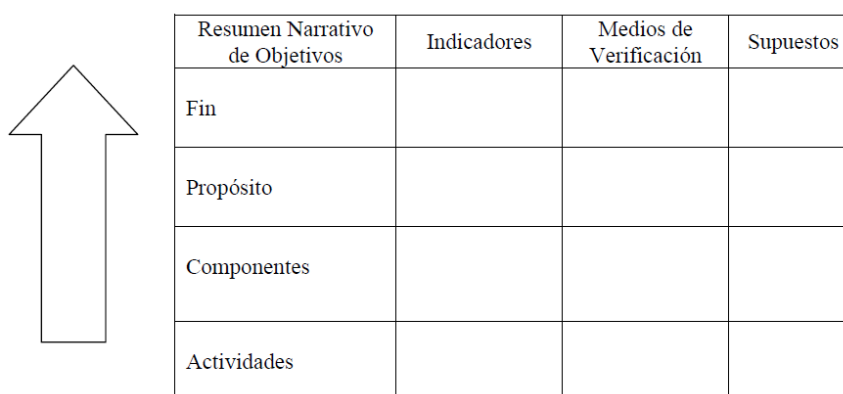
##### **(d) Actividades**

Son las acciones que el ejecutor tiene que llevar a cabo para producir cada componente e implica la utilización de recursos, es importante elaborar una lista detallada de actividades debido a que es el punto de partida del plan de ejecución, las cuales deben estar en orden cronológico y agrupadas por componente, sin embargo en la matriz de marco lógico no debe incluir todas las actividades, se sugiere presentar separadamente el detalle de las acciones con sus tiempos y recursos, de tal manera que la ejecución se vincula en forma directa con el diseño del proyecto.

### (e) Lógica vertical

La matriz de marco lógico, se construye de forma tal que se pueden examinar los vínculos de abajo hacia arriba entre los niveles de objetivos, a esto se denomina lógica vertical, si el proyecto está bien diseñado lo que sigue es válido.

- Las actividades especificadas son necesarias para producir el componente
- Cada componente es necesario para lograr el propósito del proyecto
- No debe faltar ningún componente para lograr el propósito del proyecto
- Si se logra el propósito del proyecto, este contribuirá al logro del Fin.
- Se debe indicar claramente el fin, propósito, los componentes y las actividades.
- El fin es una respuesta al problema más importante del sector.



Resumen Narrativo de Objetivos	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos
Fin			
Propósito			
Componentes			
Actividades			

*Ilustración 21.* Lógica vertical de la columna de objetivos

Nota: Tomado de área de proyectos y programas de inversiones, ILPES (2015)

#### 2.13.4.2. Indicadores

Los indicadores presentan información necesaria para determinar el progreso hacia el logro de los objetivos establecidos.

#### (a) Indicadores de fin y de propósito

Los indicadores hacen específicos los resultados esperados en tres dimensiones: cantidad, calidad y tiempo, en la matriz de marco lógico se debe especificar la cantidad mínima necesaria para concluir que el propósito se ha logrado y deben medir el cambio que puede atribuirse al proyecto y obtenerse de fuentes existentes. En proyectos de sectores sociales, puede ser difícil encontrar indicadores mensurables, obviamente la disponibilidad de estos indicadores no determinan el diseño del proyecto (Serge, 2010); “Es mejor tener una medida bruta del concepto adecuado, que una medida perfecta del concepto erróneo”.

**(b) Indicadores de los componentes**

Son descripciones breves de los estudios, capacitación y obras físicas que suministra el proyecto, la descripción debe especificar cantidad, calidad y tiempo.

**(c) Indicadores de actividades**

El presupuesto del proyecto aparece como el indicador de las actividades en la fila correspondiente.

2.13.4.3. Medios de verificación

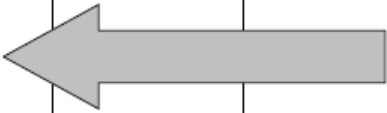
La matriz de marco lógico indica donde el ejecutor o el evaluador pueden conseguir información de los indicadores, esto obliga a que los planificadores identifiquen fuentes existentes de información, no toda información tiene que ser estadística, la producción de componentes puede verificarse mediante una inspección visual del especialista y la ejecución del presupuesto puede verificarse con recibos presentados para el reembolso.

De abajo hacia arriba el período de los medios de verificación aumenta por lo tanto la frecuencia de control y detalles en las actividades es mayor y a medida que llegamos al propósito o fin del marco lógico la frecuencia y el detalle los medios de verificación son menores.

**(a) Lógica horizontal**

El conjunto Objetivo – Indicadores – Medios de verificación define lo que se conoce como lógica horizontal en la matriz de marco lógico resumida en los siguientes puntos:

- Los medios de verificación identificados son los necesarios y suficientes para obtener los datos requeridos para el cálculo de los indicadores.
- Los indicadores definidos permiten hacer un seguimiento del proyecto y evaluar adecuadamente el logro de los objetivos.













Resumen Narrativo de Objetivos	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos
Fin Propósito Componentes Actividades			

*Ilustración 22.* Lógica horizontal en la matriz de marco lógico

Nota: Tomado de área de proyectos y programa de inversiones, ILPES (2015)

#### 2.13.4.4. Supuestos

Estos comprenden riesgos ambientales, financieros, institucionales, sociales, políticos, climatológicos, u otros factores que pueden hacer que el mismo fracase, el equipo de diseño debe identificar los riesgos en cada etapa: Actividad, Componente, Propósito y Fin. El riesgo se expresa como un supuesto que debe ser cumplido para avanzar al siguiente nivel de jerarquía de objetivos. El razonamiento es el siguiente, si llevamos a cabo las Actividades y ciertos supuestos se cumplen entonces produciríamos los componentes indicados. Si produciríamos los componentes indicados y ciertos supuestos se cumplen, entonces lograríamos el Propósito del proyecto y todavía se siguen demostrando los supuestos ulteriores entonces contribuiríamos al logro del Fin.

Resumen Narrativo de Objetivos	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos
Fin			
Propósito			
Componentes			
Actividades			

*Ilustración 23.* Relación entre supuestos y objetivos

Nota: Tomado de área de proyectos y programas de inversiones, ILPES (2015)

Como ejemplo ilustrativo de la aplicación metodológica del marco lógico se presenta el caso de la empresa de transporte:

Tabla 26.  
Marco lógico para el caso de la empresa de transporte

Objetivo	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos
<b>FIN</b> 1. Reducidas lesiones y muertes 2. Reducidas las pérdidas 3. Recuperada imagen	Tasa de lesiones baja en 40%... Tasa de mortalidad baja en 50%... Pérdidas se reducen en 60%... Grado de satisfacción de usuarios supera el 80% en el primer año...	Informes de Tránsito (anuales) Registros hospitalarios (acumulación Anual) Informes de Operaciones y Seguros Encuestas semestrales a usuarios	Se establece la cultura y del respeto a la ley de tránsito
<b>PROPÓSITO</b> Accidentalidad reducida	Accidentalidad reducida: •40% en el año 1 •70% en el año 2 •90% en ao tres	Registros de Operaciones Registros de Mantenimiento Informes trimestrales de siniestros	El tránsito fluye eficientemente
<b>COMPONENTES</b> 1. Conductores capacitados 2. Vehículos en buen estado	Capacitado el 100% en año 1 En programas de calidad: 70% año 1, 100% en año 2 Vehículos en buen estado: 70% año 1, 90% año 2, 100% año 3	Evolución Informe trimestral de capacitación Informe trimestral de operaciones Informe trimestral de mantenimiento Entrega Actas de entrega de componentes	Pasajeros, transeúntes y conductores de la ciudad se comportan con prudencia
<b>ACTIVIDADES</b> 1.1 Mejorar selección 1.2 Capacitar a conductores 2.1 Renovar vehículos 2.2 Mejorar mantenimiento	1.1 \$ 50,000 1.2 \$ 450,000 2.1 \$5,200,000 2.2 \$1,300,000 <hr/> T \$7,000,000	Informes financieros semanales Registros e informes mensuales de Capacitación Compras Mantenimiento	Se mantiene aranceles preferenciales para la importación de vehículos

Nota: Tomado de área de proyectos y programas de inversiones, ILPES (2015)

## 2.15. Análisis de impacto ambiental y de riesgos

De acuerdo al ARCONEL, la sostenibilidad ambiental se cumple cuando los proyectos cumplen la legislación y normativa ambiental; dedican esfuerzos y recursos para el seguimiento y monitoreo ambiental; promueven el uso racional de los recursos renovables; minimizan el empleo de recursos no renovables; minimizan la producción de desechos. Los proyectos también pueden fomentar la sostenibilidad ambiental dedicando esfuerzos para la toma de conciencia ambiental por parte de la ciudadanía, que un proyecto no requiera evaluación de impacto ambiental no significa que carezca de responsabilidades ambientales, las cuales están legalmente establecidas. Al contrario debe preocuparse por establecer instancias de organización mínimas que le posibiliten una adecuada gestión ambiental.

En el registro oficial del día viernes 13 de febrero de 2015, se publica el Acuerdo Ministerial No.028 que sustituye el Libro VI del texto unificado de legislación secundaria del Ministerio del Ambiente por el Libro VI de la calidad ambiental que unifica las actividades de gestión Ambiental que antes estaban descentralizadas en el Ministerio de Medio Ambiente.

En el caso de que el proyecto afecte moderada o negativamente deberá realizarse el Estudio de Impacto Ambiental, que incluirá la valoración de los impactos a los componentes biofísicos y socioeconómicos del área de influencia del proyecto y las medidas de mitigación con los correspondientes costos, que deben formar parte del presupuesto del proyecto.

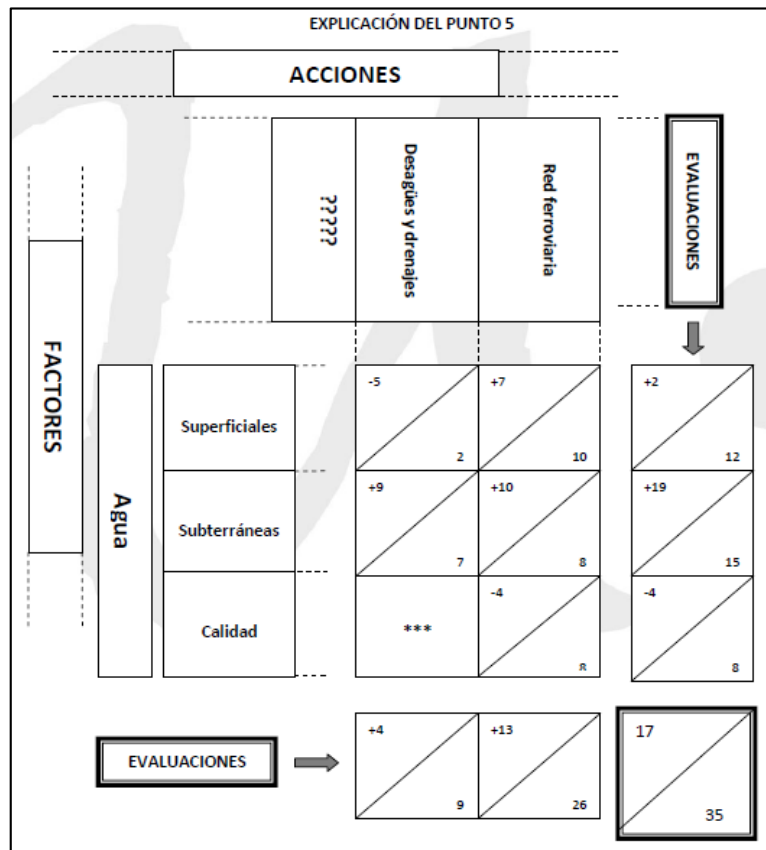
Para el análisis de los riesgos naturales, en el estudio de factibilidad o documento del proyecto se debe incorporar los resultados de los estudios sobre amenazas y vulnerabilidades que hayan desarrollado las entidades competentes en la temática, en el área de influencia de la propuesta. Esta información permitirá identificar las amenazas potenciales de carácter natural o antrópico a las que está expuesto el proyecto. El análisis permitirá incluir en la programación del proyecto medidas orientadas a minimizar las vulnerabilidades, así como recursos para afrontar tanto las medidas de prevención y mitigación como las de preparación y respuesta.

En el caso de no existir información sobre las posibles amenazas y vulnerabilidades, la entidad ejecutora deberá determinar la existencia de riesgos naturales o antrópicos, y las posibles medidas de prevención y mitigación de riesgos con sus respectivos costos los mismos que serán incluidos en la inversión del proyecto.

#### 2.16. Matriz de Leopold

Para la evaluación de impactos ambientales se utiliza la matriz de Leopold desarrollada por el Servicio de Desarrollo del Interior de los Estados Unidos inicialmente para evaluar los impactos asociados con proyectos mineros, posteriormente su uso fue extendido a la construcción de obras, es una matriz de control bidimensional, en una dimensión se muestran las características individuales del proyecto, mientras que en otra dimensión se identifican las categorías ambientales que pueden ser afectadas por el proyecto, su utilidad principal es como una lista de chequeo que incorpora información cualitativa sobre relaciones causa efecto y presentación ordenada de los resultados de la evaluación de impactos.

Se presenta a continuación un diagrama de cómo construir la matriz de Leopold.



*Ilustración 24.* Matriz de Leopold para evaluación de impactos  
 Nota: Tomado de <http://unrn.edu.ar/blogs/Matriz-de-Leopold.pdf>

Se utiliza una matriz de doble entrada, para establecer la importancia de los impactos ambientales, para cada impacto ambiental causado por una acción del proyecto se realiza la evaluación de los atributos que se describen a continuación:

**Extensión:** Se refiere al área de influencia del impacto ambiental en relación con el entorno del proyecto.

**Duración:** Se refiere al tiempo que dura la afectación y que puede ser temporal, permanente o periódica, considerando, además las implicaciones futuras o indirectas.



**Reversibilidad:** Representa la posibilidad de reconstruir las condiciones iniciales una vez producido el impacto ambiental.

El cálculo del valor de Importancia de cada impacto se realiza utilizando la ecuación:

$$Imp = (We * E) + (Wd * D) + (Wr * R)$$

Donde:

Imp. = Valor calculado de la Importancia del Impacto Ambiental

E = Valor del Criterio de extensión

We = Peso del criterio de extensión

D = Valor del criterio de duración

Wd = Peso del criterio de duración

R = Valor del criterio de reversibilidad

Wr = Peso del criterio de reversibilidad

Se debe cumplir que:

$$We + Wd + Wr = 1$$

Para este método se debe definir los valores considerados para los pesos o factores de ponderación, valores considerados en una fracción entre 0 y 1; por lo cual:

$$We = 0.30$$

$$Wd = 0.35$$

$$Wr = 0.35$$

La valoración de las características de cada interacción, se ha realizado en un rango de 1 a 10, siendo evaluados con los siguientes valores y criterios:

La magnitud del impacto se refiere al grado de incidencia sobre el factor ambiental en el ámbito específico en que actúa, para lo cual se ha puntuado directamente en base al juicio técnico del equipo evaluador, manteniendo la escala de puntuación de 1 a 10, pero solo con los valores de 1.0, 2.5, 5.0, 7.5 y 10.0.

Tabla 27.  
Puntuación para la valoración ambiental

CARACTERÍSTICA DE LA IMPORTANCIA DEL IMPACTO AMBIENTAL	PUNTUACIÓN				
	1	2,5	5	7,5	10
EXTENSIÓN	Puntual	Particular	Local	Generalizada	Regional
DURACIÓN	Esporádica	Temporal	Periódica	Recurrente	Permanente
REVERSIBILIDAD	Completamente reversible	Mediannamente reversible	Parcialmente reversible	Medianamente irreversible	Completamente irreversible
MAGNITUD	No hay incidencia	Poca incidencia	Parcialmente incidente	Medianamente incidente	Altamente incidente

NOTA: Tomado de Estudio de Impacto Ambiental S/E Santa Bárbara 2011

Un impacto ambiental se categoriza de acuerdo con sus niveles de importancia y magnitud, sea positivo o negativo. Para globalizar estos criterios, se ha decidido realizar la media geométrica de la multiplicación de los valores de importancia y magnitud, respetando el signo de su carácter. El resultado de esta operación se lo denomina Valor del Impacto Ambiental (VIA) y responde a la siguiente ecuación:

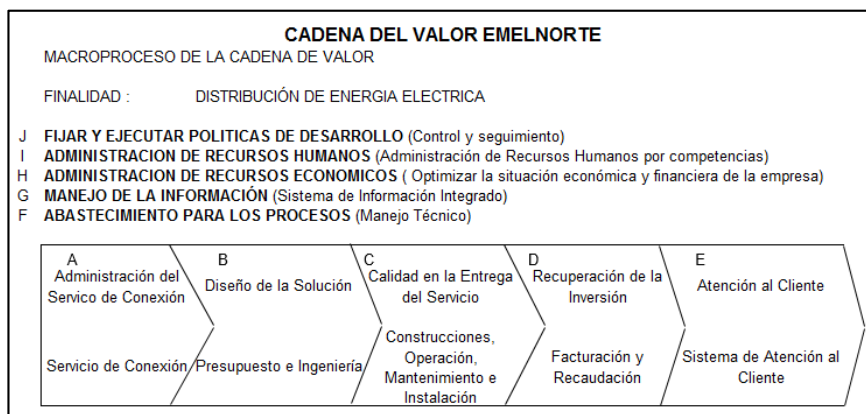
$$\text{Valor del Impacto Ambiental (VIA)} = \pm \sqrt{\text{Imp} * \text{Mag}}$$

En virtud a la metodología utilizada, un impacto ambiental puede alcanzar un VIA máximo de 10 y mínimo de 1. Los valores cercanos a 1, denotan impactos intrascendentes y de poca influencia en el entorno, por el contrario valores mayores a 6,5 corresponden a impactos de elevada incidencia en el medio, sean estos de carácter positivo o negativo.

#### 2.17. Cadena de valor

Según Joe (2010), “En 1985 el profesor Michael E. Porter de la Escuela de Negocios de Harvard, introdujo el concepto del análisis de la cadena de valor en su libro *Competitive Advantage*, quien consideraba que una empresa era una serie de funciones (mercadeo, producción, recursos humanos, investigación y desarrollo, entre otros) y que la manera de entenderla era analizando el desempeño de cada una de esas funciones con relación a las ejecutadas por la competencia. Porter define al valor como la suma de beneficios que el cliente recibe menos los costos

percibidos por él al adquirir y usar un producto o servicio. La cadena de valor es esencialmente una forma de análisis de la actividad empresarial mediante la cual descomponemos una empresa en sus partes constitutivas, buscando identificar fuentes de ventaja competitiva en aquellas actividades generadoras de valor” (p.10). Esa ventaja se logra cuando la empresa desarrolla e integra las actividades de su cadena de valor de forma menos costosa. Por consiguiente la cadena de valor de una empresa está conformada por todas sus actividades generadoras de valor agregado y por los márgenes que éstas aportan.



*Ilustración 25. Cadena de valor de EMELNORTE*

**(a) Actividades primarias**

De acuerdo a Herrera (2010), “Son las que tienen que ver con el desarrollo del producto, su producción, logística, comercialización y los servicios de post venta en una empresa de producción o servicio. Incluyen la infraestructura, Dirección de Talento humano que administra el recurso humano a través de reclutamiento de personal, capacitaciones, nuevas metodologías de evaluación de desempeño, asignación de responsabilidades mediante un orgánico funcional, la Dirección Financiera, que cuenta con tesorería, contabilidad, presupuesto, adquirentes, bodegas, estudios económicos que representan la fuerza para el movimiento económico y financiero de la empresa y administra los recursos económicos, la Dirección de Tecnología de la Información y comunicación, quien está encargada del desarrollo de software, mantenimiento de equipos y establecimiento de enlaces de comunicación y las Direcciones técnicas de Distribución, Comercial, Generación, quien se encarga del manejo técnico y de abastecimiento de para los procesos” (p.80).

**(b) Actividades de soporte**

Está conformado por la Junta General de Accionistas, el Directorio, Presidente Ejecutivo, Asesoría Jurídica, Directores, encargados de la planificación, organización, dirección y control, la alta dirección debe estar comprometido con el cambio, se encargará de fijar nuevas políticas y objetivos, aplica el control y seguimiento para el cumplimiento de las metas.

**(c) Margen**

Es la diferencia entre el valor total y los costos totales incurridos por la empresa para desempeñar las actividades generadoras de valor

**2.18. Identificación de macroprocesos**

Para determinar los macroprocesos y representarlos en la cadena de valor se agrupan los departamentos funcionales bajo un enfoque de procesos así se tiene que para EMELNORTE se ha identificado 15 macroprocesos que se deben enfocar dentro de las actividades primarias y de soporte de una cadena de valor a saber: Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización, Gestión estratégica, Gestión del sistema de la calidad, Gestión financiera, Gestión de talento humano, Gestión de TIC's, Gestión de seguridad integral y medio ambiente, Gestión de recursos, Gestión jurídica, Gestión de servicios generales, Gestión documental, Gestión de la información y comunicación. Cada uno de estos enfocados a desarrollar una serie de procesos que permiten a la empresa prestar el servicio de distribuir la energía eléctrica a sus abonados dentro de una cadena de valor; Porter resalta tres tipos diferentes de actividad:

**(a) Actividades de directas**

Son aquellas directamente comprometidas en la creación de valor para el comprador. Son muy variadas, dependen del tipo de empresa y son por ejemplo las operaciones de la fuerza de ventas, el diseño de productos, la publicidad, el ensamblaje de piezas, etc.

**(b) Actividades indirectas**

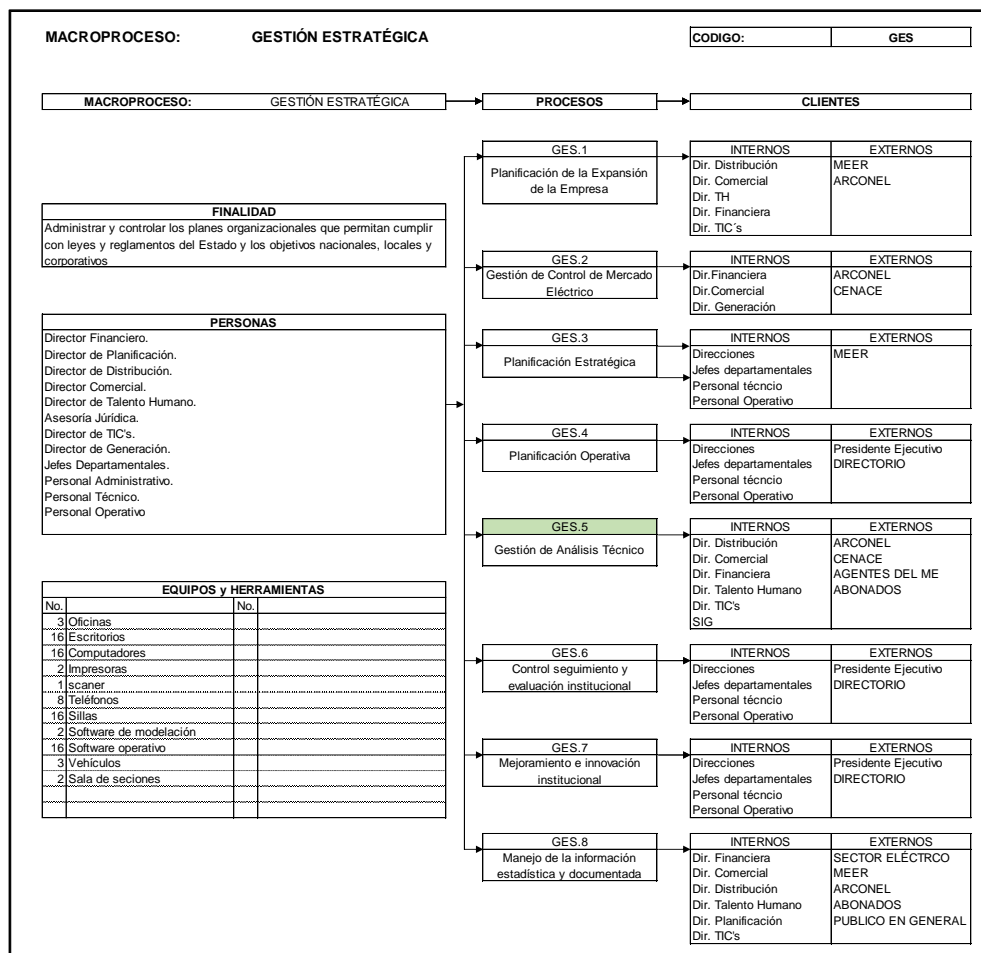
Son aquellas que le permiten funcionar de manera continua a las actividades directas, como podrían ser el mantenimiento y la contabilidad.

**(c) Aseguramiento de la calidad**

El Aseguramiento de la Calidad, en el desempeño de todas las actividades de la empresa.

Dentro del desarrollo de este trabajo de grado se desarrolla el enfoque en el macro proceso de Gestión Estratégica en la cual se encuentra la Jefatura de Estudios Eléctricos de la Dirección de Planificación se encarga de realizar el Plan de Expansión en lo que compete a la parte de subtransmisión, y la consolidación de los proyectos que cada una de las áreas presentan de acuerdo a sus necesidades, dentro de la cadena de valor se ubica dentro de Gestión de Análisis Técnico.

Tabla 28.  
Macroproceso Gestión Estratégica - Proceso Análisis Técnico



## 2.19. ¿Qué es un proceso?

Zambrano (2010) dice “Es el desarrollo continuo de tareas/actividades que en un determinado momento/tiempo están relacionadas y articuladas entre sí, cuya conexión agrega valor de acción con el objetivo de mezclar y transformar los insumos para que produzcan un rendimiento y un resultado o producto” (p.10).

Es decir, el desarrollo de las tareas/actividades transforman los insumos en productos (entradas en salidas) y su objetivo/meta sirve para identificar y determinar el destino, ya sea a clientes internos o externos.

### 2.18.1. ¿Cuáles son las entradas del proceso?

Según Zambrano (2010) “Los insumos son las entradas del proceso y pueden ser uno o varios componentes imprescindibles, el/los cual/es deben ser específicos y diferentes entre ellos y correlativos para un producto determinado, que a través del desarrollo de las tareas/actividades identificadas en el proceso se relacionan y articulan entre sí. A los insumos también se los denomina como materia prima” (p.11).

### 2.18.2. ¿Qué es el procedimiento del proceso?

De acuerdo a Zambrano (2010) “Es el cómo hacer las tareas/actividades, es la manera establecida y sistemática para desarrollar y ejecutar las diferentes tareas y actividades inherentes al proceso. Las tareas y actividades deben ser diseñadas y explicadas ¿Cómo hacerlas? Mediante los tradicionales procedimientos escritos (manuales, instructivos, entre otros)” (p.11); es decir:

- Describir como se hace el proceso (tareas/actividades)
- Relaciones y articulaciones con otras (tareas/actividades)
- Descripción del flujo gramas y flujos de información DAN
- El tiempo de duración y el costo del proceso
- El número de puestos existentes en cada proceso
- El perfil de los puestos y
- El perfil profesional idóneo para desempeñar el puesto.

2.18.3. ¿Cuáles son las salidas del proceso?

Según Zambrano (2010), “Es el resultado, producto final o ejecutado con las características de interno o externo, el cual es aceptado o no por los diferentes clientes/usuarios” (p.15).

**(a) Producto interno**

Son los resultados intermedios estratégicos de los procesos y tienen que cumplir con todas las condiciones de desarrollo y ejecución establecidas por las tareas/actividades, este producto debe ser trasladado al cliente o usuario interno para continuar con el procedimiento exigido por el proceso para obtener su culminación.

**(b) Producto externo**

Son los resultados estratégicos los cuales tienen que satisfacer las necesidades del cliente o usuario externo.

A continuación se establece un ejemplo de formato para estructurar el proceso de la elaboración del Plan de Expansión dentro del área de Estudios Técnicos de la Dirección de Planificación



Ilustración 26. Formato para estructurar procesos de EMELNORTE

## 2.19. Diagramas de flujos

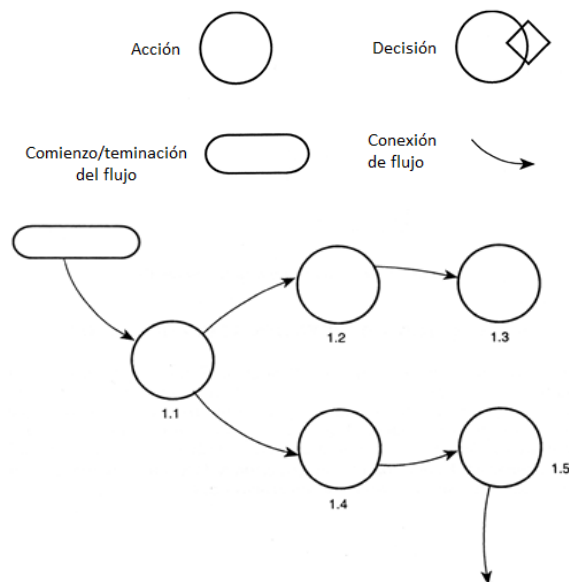
Es la utilización de simbología para la representación de procesos, sirve para ampliar a nivel de detalle el proceso, esta metodología permite que el proceso sea fácil de entender y leer, se analizan dos tipos de diagramas.

### 2.19.1. Diagrama de acción de negocio [ DAN ]

Los diagramas DAN son el punto de partida para elaborar modelos de flujo de trabajo y de procesos. Proveen los datos necesarios para la descripción y comprensión de las distintas operaciones de un negocio mediante la representación gráfica del flujo de las tareas, su secuencia y la información vinculada. Los Diagramas de Acción de Negocios se aplican en los procesos de reingeniería dentro de los cuatro puntos siguientes:

- a). Análisis de situación para identificar y describir el flujo de trabajo actual.
- b). Reconstrucción de los modelos de trabajo.
- c). Apoyo al modelamiento y simulación del flujo de trabajo.
- d). Implementación de los procesos rediseñados.

Los Diagramas de Análisis de Negocio se construyen en forma de red. Se comienza investigando la responsabilidad de cada departamento y las actividades de los empleados que lo integran.




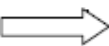









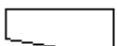
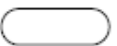
*Ilustración 27.* Diagrama de Análisis de Negocios  
Nota: Tomado de Zambrano (2010).



## 2.19.2. Diagrama de flujo ANSI

Utiliza simbología estándar ANSI (American National Standard Institute)

Tabla 29.  
Símbolos estándar para diagramas de flujo

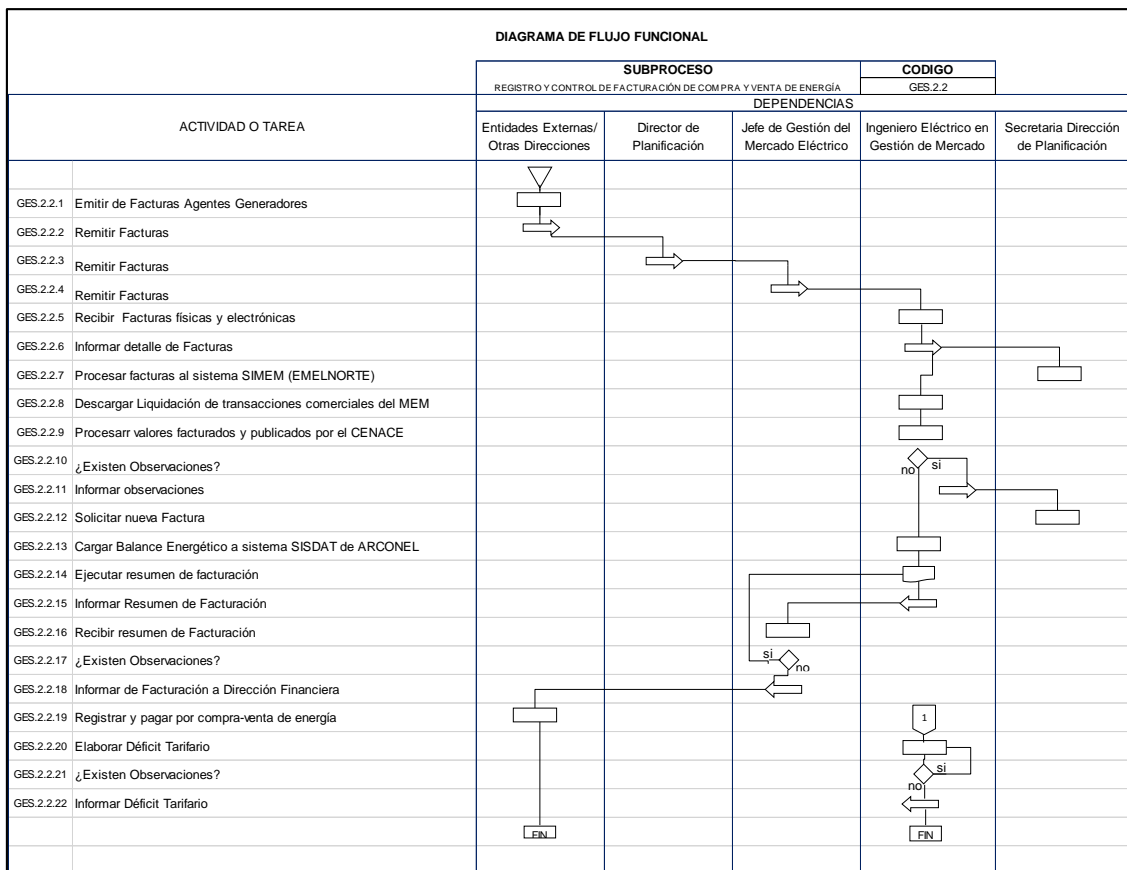
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	<b>Operación</b> Identifica cualquier tipo de actividad
	<b>Traslado</b> Indica traslado de actividad de una dependencia a otra
	<b>Decisión</b> La salida de una tarea tiene dos alternativas (SI o NO)
	<b>Conector</b> Indica que la salida de una tarea servirá como entrada para otra, cuando no existe espacio para dibujar dirección
	<b>Proceso predefinido</b> Proceso establecido previamente en otra dependencia
	<b>Documentación</b> La salida de una actividad incluye información (Informe, escrito, memorando).
	<b>Espera</b> Cuando una persona debe esperar
	<b>Almacenamiento</b> Indica que la salida se debe archivar
	<b>Notación</b> Registra información adicional como persona responsable documento o número de página
	<b>Dirección</b> Describe el orden y sentido de los pasos del proceso
	<b>Operación Manual</b> Cuando la actividad requiere ser realizada manualmente
	<b>Entrada Manual</b> Cuando el ingreso de la actividad se la realiza manualmente
	<b>Inicio</b> Indica el Inicio o Fin de un proceso

Nota: Tomado de Zambrano (2010)

## 2.19.3. Diagrama de flujo funcional

Según Zambrano (2010) “El diagrama de flujo funcional emplea la simbología estándar para ilustrar los diferentes movimientos entre las dependencias de trabajo de una empresa en este caso en la primera columna se registrarán las actividades que cada dependencia debe realizar para realizar un proceso determinado, a este diagrama se le puede incluir el tiempo de procesamiento y de ciclo para un mejor análisis. Es recomendable reducir el tiempo de procesamiento para mejorar la eficiencia y mayor satisfacción al cliente” (p.35).

Tabla 30.  
Ejemplo de Diagrama Funcional



## 2.20. Análisis del valor agregado [VAA]

Trishler (2010) dice, “La mejor manera de aumentar la eficiencia, efectividad y flexibilidad de los procesos es adoptar una metodología bien organizada y aplicarla de forma continuada durante un largo período de tiempo. Por lo general, el método adoptado es considerablemente menos importante que la necesidad de formar a los empleados, lo que los métodos tienen en común es el objetivo de ayudar a los directivos a conseguir los resultados siguientes” (p.45).

### (a) Maximizar

#### Maximizar el uso de los activos de la organización:

- Mejorar la respuesta al consumidor
- Ajustar las actitudes de las personas con las tareas que deben desempeñar
- Aumentar la adaptabilidad a los cambios en el entorno empresarial
- Adaptar los sistemas de información al proceso que se esté respaldando
- Reducir costes
- Proveer de una ventaja competitiva a la organización

## (b) Minimizar







Eliminar los despilfarros debido a las siguientes causas:

- Sobreproducción (inventario, cargas en concepto de interés, gastos generales y papeleo)
- Tiempo de espera (colas, retrasos, y decisiones)
- Transporte (manipulación y comunicación)
- Procesamiento de los desechos (basura y desperdicios)
- Inventario (exceso de existencia y obsolescencia)
- Movimientos (desplazarse para buscar herramientas o información, recoger herramientas y localizar información)
- Defectos de los productos (repetición del trabajo mal hecho e inspección)”

Trishler (2010) dice, “Un elemento esencial a la hora de analizar un proceso empresarial es una técnica llamada análisis del valor agregado VAA. Este es un examen detallado de cada fase de un proceso, para determinar si contribuye a las necesidades o requisitos de los grupos de interés de la empresa, el objetivo del VAA es optimizar los procedimientos que aportan valor y minimizar o eliminar los procedimientos que no aporten ninguno” (p.47).

Según Herrera (2010), “Para el análisis del valor agregado se registran todas las actividades del subproceso y de acuerdo a sus características se identifica si la actividad tiene un valor agregado real, corresponde a una valor agregado de la organización, no agrega valor, corresponde a un traslado, archivo de documentos, actividad operacional, el tiempo que se utiliza para realizar cada actividad y si dentro de estas actividades existen tiempos de demora, de acuerdo a los símbolos detallados en la siguiente tabla”(p.40):

Tabla 31.  
Símbolo de tipo de actividades y tiempos

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
 VAR	Valor Agregado Real
 VAD	Valor Agregado para la Organización
 SVA	Sin Valor Agregado (Preparación)
	Traslado
	Archivo
	Operación
<b>D</b>	Tiempo de espera (Demora)
<b>t</b>	Tiempo real de la actividad

### 2.20.1. Clasificación de las actividades

De acuerdo a Trishler (2010), “una vez registradas las actividades se debe aplicar una técnica para la abstracción de las clases de acciones, lo que se pretende es promover la comprensión del concepto de valor añadido, tanto las acciones que aportan valor como las que no se pueden clasificar dentro de cuatro fases del ciclo de vida útil de un proceso: planificación, ejecución, revisión y adaptación” (p.69).

Tabla 32.  
Ciclo de planificación, ejecución, revisión y adaptación

Fase	ABSTRACCIÓN	
	Acciones que aportan valor añadido [VA]	Acciones que no aportan valor añadido [SVA]
Planear	Planificación	Preparación
Ejecutar	Ejecución	Almacenaje, movimiento y manipulación
Revisar	Prevención	Control
Adaptar		Procesamiento de piezas defectuosas y desechos

Nota: Tomado de Trichler (2010).

#### (a) Planear [VA] (con valor añadido)

##### Planificación

Según Trishler (2010), “La planificación es la preparación de un método detallado, formulado antes de la ejecución, este describe un plan, se trata de un esquema para definir los pasos necesarios para completar una actividad. Permite reducir la posibilidad de error y minimizar la necesidad de tener que repetir el trabajo, reduce los errores, rebaja el coste y permite producir rápidamente” (p.70). La planificación es un paso que aporta valor añadido porque generalmente los resultados serán superiores. La planificación de actividades de nivel inferior es tan importante como la planificación de actividades de nivel superior.

#### (b) Planear [SVA] (sin valor añadido)

##### Preparación

De acuerdo a Trishler (2010), “es una etapa del proceso en el que alguien que hace un producto está preparado además está equipado o suministra a alguien la información o elementos, provisiones o accesorios necesarios para llevar a cabo la etapa siguiente se denomina etapa de preparación. Preparar una máquina para producir es una tarea fácil de identificar tiempo y recursos que se pierden, el objetivo no es eliminar la etapa sino reducir el tiempo requerido al mínimo posible” (p.71).

Tabla 33.  
Acciones de preparación que no aportan valor añadido

	Acción	Sinónimo	Acciones correspondientes	Símbolo
Preparación	Asigna	Ubica Elige	Consigna Designa Distribuye	Trabajo
	Solicita	Ninguno	Ninguno	Trabajo
	Prepara	Establece	Gestiona Organiza Prepara	Trabajo
	Fases	Almacena	Programa	Trabajo

Nota: Tomado de Trichler (2010).

**(c) Ejecutar [VA] (con valor añadido)**

**Ejecución**

Según Trishler (2010), “para determinar si una etapa aporta o no valor, la ejecución se refiere a la transformación de información, a la salida de un producto o servicio que directamente satisface las necesidades de un determinado grupo de interés. Para aportar valor, una etapa debe satisfacer dos requisitos” (p.72):

- La salida debe ser algo que aporte valor al grupo de interés correspondiente.
- Para proporcionar la salida requerida es preciso completar la etapa.


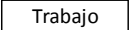
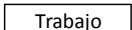
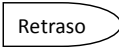
Generalmente, la atención de la gente se concentra más bien en conseguir resultados funcionales que satisfacer necesidades de los grupos de interés. Los procesos de ejecución se deben revisar constantemente para asegurarse de que todas las etapas son realmente necesarias y de que la ejecución se pueda adaptar rápidamente a los cambios en las necesidades de los grupos.

**(d) Ejecutar [SVA] (sin valor añadido) almacenamiento**

De acuerdo a Trishler (2010), una etapa de servicio que sitúa un producto, información o servicio en una zona de conservación (archivo, almacén, refrigeración) o posición (cola) para utilizarlo proporcionar el servicio más adelante se considera una acción de almacenamiento. El hecho de que los

consumidores deben hacer cola hasta que uno de los cajeros de una tienda pueda registrar las compras de los clientes para mantener el control de las existencias de la tienda es molesto. Por lo tanto cualquier cosa que el propietario de la tienda pueda hacer para satisfacer la necesidad de los clientes, sin interferir con la necesidad de mantener un registro adecuado de inventario, probablemente se traducirá en una mejora en el funcionamiento de la tienda” (P. 73).

Tabla 34.  
Acciones de almacenamiento que no aportan valor añadido

	Acción	Sinónimo	Acciones correspondientes	Símbolo
Almacenamiento	Archiva	Cataloga Clasifica	Deposita Registra	
	Registra	Documenta	Introduce Archiva Inputs Etiquetas Envía por correo Transcribe	
	Actualiza	Edita	Vuelve a hacer Restaura	
	Espera	Retrasos Pausas	Retiene Para	

Nota: Tomado de Trichler (2010).

### (e) Ejecutar [SVA] (sin valor añadido) movimiento y manipulación

Según Trishler (2010), “Una etapa del proceso que provoque que algo o alguien cambie el lugar o la posición de un objeto, tanto si se trata de información o de un producto físico, se clasifica como acción de movimiento o manipulación que no aporta valor añadido y se podría eliminar si el proceso fuese diseñado de otra manera” (p.74).

El reto está de descubrir formas creativas para conseguir lo mismo sin tener que añadir tiempo y coste. Naturalmente, las acciones de movimiento y manipulación son necesarias para llevar a cabo varias tareas, como por ejemplo el transporte de productos terminados a los clientes. Por lo tanto, a la hora de analizar el valor añadido de un proceso, el reto está en descubrir el modo de reducir tanto tiempo como el coste de desplazar el producto.

Según Trishler (2010), “Normalmente, los temas de movimiento y manipulación de materiales deben ser sopesados con las cuestiones del inventario. Es decir, si se fija el objetivo de reducir el almacenaje, entonces la forma en que se mueve el producto pasa a ser mucho más importante, puesto que las colas en los almacenes se reducirán considerablemente en favor de los procedimientos “Just-in-time”. Esto ilustra la idea de que hacer una cosa sin tener en cuenta la otra puede tener complicaciones y resultados muy desfavorables” (p.75).

Tabla 35.  
Acciones de movimiento y manipulación que no aportan valor añadido

	Acción	Sinónimo	Acciones correspondientes	Símbolo
<b>Movimiento o manipulación</b>	Coteja	Clasifica Separa	Compara Organiza	Trabajo
	Recoge	Acumula Reune	Agrupar Compila	Trabajo
	Copia	Duplica Reproduce	Transcribe	Trabajo
	Entrega	Distribuye Otorga Transfiere	Emite	Trabajo
	Distribuye	Emite	Emite fax correo Envía	Trabajo
	Emite	Distribuye	Entrega Empuja	Trabajo
	Carga	Llena	Acumula Apila	Trabajo
	Mueve	Lleva Arrastra Empuja	Recupera Envía Transmite	Trabajo
	Recibe	Admite	Acepta Adquiere Obtiene Toma	Trabajo

Nota: Tomado de Trichler (2010).

**(f) Revisión [VA] (con valor añadido)**

**Previsión**

Las acciones o pasos específicamente diseñados para prevenir la calidad deficiente de los productos o servicios entran dentro de la categoría de la prevención. Si se diseñan adecuadamente, estas acciones no sólo prevendrán los defectos en la sucesión de las acciones del proceso, sino que también eliminarán o minimizarán la necesidad de establecer acciones de control innecesario durante el proceso. El establecimiento de procesos preventivos es un instrumento esencial que la dirección utiliza para asegurar el buen funcionamiento de la empresa. (Trishler, 2010, p.76)

**(g) Revisión [SVA] (sin valor añadido)**

**Control de proceso**

Las acciones de control del proceso se asocian con la medición, evaluación o auditoría de la información, productos o servicios para asegurar que cumplen las especificaciones y que proporcionan los resultados esperados. Una acción de control actúa sobre la salida de un paso anterior del proceso a fin de identificar y de informar de los defectos del proceso después de que hayan ocurrido. A pesar de que acciones como revisiones, aprobaciones, inspecciones y decisiones son necesarias para controlar y adaptar los procesos en caso de que se produzca un cambio en las condiciones, se deben utilizar lo menos posible y lo más pronto que sea posible en el proceso. (Trishler, 2010, p.76)

**(h) Adaptar [SVA] (sin valor añadido)**

**Procesamiento de los defectos**

Una acción establecida para procesar los defectos en la información, productos, o servicios casi nunca aporta valor a la globalidad del proceso. Generalmente, los defectos son el resultado de una salida que no cumple con los estándares de rendimiento, con los requisitos del proceso o con las necesidades de los grupos de interés. La tabla 26 proporciona una lista de acciones más utilizadas en la categoría del procesamiento de los defectos. (Trishler, 2010, p.78)



Tabla 36.  
Acciones de control del proceso que no aportan valor añadido

	<b>Acción</b>	<b>Sinónimo</b>	<b>Acciones correspondientes</b>	<b>Símbolo</b>
<b>Control del proceso</b>	Aprueba	Certifica Confirma Ratifica	Recomienda	Trabajo
	Despacha	Facilita	Cordina Expide	Trabajo
	Identifica	Clasifica	Analiza Describe	Trabajo
	Inspecciona	Audita Revisa Prueba Verifica	Examina Investiga Busca	Trabajo
	Etiqueta	Marca Identifica	Registra	Trabajo
	Mide	Calcula Pesa	Calibra	Trabajo
	Controla	Observa Regula Supervisa	Controla	Trabajo
	Revisa	Audita Analiza Examina Inspecciona	Comprueba Investiga Prueba Verifica	Trabajo
	Selecciona	Elige	Escoge	Trabajo
	Verifica	Confirma Documanta Valida	Establece Ratifica Concilia Apoya Prueba	Trabajo

Nota: Tomado de Trichler (2010).

Tabla 37.  
Acciones de procesamiento de defectos que no aportan valor añadido

	Acción	Sinónimo	Acciones correspondientes	Símbolo
Procesamiento de los defectos	Ajusta	Adapta	Acomoda	Trabajo
	Cambia	Ajusta Altera Modifica Corrige	Convierte Edita Revisa	Trabajo
	Mantiene	Limpia Repara	Repara	Trabajo
	Compatibiliza	Ninguno	Adapta Ajusta Determina	Trabajo
	Repara	Reparajo Vuelve a hacer el trabajo	Cambia Mantiene Revisa	Trabajo
	Devuelve	Restaura Restituye	Reemplaza	Trabajo
	Revisa	Corrige Edita Vuelve a hacer el trabajo	Ajusta Altera Cambia	Trabajo

Nota: Tomado de Trichler (2010).

**(i) Adaptar [SVA] (sin valor añadido)**

**Procesamiento de los desperdicios**

Según (Trishler, 2010), una acción requerida para procesar el “Scrap”; (componentes o productos que se han estropeado al manipularlos en los procesos) o el desperdicio es un paso que no aporta valor añadido. Son producto de un paso que se deben retirar o reciclar. La actividad de eliminar o quitar de en medio los desperdicios es una actividad que no aporta valor añadido Pág. 80.

Si fuese posible dependiendo del análisis de tiempo y de coste, se deberá ver la posibilidad de que un desperdicio pueda ser reciclado.

Tabla 38.  
Procesamiento de desperdicios que no aportan valor añadido

	Acción	Sinónimo	Acciones correspondientes	Símbolo
<b>Procesamiento de los desperdicios</b>	Elimina	Retira	Consigna Dispone de	Trabajo

Nota: Tomado de Trichler (2010).

## 2.20.2. Elementos de tiempo y de coste de los procesos

De acuerdo a Trishler (2010) “el último paso para el análisis del valor agregado consiste en calcular el tiempo en horas y coste de las actividades que aportan valor añadido al proceso, estos cálculos indican y establecen los valores que deben ser tomados como punto de referencia en la fase de diseño de un proceso de un proyecto” (p.85).

Para el cálculo del tiempo y el coste de las actividades es necesario identificar el tipo de actividad y si esta agrega o no valor al proceso, de acuerdo a las tablas anteriormente planteadas, con datos estadísticos e información que disponga la empresa como estudio de costos, y con cada una de las personas responsables de los procesos se establece el tiempo que cada uno de los empleados involucrados en realizar un proceso emplea para cumplir las actividades necesarias para realizar un determinado proceso. Para determinar el coste de las actividades se requiere de información de la nómina de sueldos de la empresa para determinar el costo de la hora de trabajo por empleado categorizado en cada una de las etapas funcionales en el estudio de costos. En la tabla 31 como ejemplo se presenta el resultado del estudio de costos 2015 de sueldos y salarios de la etapa de subtransmisión que se tomará en cuenta para la valoración de las actividades.

Tabla 39.  
Sueldos y salarios etapa de subtransmisión

SUBTRANSMISIÓN		Número de Empleados, según relación laboral. [#]					Sueldos y Salarios, según relación laboral. [USD\$-ANUAL]				
No.	Puesto Institucional	Servidor Público	Contratos / Ocasional	Código de trabajo	Servicio Profesional	Total	Servidor Público	Ocasional / Contratos	Código de trabajo	Servicio Profesional	Total
14	Ingeniero Eléctrico	1				1	12.490				12.490
15	Ingeniero Electrónico	1				1	11.590				11.590
19	Jefe de Departamento	1				1	22.321				22.321
22	Liniero			1		1			12.726		12.726
28	Secretaria	1				1	8.368				8.368
35	Ayudante de cuadrilla			1		1			13.625		13.625
36	Operador despacho de carga			4		4			50.811		50.811
37	Operador de Subestaciones		32	17		49		252.956	175.932		428.888
						<b>SUBTOTAL</b>				<b>SUBTOTAL</b>	<b>560.818</b>

Nota: Tomado de Estudio de Costos 2015 EMELNORTE

Una vez calculado el costo por hora de cada empleado se procede a distribuir los costos operacionales y los costos no operacionales de acuerdo a la ponderación que se le dé a cada actividad se presentan como ejemplo los costos por hora ponderados de la actividad "Elaboración del Estudio de Costos".

Tabla 40.  
Distribución de gastos operacionales

OPERACIONALES (COSTO DE LOS IMPUTS)									
COSTOS		MATERIALES DIRECTOS		MANTENIMIENTO		OTROS		TOTAL	
FACTOR DE ASOCIACION		UTILIZACIÓN		UTILIZACIÓN		UTILIZACIÓN			
CODIGO	PROCESO/SUBPROCESO/ACTIVIDAD	%	Monto	%	Monto	%	Monto	Monto	%
GES.5.1.1	Requerir Estudio de Costos	4,3%	0,19	4,3%	0,007571	4,3%	0,04	0,23	4,29%
GES.5.1.1	Disponer Elaboración de Estudio de Costos	1,4%	0,06	1,4%	0,002524	1,4%	0,01	0,08	1,43%
GES.5.1.2	Remitir disposición	1,4%	0,06	1,4%	0,002524	1,4%	0,01	0,08	1,43%
GES.5.1.3	Programar elaboración de Estudio de Costos	4,3%	0,19	4,3%	0,007571	4,3%	0,04	0,23	4,29%
GES.5.1.4	Remitir disposición de programación	1,4%	0,06	1,4%	0,002524	1,4%	0,01	0,08	1,43%
GES.5.1.5	Proyección de compra y venta de energía mensual	5,7%	0,25	5,7%	0,010094	5,7%	0,05	0,31	5,71%
GES.5.1.6	Cálculo de pérdidas de energía por etapa funcional	5,7%	0,25	5,7%	0,010094	5,7%	0,05	0,31	5,71%
GES.5.1.7	Solicitar información y elaboración de proyectos para Estudio de Cos	2,9%	0,12	2,9%	0,005047	2,9%	0,02	0,15	2,86%
GES.5.1.8	Remitir solicitud	1,4%	0,06	1,4%	0,002524	1,4%	0,01	0,08	1,43%
GES.5.1.9	Procesar información y elaborar fichas técnicas de los proyectos	7,1%	0,31	7,1%	0,012618	7,1%	0,06	0,38	7,14%
GES.5.1.10	Remitir información	1,4%	0,06	1,4%	0,002524	1,4%	0,01	0,08	1,43%
GES.5.1.11	Disponer la revisión de fichas técnicas	2,9%	0,12	2,9%	0,005047	2,9%	0,02	0,15	2,86%
GES.5.1.12	Remitir disposición	1,4%	0,06	1,4%	0,002524	1,4%	0,01	0,08	1,43%
GES.5.1.13	Programar revisión de fichas técnicas	5,7%	0,25	5,7%	0,010094	5,7%	0,05	0,31	5,71%
GES.5.1.14	¿Existe observaciones?	4,3%	0,19	4,3%	0,007571	4,3%	0,04	0,23	4,29%
GES.5.1.15	Consolidar información	5,7%	0,25	5,7%	0,010094	5,7%	0,05	0,31	5,71%
GES.5.1.16	Elaborar documento técnico de Estudios de Costos	5,7%	0,25	5,7%	0,010094	5,7%	0,05	0,31	5,71%
GES.5.1.17	Remitir Estudio de Costos	1,4%	0,06	1,4%	0,002524	1,4%	0,01	0,08	1,43%
GES.5.1.18	Revisar informe de Estudio de Costos	4,3%	0,19	4,3%	0,007571	4,3%	0,04	0,23	4,29%
GES.5.1.19	Remitir información	2,9%	0,12	2,9%	0,005047	2,9%	0,02	0,15	2,86%
GES.5.1.20	Realización de oficio para envío de Estudio de Costos al ARCONEL	2,9%	0,12	2,9%	0,005047	2,9%	0,02	0,15	2,86%
GES.5.1.21	Tramitar envío de oficio	2,9%	0,12	2,9%	0,005047	2,9%	0,02	0,15	2,86%
GES.5.1.22	Revisión del Plan de Estudio de Costos	4,3%	0,19	4,3%	0,007571	4,3%	0,04	0,23	4,29%
GES.5.1.23	¿Existe observaciones?	4,3%	0,19	4,3%	0,007571	4,3%	0,04	0,23	4,29%
GES.5.1.24	Reajuste y Aprobación de Estudio de Costos	5,7%	0,25	5,7%	0,010094	5,7%	0,05	0,31	5,71%
GES.5.1.25	Ejecutar Estudio de Costos	5,7%	0,25	5,7%	0,010094	5,7%	0,05	0,31	5,71%
GES.5.1.26	Archivar	2,9%	0,12	2,9%	0,005047	2,9%	0,02	0,15	2,86%
<b>TOTAL</b>		<b>100%</b>	<b>4,37</b>	<b>100%</b>	<b>0,176649</b>	<b>100%</b>	<b>0,847263</b>	<b>5,39</b>	<b>100%</b>

Tabla 41.  
Distribución de gastos no operacionales

NO OPERACIONALES									
GASTOS		SERVICIOS BÁSICOS		SERVICIOS AFINES		CONTRATOS		TOTAL	
FACTOR DE ASOCIACION		UTILIZACIÓN		UTILIZACIÓN		UTILIZACIÓN			
CODIGO	PROCESO/SUBPROCESO/ACTIVIDAD	%	Monto	%	Monto	%	Monto	Monto	%
GES.5.1.1	Requerir Estudio de Costos	4,29%	0,01	4,29%	0,01	4,29%	0,03	0,06	5,26%
GES.5.1.1	Disponer Elaboración de Estudio de Costos	1,43%	0,00	1,43%	0,00	1,43%	0,01	0,02	1,75%
GES.5.1.2	Remitir disposición	1,43%	0,00	1,43%	0,00	1,43%	0,01	0,02	1,75%
GES.5.1.3	Programar elaboración de Estudio de Costos	4,29%	0,01	4,29%	0,01	4,29%	0,03	0,06	5,26%
GES.5.1.4	Remitir disposición de programación	1,43%	0,00	1,43%	0,00	1,43%	0,01	0,02	1,75%
GES.5.1.5	Proyección de compra y venta de energía mensual	5,71%	0,02	5,71%	0,01	5,71%	0,04	0,08	7,02%
GES.5.1.6	Cálculo de pérdidas de energía por etapa funcional	5,71%	0,02	5,71%	0,01	5,71%	0,04	0,08	7,02%
GES.5.1.7	Solicitar información y elaboración de proyectos para Estudio de Costo	2,86%	0,01	2,86%	0,01	2,86%	0,02	0,04	3,51%
GES.5.1.8	Remitir solicitud	1,43%	0,00	1,43%	0,00	1,43%	0,01	0,02	1,75%
GES.5.1.9	Procesar información y elaborar fichas técnicas de los proyectos	7,14%	0,02	7,14%	0,02	7,14%	0,05	0,09	8,77%
GES.5.1.10	Remitir información	1,43%	0,00	1,43%	0,00	1,43%	0,01	0,02	1,75%
GES.5.1.11	Disponer la revisión de fichas técnicas	2,86%	0,01	2,86%	0,01	2,86%	0,02	0,04	3,51%
GES.5.1.12	Remitir disposición	1,43%	0,00	1,43%	0,00	1,43%	0,01	0,02	1,75%
GES.5.1.13	Programar revisión de fichas técnicas	5,71%	0,02	5,71%	0,01	5,71%	0,04	0,08	7,02%
GES.5.1.14	¿Existe observaciones?	4,29%	0,01	4,29%	0,01	4,29%	0,03	0,06	5,26%
GES.5.1.15	Consolidar información	5,71%	0,02	5,71%	0,01	5,71%	0,04	0,08	7,02%
GES.5.1.16	Elaborar documento técnico de Estudios de Costos	5,71%	0,02	5,71%	0,01	5,71%	0,04	0,08	7,02%
GES.5.1.17	Remitir Estudio de Costos	1,43%	0,00	1,43%	0,00	1,43%	0,01	0,02	1,75%
GES.5.1.18	Revisar informe de Estudio de Costos	4,29%	0,01	4,29%	0,01	4,29%	0,03	0,06	5,26%
GES.5.1.19	Remitir información	2,86%	0,01	2,86%	0,01	2,86%	0,02	0,04	3,51%
GES.5.1.20	Realización de oficio para envío de Estudio de Costos al ARCONEL	2,86%	0,01	2,86%	0,01	2,86%	0,02	0,04	3,51%
GES.5.1.21	Tramitar envío de oficio	2,86%	0,01	2,86%	0,01	2,86%	0,02	0,04	3,51%
GES.5.1.22	Revisión del Plan de Estudio de Costos	4,29%	0,01	4,29%	0,01	4,29%	0,03	0,06	5,26%
GES.5.1.23	¿Existe observaciones?	4,29%	0,01	4,29%	0,01	4,29%	0,03	0,06	5,26%
GES.5.1.24	Reajuste y Aprobación de Estudio de Costos	5,71%	0,02	5,71%	0,01	5,71%	0,04	0,08	7,02%
GES.5.1.25	Ejecutar Estudio de Costos	5,71%	0,02	5,71%	0,01	5,71%	0,04	0,08	7,02%
GES.5.1.26	Archivar	2,86%	0,01	2,86%	0,01	2,86%	0,02	0,04	3,51%
<b>TOTAL</b>		<b>100%</b>	<b>0,316188</b>	<b>100%</b>	<b>0,256694</b>	<b>100%</b>	<b>0,754429</b>	<b>1,08</b>	<b>100%</b>

En vista que se requiere los datos en horas se presenta una tabla donde se calcula el equivalente decimal de la fracción de hora que se emplea para realizar ciertas actividades frecuentes para que sirva de guía en el llenado de los registros de acuerdo al siguiente detalle.

Tabla 42.  
Equivalente de minutos en decimal de horas

Fracción de hora		Equivalente decimal	
5	MINUTOS	0,08	HORAS
10	MINUTOS	0,17	HORAS
20	MINUTOS	0,33	HORAS
30	MINUTOS	0,50	HORAS
40	MINUTOS	0,67	HORAS
50	MINUTOS	0,83	HORAS
60	MINUTOS	1	HORAS

Tabla 43.  
Equivalente de días en decimal de horas

DIAS		Equivalente en horas	
1	DÍAS	8	HORAS
2	DÍAS	16	HORAS
3	DÍAS	24	HORAS
4	DÍAS	32	HORAS
5	DÍAS	40	HORAS
10	DÍAS	80	HORAS
15	DÍAS	120	HORAS
30	DÍAS	240	HORAS
240	DÍAS	1920	HORAS

Con la valoración de las actividades y la estimación de tiempos que se emplean para realizar cada una de las actividades, se procede a llenar la siguiente tabla donde se calcula finalmente el total de actividades (TA), tiempo del ciclo del proceso (TC), porcentaje del tiempo de espera (TE), porcentaje del valor agregado (VA), porcentaje sin valor agregado y relación de empoderamiento.



## GLOSARIO DE TERMINOS.

<i>ARCONEL:</i>	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
<i>A:</i>	Serie Uniforme (pago, anualidad)
<i>B/C:</i>	Relación Beneficio Costo
<i>CENACE:</i>	Corporación Centro Nacional de Control de Energía
<i>CENS:</i>	Cálculo de la Energía No Suministrada
<i>CNA:</i>	Consumo Nacional Aparente
<i>d:</i>	Tasa de descuento
<i>DAN:</i>	Diagrama de Acción de Negocio
<i>ENS:</i>	Energía No Suministrada
<i>EAP:</i>	Estructura Analítica del Proyecto
<i>EERNORTE</i>	Empresa Eléctrica Regional Norte EMELNORTE
<i>F:</i>	Valor Futuro
<i>I:</i>	Interés Simple
<i>i:</i>	Tasa de interés
<i>ILPES:</i>	Instituto Latinoamericano y del caribe de Planificación Económica y Social
<i>Matriz de Leopold</i>	Matriz para evaluar impactos ambientales
<i>MEER:</i>	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
<i>P:</i>	Valor Presente
<i>PEC:</i>	Programa de Cocción Eficiente
<i>PME:</i>	Plan Maestro de Electrificación
<i>PNVB:</i>	Plan Nacional del Buen Vivir
<i>Scrap:</i>	Componentes o productos que se han estropeado al manipularlos en los proceso
<i>SENPLADES:</i>	Secretaría Nacional de Planificación del Estado
<i>SNI:</i>	Sistema Nacional Interconectado
<i>SIG:</i>	Sistema de Información Georeferenciado
<i>Sumak kawsay:</i>	Buen Vivir
<i>SVA:</i>	Sin Valor Agregado
<i>TRMA:</i>	Tasa de Rendimiento Mínima Aceptable
<i>VA:</i>	Valor Anual
<i>VA:</i>	Valor Agregado
<i>VAA:</i>	Análisis de Valor Agregado
<i>VAMC:</i>	Valor Actual de Mínimo Costo
<i>VME:</i>	Valor Anual Medio Equivalente
<i>VAN:</i>	Valor Actual Neto o VPN Valor Presente Neto
<i>TER:</i>	Tasa Explícita de Retorno
<i>TIR:</i>	Tasa Interna de Retorno
<i>VP:</i>	Valor Presente
<i>VR:</i>	Valor Residual

## CAPÍTULO III METODOLOGÍA

### 3.1. Tipo de investigación

El proyecto de investigación se desarrolló dentro de una investigación cuantitativa que se fundamenta en acciones investigativas y la aplicación de instrumentos de medición y recopilación de información, los resultados fueron procesados para ser presentados en tablas estadísticas y gráficos descriptivos para determinar la incidencia de factores que caracterizan la gestión de proyectos eléctricos los mismos que permitan su elaboración y alternativas de solución al problema planteado.

### 3.2. Diseño de la investigación

El diseño se lo ejecuta en base a parámetros estadísticos, eléctricos, de ingeniería económica, e índices de interrupción necesarios para la evaluación de proyectos de sistema de subtransmisión, desarrollando de procedimientos y normas para su presentación aprobación y asignación de recursos.

### 3.3. Población y muestra

La población que se tomó en cuenta en esta investigación fueron los jefes departamentales y funcionarios de las Direcciones de Planificación, Distribución, financiera y ambiental del sector eléctrico, que tienen relación con la gestión de proyectos.

Tabla 45.  
Muestra de profesionales

<b>ESTRATO POBLACIONAL</b>	<b>#</b>
Funcionarios de ARCONEL	3
Directores de Planificación	5
Jefes de Estudios Eléctricos	2
Analistas Financieros	3
Ingenieros Eléctricos	3
Ingenieros Ambientales	2

Se utilizarán instrumentos de investigación como encuestas y entrevistas para el levantamiento de información.



### 3.4. Métodos, estrategias y técnicas de investigación

Los métodos que se utilizaron para el desarrollo de este trabajo de grado fueron:

#### Método teórico

Según Rosa (2010), “Son los métodos que se utilizan en la ciencia para explicar hechos que constituyan una teoría científica, denominado método general entre estos se utiliza el análisis para la construcción del marco teórico, la formulación de objetivos y estrategias, en donde se utiliza la síntesis, comparación, modelación, el método histórico lógico y el método científico” (p.35).

Este método se utilizó para analizar los posibles procedimientos aplicables para la elaboración estructural del modelo paramétrico.

#### Método empírico

De acuerdo a Raúl (2009), es el “Producto de la experiencia humana, dentro de este método está la entrevista, encuestas, observación, cuestionarios, test pruebas, todo elemento que sirve para obtener datos de campo; especialmente de informantes de primera mano como lo son los gestores de los proyectos de expansión de las Empresas de Distribución Eléctrica. Este tipo de investigación será utilizado para escoger los componentes estructurales de los proyectos eléctricos que serán analizados para evaluar el impacto social que estos producen” (p.25)

#### Método matemático

Según Rosa (2010), “Son los métodos que se utiliza para recopilar, sistematizar, y presentar los resultados básicamente a los pertenecientes al conocimiento estadístico descriptivo de donde se desea conocer la varianza, el error, estadística, polígonos de frecuencia gráficos circulares, manejo del Excel o algunos programas estadísticos” (p.40). Este se utilizó para determinar las formas de evaluar los diferentes proyectos técnica y económicamente factibles.

### 3.5. Procedimientos

Los procedimientos que se siguen para hacer el diagnóstico es el método científico; que utiliza una serie de estrategias y conjunto de procedimientos lógicos de la investigación para descubrir las relaciones internas y externas de los procesos de la realidad natural y social.

### 3.6. Valor práctico

Con este trabajo de grado se establecen procedimientos para la evaluación y presentación de proyectos eléctricos de subtransmisión al ARCONEL para su calificación y asignación de fondos dentro del Plan de Expansión por parte del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables necesarios para su implementación. Se determina las actividades que las personas dentro de los procesos que se relacionan con la evaluación de proyectos de subtransmisión deben realizar dentro del área de estudios eléctricos, mediante la reingeniería de procesos y con la ayuda de diagramas de acción de negocios, flujos funcionales, determinación de actividades que agregan o no agregan valor.

El trabajo de grado presenta un modelo paramétrico para la elaboración de proyectos de subtransmisión mediante el análisis del Estudio de Costos de EMELNORTE, variables financieras, eléctricas y de interrupciones mediante actividades desarrolladas en una hoja de cálculo de Excel, elaboración de memorias técnicas en formato SENPLADES en Word, utilización de programas computacionales para la modelación del sistema de subtransmisión y determinar el equipamiento necesario para mejorar las condiciones operativas del sistema a mediano y corto plazo, determinación del centro de carga de subestaciones, cálculo de pérdidas, todo esto para obtener una documentación técnica y económica que permita determinar la factibilidad de proyectos de subtransmisión con el fin de presentarla para su revisión y aprobación por parte de ARCONEL y la asignación de recursos del Presupuesto General del Estado para su implementación.

## CAPÍTULO IV. ANALISIS

### 4.1. Análisis e interpretación de resultados

A continuación se presenta la tabulación de la encuesta realizada a especialistas de planificación quienes realizan la evaluación de proyectos del sector eléctrico específicamente de la ARCONEL y las Empresas de Distribución, quienes realizan en cada uno de sus departamentos la actividad de reglamentar y presentar respectivamente los proyectos eléctricos de subtransmisión para el Plan Maestro de Electrificación.

Se realizó la encuesta a 3 funcionarios de la hoy Agencia ARCONEL y 14 profesionales de las empresas eléctricas Empresa Eléctrica Quito (EEQ), Empresa Eléctrica Regional Sur (ERRSSA), Empresa Eléctrica de Galápagos (ELECGALAPAGOS), Empresa Eléctrica del Cotopaxi (ELEPCO), Empresa Eléctrica de Guayaquil (CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIOS ELECTROGUAYAS), Empresa Eléctrica Guayas Los Ríos (CENEL EP GLR), Empresa Eléctrica El Oro (CENEL EP EL ORO), Empresa Eléctrica Riobamba (ERSA), Empresa Eléctrica Ambato (EEASA), de los cuales en promedio tienen 14 años de servicio en sus diferentes funciones de entre estas Directores de Planificación, Directores Técnicos, Jefes de Estudios Económicos, Superintendentes de planificación, Gerentes Técnicos, Analistas Financieras, Analistas Técnicos de Planificación.

En la encuesta realizada a funcionarios de ARCONEL y de las empresas de distribución, se abordaron factores técnicos, económicos, financieros y ambientales que se requiere para obtener información necesaria para presentar documentación necesaria para su revisión, aprobación y asignación de fondos para la implementación de proyectos.

En este contexto se analizan los siguientes aspectos enmarcados en el desarrollo de proyectos eléctricos de subtransmisión que se encuentran dentro de la encuesta realizada.

## 1. Parámetros técnicos para la implementación de proyecto de subtransmisión.

Tabla 46.

Parámetros técnicos en proyectos de subtransmisión.

PREGUNTA No.1	ENCUESTADOS	FRECUENCIA	PORCENTAJE
a.- Cargabilidad del transformador de potencia	17	13	76,47%
b.- Nivel de voltaje en el alimentador	17	8	47,06%
c.- Confiabilidad del sistema	17	13	76,47%
d.- Vida Útil	17	1	5,88%
e.- No responde	17	2	11,76%

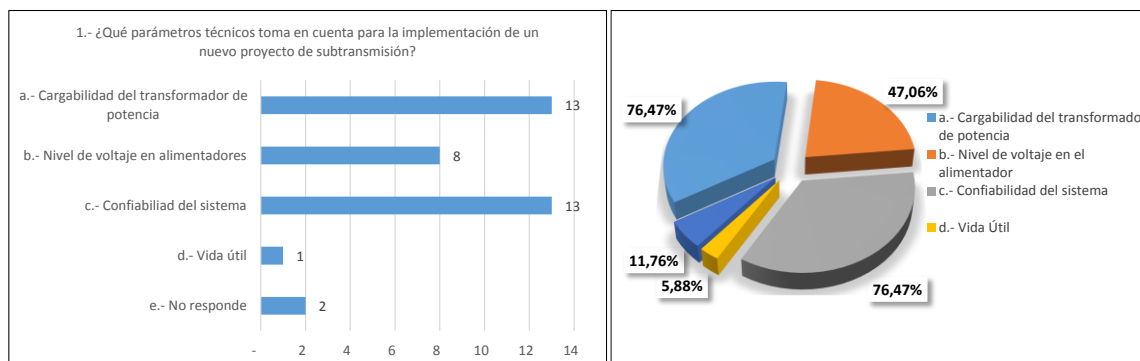


Ilustración 28. Parámetros técnicos en proyectos de subtransmisión

Trece de los encuestados que representan el 76,47% toman en cuenta la cargabilidad del transformador y en un mismo número indican que la confiabilidad del sistema de subtransmisión es un indicativo para pensar en la implementación de nuevo equipamiento, según ELECTROBRAS (2010), “la cargabilidad del equipamiento debe tomarse entre el 70% al 80% de su potencia nominal” (p86); en EMELNORTE se considera el 80% de la cargabilidad para analizar el requerimiento de nuevo equipamiento. El 47,06% indican que las caídas del nivel de voltaje en el alimentador mayores a las permitidas se deben tomar en cuenta para la implementación de un nuevo proyecto, de acuerdo a Poveda (2010), “antes de pensar en la incorporación de un nuevo equipamiento para mejorar el nivel de voltaje se debe analizar antes acciones preliminares como transferencias de carga, instalación de reguladores de voltaje o capacitores” (p.50). La instalación de una subestación es la última opción, sin embargo esta es necesaria si los alimentadores son muy extensos o están cercanos a su potencia nominal, este inconveniente suele presentarse en zonas rurales, el 5,88% indican que se debe considerar la vida útil ya que es al final de este período donde se pierden características y propiedades como el aislamiento eléctrico; dos personas no responde de seguro por ser profesionales ambientales quienes no tienen conocimiento del tema.

## 2. Determinación del lugar donde se va a implementar un proyecto de subtransmisión

Tabla 47.  
Ubicación del proyecto de subtransmisión

PREGUNTA No.2	ENCUESTADOS	FRECUENCIA	PORCENTAJE
a.- Determinación del centro de cargas por microárea	17	8	47,06%
b.- Mediante la modelación del sistema eléctrico	17	9	52,94%

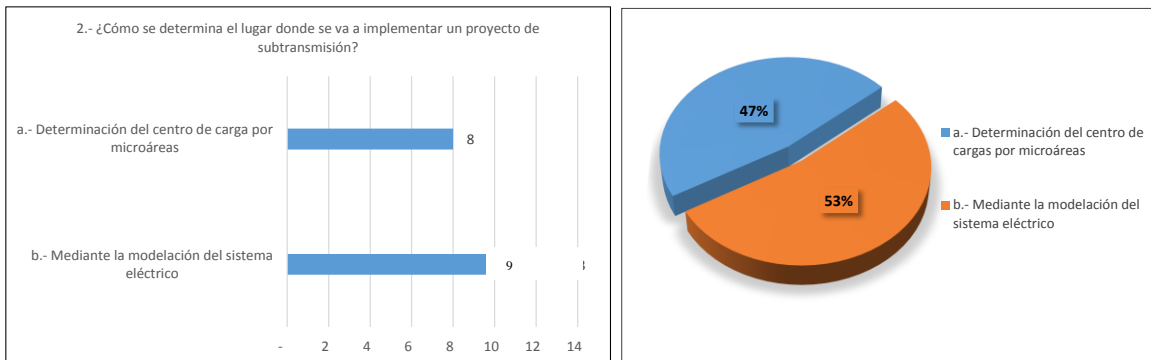


Ilustración 29. Ubicación del proyecto de subtransmisión

Ocho de los funcionarios que representan el 47,06% de los encuestados utilizan la determinación del centro de carga por microáreas para ubicar el lugar donde se va a implementar un proyecto de subtransmisión; 9 funcionarios que representan el 52,94% indican que utilizan la modelación del sistema eléctrico para la ubicación de la subestación esta hace que se pierda tiempo al querer encontrar un lugar para establecer un resultado óptimo de nivel de voltaje, por el contrario el método del centro de carga por microáreas dará un referente inmediato.

Poveda (2010) dice “El método de microáreas establece que la ubicación de una subestación de distribución se la determina mediante la densidad de carga eléctrica y este es el lugar óptimo para establecer caídas de tensión uniformes en cada alimentador” (p.20). El centro de carga es importante para repartir la energía a los abonados mediante alimentadores primarios en condiciones similares de caídas de voltaje y cargabilidad, alrededor de la subestación.

### 3. Métodos para la evaluación de proyectos

Tabla 48.  
Métodos de evaluación

PREGUNTA No.3	ENCUESTADOS	FRECUENCIA	PORCENTAJE
a.- Evaluación Técnica	17	17	100,00%
b.- Evaluación Económica	17	14	82,35%
c.- Evaluación Financiera	17	11	64,71%
d.- Evaluación Social	17	8	47,06%

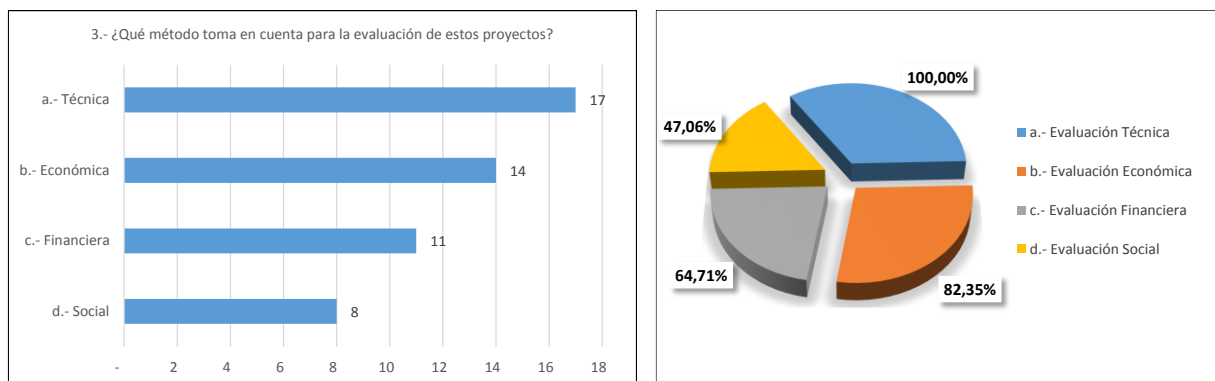


Ilustración 30. Métodos de evaluación

El 100% de los entrevistados realizan evaluaciones técnicas y los 82,35% económicas, mientras que el 64,71% utilizan el análisis financiero; las evaluaciones técnicas de acuerdo a ELECTROBRAS (2010), “establecen la operatividad del equipamiento como parte integral del sistema de subtransmisión en base al cálculo de la cargabilidad, niveles de voltaje, a través de simulación de condiciones operativas del sistema eléctrico previsto en cada alternativa, para un entendimiento de las cargas futuras año a año dentro de un horizonte de planeamiento” (p88); las evaluaciones económicas de acuerdo a Chain (2010), “Es una metodología simplificada que permite comparar de manera acertada los costos de diversas alternativas mediante flujos de caja” (p.90), adaptar estos métodos en el sector eléctrico es bastante complejo por lo que se debe incorporar parámetros e indicadores eléctricos a los tradicionales. Según Briseño (2014), “La evaluación financiera, establece la manera de conseguir financiamiento mediante préstamos con entidades bancarias” (p.35). En base a que empresas como EERCS y EEQ que tienen autonomía administrativa gestionan fondos mediante créditos para la realización de proyectos de subtransmisión; el 47,06% realizan un análisis social.

#### 4. Parámetros económicos en la evaluación económica de proyectos eléctricos

Tabla 49.  
Parámetros de evaluación

PREGUNTA No.4	ENCUESTADOS	FRECUENCIA	PORCENTAJE
a.- Valor presente neto	17	13	76,47%
b.- TIR	17	13	76,47%
c.- Relación beneficio costo	17	10	58,82%
d.- Período de recuperación	17	7	41,18%
e.- No responde	17	1	5,88%

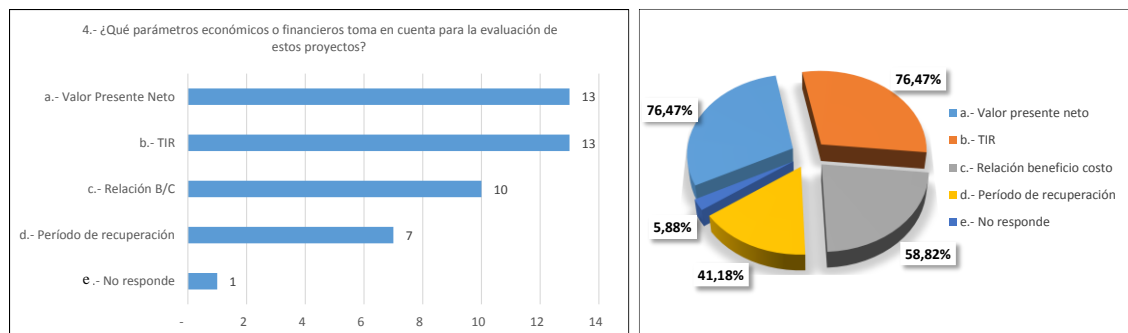


Ilustración 31. Parámetros de evaluación económica

El 76,47% de los encuestados indica que utilizan el Valor Presente Neto y el TIR para la evaluación de proyectos eléctricos de subtransmisión, según ELECTROBRAS (2010), “ el valor presente neto permite transportar las inversiones y costos del proyecto a un valor actual (año cero) y comparar las alternativas,..... la tasa interna de retorno identifica la rentabilidad mínima de una inversión, si este valor es mayor a la tasa de oportunidad o costo de capital el proyecto es rentable ” (p.98) el 58,82% utiliza la relación Beneficio Costo, según Chain (20110), “ representa la rentabilidad en términos relativos, centavos de dólar por cada dólar que se ha invertido” (p.33) y el 41,18% el período de recuperación; una persona no responde, se supone que no tomo en cuenta esta pregunta en la encuesta, de acuerdo a la investigación realizada, únicamente un índice económico no determina la mejor opción entre varias alternativas, se requiere la combinación de dos o tres para establecer el óptimo, en este trabajo de grado se analizó todos los índices para establecer la mejor alternativa en la evaluación de proyectos eléctricos de subtransmisión.

5. Parámetros técnicos que se toma en cuenta para la evaluación de estos proyectos.

Tabla 50.  
Parámetros técnicos para evaluación de proyectos

PREGUNTA No.5	ENCUESTADOS	FRECUENCIA	PORCENTAJE
a.- Conductor económico	17	7	41,18%
b.- Efecto corona	17	0	-
c.- Regulación de voltaje	17	12	70,59%
d.- Separación de conductores	17	4	23,53%
e.- Otros (especifique)	17	0	-
f.- Ninguno	17	2	11,76%

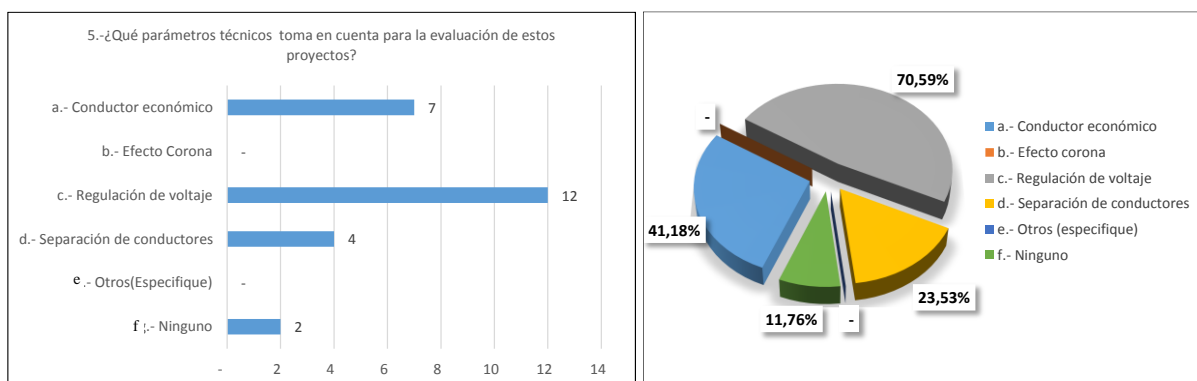


Ilustración 32. Parámetros técnicos en evaluación de proyectos

El 70,59% de los encuestados indican que el parámetro que toman en cuenta para la evaluación técnica es la regulación de voltaje, de acuerdo a ELECTROBRAS (2010), “ la regulación de tensión es la variación existente en un determinado punto del sistema entre la tensión máxima (sin carga) y la tensión mínima (con carga) en términos porcentuales esta variación se divide para la mínima y se la multiplica por 100” con los programas computacionales que posee EMELNORTE se puede calcular la regulación de voltaje en cualquier punto del sistema, el 41,18% utiliza el conductor económico, el 23,53% utiliza la separación de conductores, esto se refiere a la partición de uno o varios alimentadores largos para acortar su longitud e implícitamente mejorar el nivel de voltaje.

Dos personas responden que no utilizan ninguno de estos parámetros esto se supone que no son técnicos especializados en ingeniería eléctrica, ninguno responde la alternativa b; esto se debe a que el efecto corona esto se debe a que este efecto se presenta con mayor probabilidad en sistemas de transmisión donde los voltajes superan los 69 kV.



## 6. Parámetros sociales en la evaluación de los proyectos de subtransmisión

Tabla 51.

Parámetros sociales en proyectos de subtransmisión

PREGUNTA No.6	ENCUESTADOS	FRECUENCIA	PORCENTAJE
a.- Energía no suministrada	17	11	64,71%
b.- Costo operacional	17	3	17,65%
c.- Beneficio social	17	11	64,71%
d.- Otros (especifique)	17	0	-
e.- No responden	17	2	11,76%

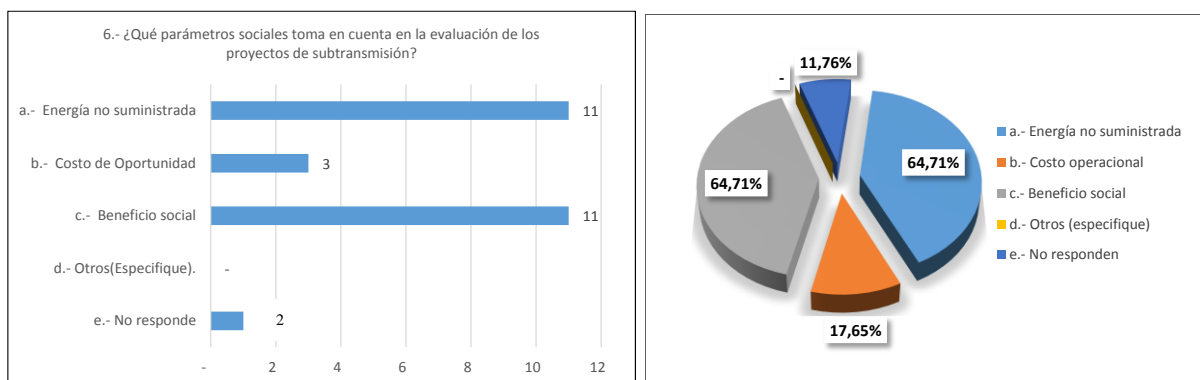


Ilustración 33. Parámetros sociales en proyectos eléctricos

El 64,71% de los encuestados toma en cuenta la energía no suministrada (ENS) de acuerdo a la Regulación CONELEC 004/001, esta energía se define como la energía que se deja de abastecer por una interrupción en el sistema eléctrico sea esta interna o externa, esta depende de los índices de interrupción y su método de cálculo está especificado en la regulación mencionada, el costo social de esta energía según Resolución No. 025/11 es de 153,3 ctvsUSD/kWh, el mismo porcentaje lo obtuvo el beneficio social y como parte de este es el pago que lo realizaría cada empresa de distribución con las penalizaciones que serán atribuidas a nivel nacional, una vez que se cree la regulación correspondiente y entre en vigencia.

El 17,65% considera que es necesario tomar en cuenta el costo de oportunidad, este costo está incluido en el pliego tarifario, el 11,76% (2 personas) no responden esta pregunta y ninguna especifica otro tipo de parámetro que se pueda aplicar, es importante considerar estos aspectos sociales dentro de la evaluación de proyectos de subtransmisión.

## 7. El impacto ambiental y los procedimientos ambientales legales en proyectos eléctricos

Tabla 52.  
Impacto Ambiental en proyectos eléctricos

PREGUNTA No.7	ENCUESTADOS	FRECUENCIA	PORCENTAJE
a.- Si	17	16	94,12%
b.- No	17	0	0,00%
c.- No responde	17	1	5,88%

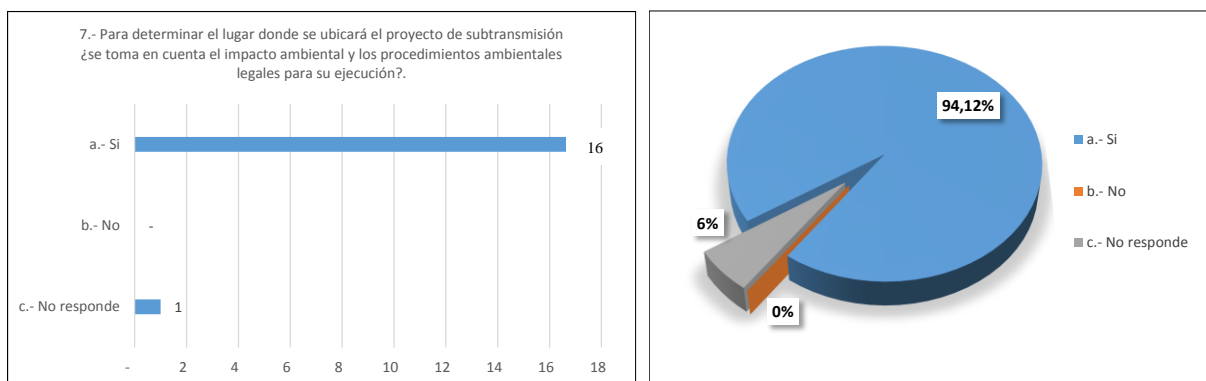


Ilustración 34. Impacto Ambiental en proyectos eléctricos

El 94,12 % de los encuestados indican que toman en cuenta el impacto ambiental y los procedimientos ambientales legales para la ejecución de proyectos, de acuerdo al libro VI de la calidad ambiental, que establece los procedimientos y regula las actividades y responsabilidades públicas y privadas en materia de calidad ambiental, se debe categorizar cada proyecto eléctrico dependiendo del nivel de voltaje, los proyectos de subtransmisión mayores a 40 kV y todas las líneas que atraviesan zonas de patrimonio de áreas naturales del estado, el sistema de bosques y vegetación protectores sin excepción requieren de estudio de impacto ambiental aspecto que debe ser tomado muy en cuenta debido a las exigencias tanto dentro de la Constitución como del Ministerio del Medio Ambiente quien es el rector del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental una persona el 5,88% no responde.

## 8. Personal técnico para realizar la evaluación de proyectos de subtransmisión

Tabla 53.

Personal a cargo de la evaluación de proyectos eléctricos

PREGUNTA No.8	ENCUESTADOS	FRECUENCIA	PORCENTAJE
a.- 1-3 personas	17	12	70,59%
b.- 4-6 personas	17	4	23,53%
c.- 7-9 personas	17	0	-
e.- más de diez personas (especifique)	17	0	-
f.- No responden	17	1	5,88%

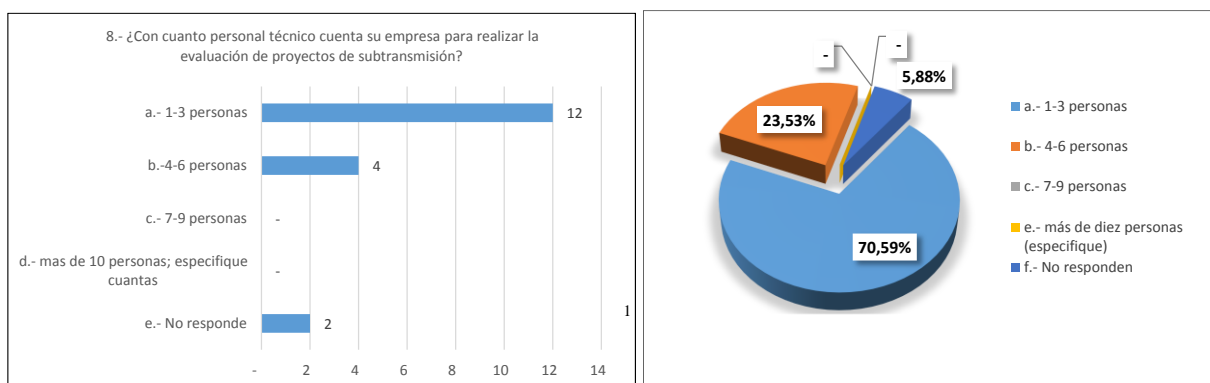


Ilustración 35. Personal a cargo de la evaluación de proyectos

El 70,59% tienen entre una a tres personas para realizar la evaluación de proyectos de subtransmisión, el 23,53% entre cuatro a seis personas, este porcentaje corresponde a grandes empresas de distribución como la Empresa Eléctrica Quito, Empresa Eléctrica de Guayaquil, Empresa Eléctrica Regional del sur y en donde la infraestructura es la más representativa en comparación con el resto de empresas distribuidoras; una persona (5,88%) no responde, en la Empresa Eléctrica Regional del Norte, gracias a la reestructuración de la Dirección de Planificación aprobada por el Directorio de EMELNORTE en el año 2015, esta área que contaba inicialmente con una persona ahora tiene 3 personas en el área de Estudios Eléctricos, personal necesario y suficiente para la evaluación de proyectos de subtransmisión y la consolidación de los proyectos de la empresa.

9. Programas computacionales utilizados para la evaluación de proyectos de subtransmisión.

Tabla 54.

Programas computacionales para evaluación de proyectos

PREGUNTA No.9	ENCUESTADOS	FRECUENCIA	PORCENTAJE
a.- Excel	17	5	29,41%
b.- CYME	17	4	23,53%
c.- Neplan	17	4	23,53%
d.- Spart Power	17	5	29,41%
e.- Cálculo económico	17	1	5,88%
f.- No responde	17	5	29,41%

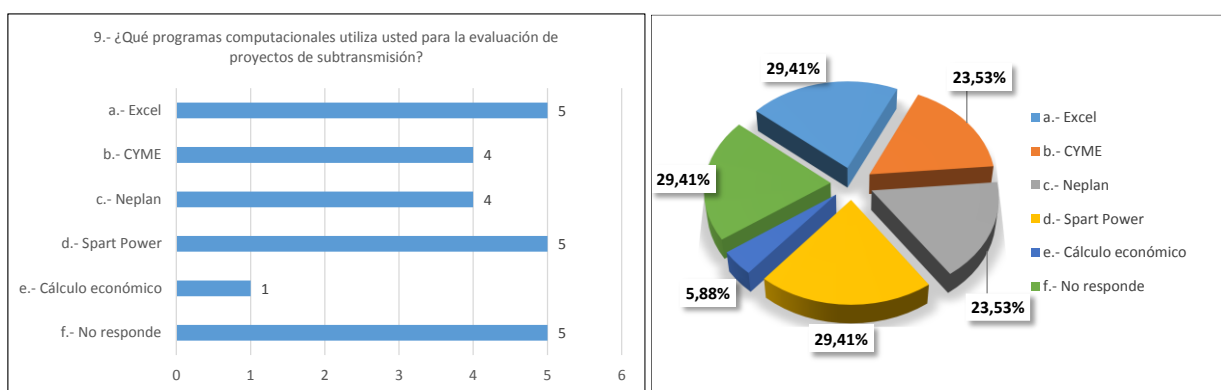


Ilustración 36. Uso de programas computacionales

El 29% utilizan el programa Excel y Spart Power, el 23,53% utiliza módulos de CYME y NEPLAN, el 5,88% realiza la evaluación económica con la ayuda de una calculadora, el único programa utilizado para la evaluación económica de proyectos es el Excel hoja de cálculo que tiene incorporado funciones financieras como herramientas para la evaluación económica de proyectos, las otras alternativas son programas computacionales para la modelación de sistema eléctricos necesarios la evaluación técnica como pérdidas, niveles de voltaje, conductor económico, cargabilidad de líneas de subtransmisión, transformadores de subestaciones entre otros, se investigará las funciones financieras del programa Excel para determinar los índices económicos de los proyectos eléctricos de subtransmisión, cinco funcionarios no responden esta pregunta

10. Políticas, objetivos y estrategias planteados en el Plan de Nacional del Buen Vivir en la evaluación de estos Proyectos.

Tabla 55.  
Políticas objetivos y estrategias del PNBV

PREGUNTA No.10	ENCUESTADOS	FRECUENCIA	PORCENTAJE
a.- Sí	17	14	82,35%
b.- No	17	2	11,76%
c.- No responde	17	1	5,88%

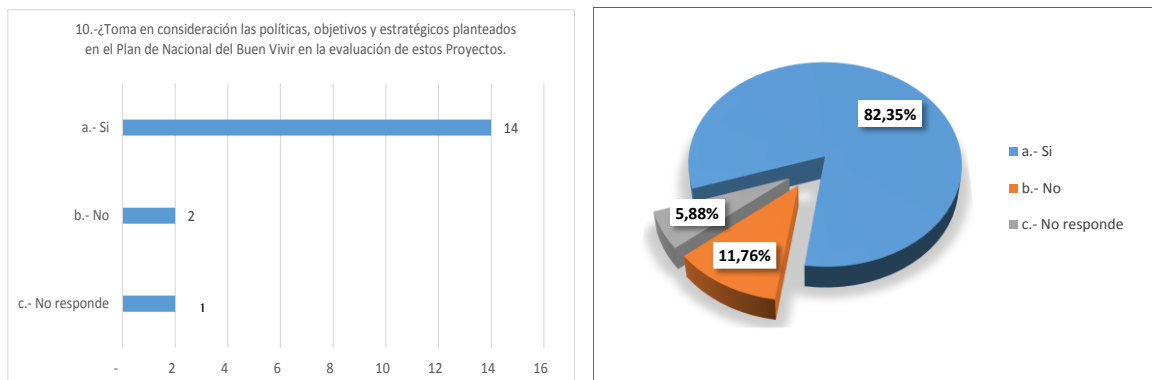


Ilustración 37. Políticas, objetivos y estrategias del PNBV

El 82,35% de los profesionales que se dedican a la evaluación de los proyectos eléctricos toman en consideración las políticas, objetivos y estrategias planteadas en el Plan Nacional del Buen Vivir, el 11,76% no las toma en cuenta y el 5,88% no responde, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) ha presentado lineamientos para los planes de inversión enmarcados en la política nacional con el propósito de cambiar la planificación tradicional por una planificación integral, basados en los objetivos y metas del Plan Nacional del Buen Vivir que se relacionan con el sector estratégico como lo es el sector eléctrico.

## 11. Utilización de formatos SENPLADES para presentación de proyectos

Tabla 56.  
Utilización de formatos SENPLADES

PREGUNTA No.11	ENCUESTADOS	FRECUENCIA	PORCENTAJE
a.- Si	17	16	94,12%
b.- No	17	0	0,00%
c.- No responde	17	1	5,88%

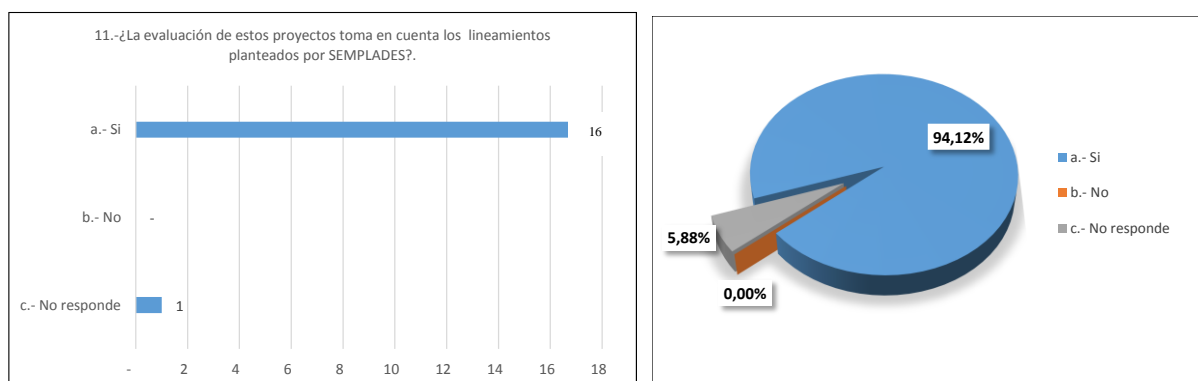


Ilustración 38. Utilización de formatos SENPLADES

El 100% responde que dentro de la evaluación de proyectos toma en cuenta los formatos planteados por SENPLADES, la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo norma la presentación de proyectos para la inclusión de programas y proyectos en los planes de inversión pública, y es quien administra y coordina en forma participativa, incluyente y descentralizada, utiliza el marco lógico matriz explicativa de objetivos, componentes actividades, indicadores, medios de verificación y supuestos del proyecto que permite al gestor y al evaluador tener una imagen global del proyecto propuesto y el resume los aspectos más importantes, por esta razón todos las empresas públicas deben presentar sus proyectos de inversión en este formato para su aprobación y asignación de recursos.

12. Régimen bajo un manual orgánico funcional o mediante un manual de procedimientos para evaluación de proyectos.

Tabla 57.

Régimen bajo un manual orgánico funcional

PREGUNTA No.12	ENCUESTADOS	FRECUENCIA	PORCENTAJE
a.- Si	17	7	41,18%
b.- No	17	5	29,41%
c.- No responde	17	5	29,41%

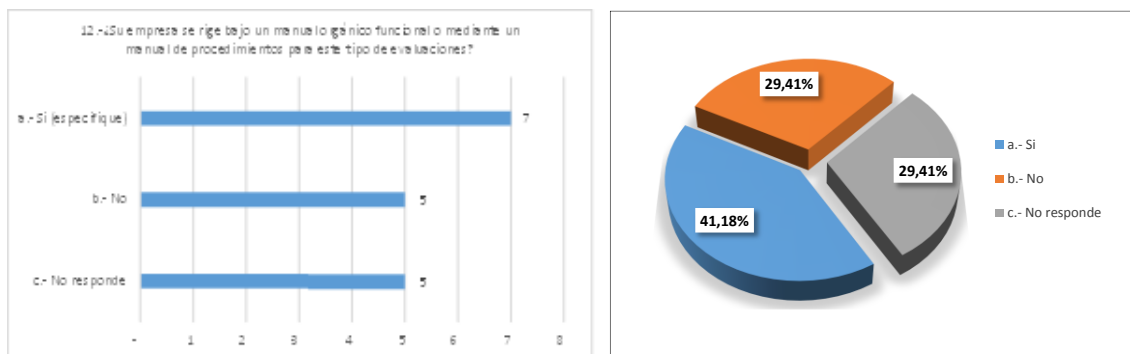


Ilustración 39. Régimen bajo un manual orgánico funcional

Se observa que el 41,18% de los encuestados se rigen por procedimientos de un manual orgánico funcional el 29,41% no se rige y el mismo porcentaje no contesta esta pregunta; es importante, dentro de una empresa tener una estructura orgánica funcional donde, el cumplimiento de las actividades les permitan desarrollar sus actitudes y habilidades de tal manera de ser competentes en su área de trabajo, implantar procedimientos ágiles y efectivos que sirvan de guía de las diferentes actividades mediante un levantamiento de procesos que le indiquen como realizar un trabajo específico dentro de un proceso de mejora continua.

Se observa que empresas que se rigen bajo un manual orgánico funcional, desarrollan un mayor número de proyectos con la documentación de respaldo técnica y económica bien sustentada en el menor tiempo posible, la agilidad para la elaboración de proyectos eléctricos depende de un conjunto de actividades perfectamente distribuidas que permitan a cada funcionario establecer la factibilidad de la implementación de proyectos eléctricos de subtransmisión.

13. Proyectos de subtransmisión que se han ejecutado de acuerdo a planes de expansión planteado en el período 2001-2015.

Tabla 58.

Porcentajes de proyectos ejecutados en el período 2001-2015

PREGUNTA No.13	ENCUESTADOS	FRECUENCIA	PORCENTAJE
a.- 0% - 20%	17	1	5,88%
b.- 20% - 40%	17	5	29,41%
c.- 40% - 60%	17	3	17,65%
d.- 60% - 80%	17	4	23,53%
e.- 80% - 100%	17	3	17,65%
f.- No responde	17	1	5,88%

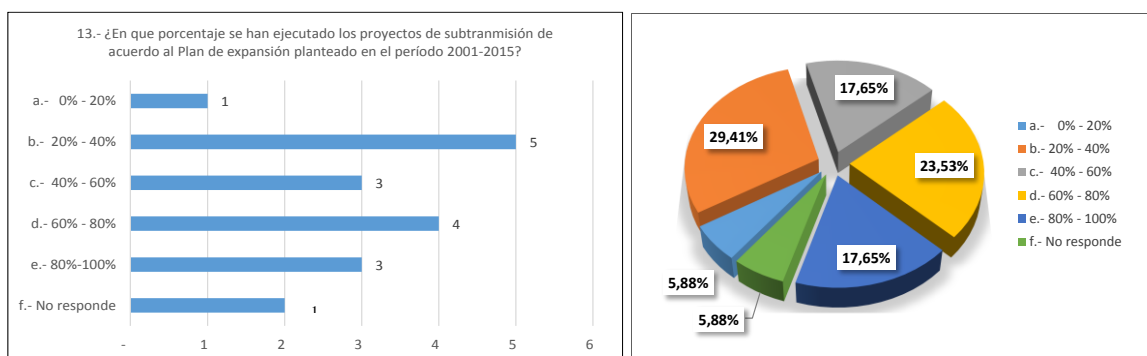


Ilustración 40. Porcentaje de ejecución de proyectos

Una empresa indica que de los proyectos de subtransmisión presentados en planes de expansión en el período 2001- 2015 se han aprobado un 20%; cinco empresas se han aprobado del 20 al 40%, tres entre el 40% al 60% cuatro entre el 60% al 80% y tres de los encuestados indica que el porcentaje de proyectos de subtransmisión se han ejecutado entre el 80% y 100%, cabe indicar que los últimos siete se rigen dentro de un manual orgánico funcional por lo que es importante destacar que es necesario realizar un levantamiento de procesos para mejorar las actividades y la efectividad de una empresa.



14. Recursos con los que cuentan las empresas eléctricas para la realización de estos proyectos.

Tabla 59.

Recursos con los que cuentan las empresas de distribución

PREGUNTA No.15	ENCUESTADOS	FRECUENCIA	PORCENTAJE
a.- Presupuesto General del Estado	17	15	88,24%
b.- Prestamo	17	0	-
c.- Otros (Especifique)	17	2	11,76%
d.- No responde	17	0	0,00%

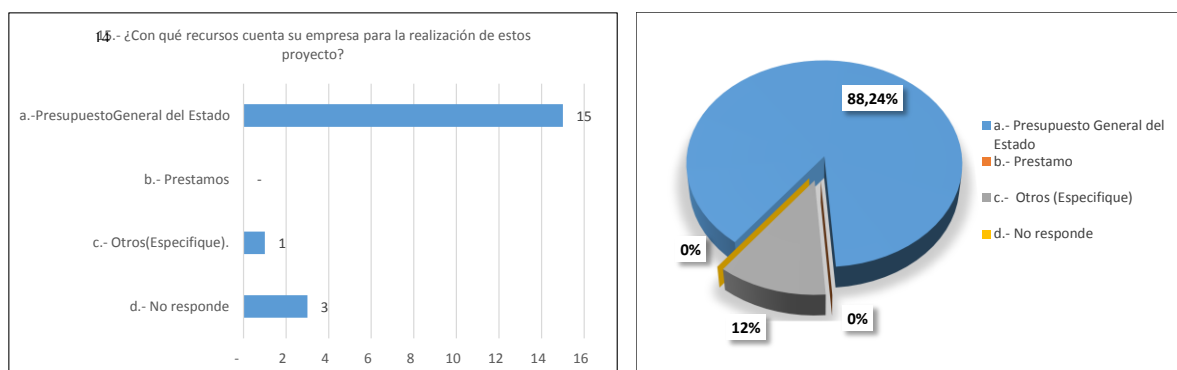


Ilustración 41. Recursos con los que cuentan las empresas de distribución

El 88,24% de los proyectos se los ha financiado con recursos del Presupuesto General del Estado desde el año 2008, desde que el que el gobierno mediante mandato constituyente 15 resolvió que los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión, y distribución, serán cubiertos por el Estado, y constarán obligatoriamente en el Presupuesto General, al igual que hoy lo indica la nueva ley de Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, en su Artículo 53. Sin embargo se observa que algunas empresas han utilizado recursos propios para financiar proyectos de subtransmisión, de la misma forma por ejemplo EMELNORTE aprovechó material que estaba en bodega valorado en 252.860 USD del Ex INECEL como fondo propio para el financiamiento de la construcción de la línea Chota – La Carolina y 1'337.447,25 USD con fondos del Estado para la construcción de esta línea de subtransmisión que alimenta la subestación La Carolina en la Cuenca del río Mira fondos que pueden ser catalogados como otros.

#### 15. La mejor gestión que las empresas han realizado para la ejecución proyectos de subtransmisión y en qué año

Dentro de las mejores gestiones se encuentran la construcción mediante la fase B2 del proyecto chino, la construcción de subestaciones y líneas de subtransmisión de la EERSSA en el año 2001, línea de subtransmisión a 69 kV y subestación Java de ELEPCO, construcción de una subestación y dos líneas de subtransmisión de ERSA en los años 2009 – 2010, y la gestión por parte de funcionarios de ARCONEL, para poder realizar proyectos de subtransmisión.

EMELNORTE ha realizado su mejor gestión en estos últimos 10 años con la incorporación de seis subestaciones entre las que se destacan, la Subestación San Agustín en el año 2001, la Subestación Cotacachi en el 2003, La Esperanza 2006, la Subestación San Vicente en el año 2010, la subestación La Carolina inaugurada en el año 2011, la subestación Alpachaca en el años 2012, y la subestación Ajaví en el años 2013 y una inaugurada en este año, la nueva subestación Atuntaqui.

#### 4.2. Discusión de resultados

Si bien es cierto que los recursos para proyectos eléctricos provienen del Presupuesto General del Estado, se deben considerar los ciertos criterios para que los proyectos de inversión de subtransmisión sea lo más óptimos y factibles de ejecutar, esto se obtienen realizando un análisis técnico económico que involucre un análisis integral de diferentes parámetros como: ubicación de la nueva subestación, proyección de la demanda, cargabilidad del transformador de potencia de la subestación, conductor económico, niveles de voltaje de los alimentadores, confiabilidad del sistema, e índices financieros como lo son el VAN, TIR, B/C, Retorno Económico, considerando aspectos sociales como el cálculo de la Energía No Suministrada y su costo, impacto ambiental y su reglamentación para el permiso de construcción respectivo.

Es importante desde el punto de vista técnico la utilización del formato SENPLADES, instrumento guía que define una estructura de presentación de proyectos bien definida y concisa considerando un enfoque teórico del Marco Lógico que permite sintetizar la propuesta y finalidad de un proyecto.

Se requiere de un levantamiento de procesos para determinar las actividades del nuevo personal que ingresará al área de Estudios Eléctricos de la Dirección de Planificación, quienes se encargarán de modelar el sistema eléctrico de EMELNORTE, determinar el requerimiento de nuevo equipamiento en el sistema de subtransmisión, realizar estudios eléctricos solicitados por las diferentes áreas y la revisión de proyectos que las diferentes áreas de EMELNORTE incluyan para ser considerados dentro del Plan de Expansión de la empresa que debe ser presentado al ARCONEL para su calificación y asignación de recursos por parte del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables.

#### 4.3. Contrastación de los resultados con las preguntas de investigación

Dentro de las preguntas de investigación planteadas en este trabajo de grado se tiene las siguientes:

¿Cuáles son los métodos y técnicas de evaluación de proyectos que pueden ser aplicados en los proyectos eléctricos de subtransmisión de EMELNORTE?

El análisis técnico de un proyecto considera la ubicación óptima, la cargabilidad, la vida útil del proyecto y la alternativa de su remplazo, el conductor económico que cumpla con condiciones óptimas de transporte de potencia con el menor impacto en pérdidas esto se lo realiza utilizando programas de modelación de sistemas eléctricos y programas computacionales para la ingeniería económica como herramientas que ayudan a determinar si un proyecto será factible de ejecutar desde el punto de vista técnico económico.

Los métodos y técnicas para la evaluación de proyectos eléctricos de subtransmisión se enmarcan básicamente dentro de la ingeniería económica para establecer mediante indicadores la factibilidad de un proyecto, este requiere de un

flujo de caja cuya valoración depende de parámetros particulares como son la demanda de potencia, las variaciones de pérdidas, energía eléctrica consumida, energía no suministrada, y su valoración mediante el Estudio de Costos aprobado por el ARCONEL.

¿Cómo levantar los procesos relacionados con la evaluación de proyectos eléctricos?

La reingeniería de procesos define a estos como una serie de actividades relacionadas entre sí que convierten los insumos en productos. Los procesos se componen de tres tipos principales de actividades; las que agregan valor (actividades importantes para los clientes); actividades de traspaso (las que mueven el flujo de trabajo a través de las fronteras que son principalmente funcionales, departamentales, u organizacionales); y las actividades de control (las que se crean en su mayor parte para controlar los traspasos a través de las fronteras mencionadas.

Los procesos se levantarán con personal que ha adquirido experiencia en el transcurso de sus años de servicio en la empresa y profesionales que realizan estudios eléctricos en el Departamento de Estudios Eléctricos, para esto se utiliza diagramas de acción de negocio, diagramas de flujo funcional, y reconocimiento de actividades que agregan o no agregan valor y su valoración, dentro de los procesos relacionados a la evaluación de procesos como son: la elaboración del Plan de Expansión, realización de estudios eléctricos, realización de análisis económicos, y trámite de licencia, permiso, o registro; por medio de este estudio se puede asignar funciones a cada una de las personas que se han integrado a la Dirección de Planificación.

## CAPÍTULO V.

### PROPUESTA

#### 5. LEVANTAMIENTO DE PROCESOS PARA UN MODELO DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE SUBTRANSMISIÓN

##### 5.1. Antecedentes

Mediante memorando Nro. EMELNORTE-PE-2013-0931-MM del 17 de diciembre del 2013, la Presidencia Ejecutiva dispone el cumplimiento de las recomendaciones de Exámenes Especiales FERUM 2011 y PMD 2011, de acuerdo con las resoluciones Nros. Nos. 13-2013-080 y 13-2013-081, en el que el Directorio de la Empresa avocó conocimiento de los informes de exámenes especiales: FERUM 2011 Y PMD 2011, realizados por Auditoría Interna; y, solicitó a esa área, presentar a la Administración un cronograma para el cumplimiento de las recomendaciones que se emiten en los informes señalados.

En lo que a la estructuración del área se refiere la recomendación Nro. 14 del Informe de Auditoría Interna de EMELNORTE que dice: “Disponga a la Dirección del Talento Humano realice el análisis funcional, estructural y económico pertinente, para implementar la Unidad de Estudios y Proyectos eléctricos en la empresa, con los suficientes recursos humanos y técnicos necesarios. Se deberá efectuar un análisis comparativo del funcionamiento de esta Unidad con otras empresas eléctricas del sector y políticas implementadas por el MEER sobre el tema. La creación de esta Unidad tendrá como objetivo el control y seguimiento del diseño, estudios y formulación de los proyectos de obras de Distribución, Subtransmisión y otros; así como la preparación de estudios técnicos y financieros de costos unitarios para la elaboración de presupuestos de los proyectos, es decir la empresa podrá contar con una unidad dinámica e independiente que genere información técnica y actualizada”

##### 5.2. Justificación

Con los antecedentes expuestos en el punto anterior, es necesario contar con el equipo de trabajo de Estudios Eléctricos, para lo cual se ha creado un puesto adicional de Ingeniero Eléctrico –Servidor 5, de acuerdo a la estructura orgánica propuesta para la Dirección de Planificación.

Dentro de la reestructuración de la Dirección de Planificación se requiere levantar las actividades las actividades que deben realizar los ingenieros de Estudios Eléctricos dentro de sus funciones en la Jefatura de Estudios Eléctricos de la Dirección de Planificación, mediante la aplicación de reingeniería de procesos.

Para que no haya impacto económico para financiar la partida de Ingeniero Eléctrico para Estudios Eléctricos se ha tomado dos partidas de Auxiliares de Electricidad la Dirección Comercial que no se están utilizando y la Empresa considera necesarias trasladarlas a la Dirección de Planificación.

El alcance del área de estudios eléctricos, se complementarían con el estudio de cortocircuitos, flujos de potencia, estabilidad estática, estabilidad transitoria, estudio de armónicos, coordinación de protecciones y seguimiento y control de los proyectos formulados por las áreas o Direcciones de la Empresa.

### 5.3. Base teórica

La Empresa Eléctrica Regional Norte EMELNORTE, sirve a sus abonados dentro de una área de concesión de 11.979 km<sup>2</sup>, que comprende las provincias del Carchi, Imbabura, cantones de Cayambe y Pedro Moncayo y parte de las provincias de Esmeraldas y Sucumbíos, con corte a julio del 2015 se registra 231.648 abonados.

EMELNORTE tiene dos puntos de conexión con el Sistema Nacional Interconectado, uno Bellavista en la ciudad de Ibarra (subestación Bellavista 138/69 kV de 132 MVA) y una en la ciudad de Tulcán (subestación Tulcán 138/69 kV de 30 MVA) de propiedad de CELEC TRANSELECTRIC EP.

Para atender el servicio de distribución de energía eléctrica se cuenta con **generación propia** (centrales hidroeléctricas propiedad de EMELNORTE: El Ambi, San Miguel de Car, La Playa y Buenos Aires); **generación local** (que corresponde a centrales hidroeléctricas que fueron devueltas a los municipios, centrales de generación particulares y generación fotovoltaica que se acogió a la Regulación CONELEC 001/13 “Generación Renovable no Convencional”), y la generación entregada por el **Sistema Nacional Interconectado** (energía que es suministrada

a cada una de las empresas eléctricas del país conectadas al sistema de transmisión mediante un anillo de 230 kV y líneas de transmisión de 138 kV), cuyo requerimiento se detalla a continuación.

Tabla 60.  
Requerimiento promedio mensual de energía año 2015

	REQUERIMIENTO MENSUAL					
	POTENCIA	ENERGÍA	COSTO TOTAL DE COMPRA	PRECIO MEDIO	COSTO DE DISTRIBUCIÓN	COSTO TOTAL
	[ MW ]	[ GWh ]	[ USD ]	[ Usctv/kWh ]	[ Usctv/kWh ]	[ Usctv/kWh ]
GENERACIÓN EN EL SNI	97,28	45,88	2.261.324,53	4,92	5,34	10,26
GENERACIÓN PROPIA (EMELNORTE)	12,00	6,03	144.742,57	2,40	5,34	7,74
GENERACIÓN LOCAL	0,60	0,38	17.659,36	4,70	5,34	10,04

**Precio Medio.**- Es el resultado de dividir el valor de la compra de generación en USD para la energía requerida en los puntos de conexión en el S.N.I.

**Costo de Distribución.**- Resultado del Estudio de Costos de Servicio Eléctrico 2015.

Tabla 61.  
Facturación promedio mensual año 2015

FACTURACIÓN MENSUAL		
ENERGÍA	FACTURACION	PRECIO VENTA
[ GWh ]	[ USD ]	[ Usctv/kWh ]
41,66	4.297.043,89	10,32

Para distribuir la energía a sus abonados EMELNORTE cuenta con la siguiente infraestructura:

Tabla 62.  
Infraestructura de EMELNORTE

INFRAESTRUCTURA	No.	Longitud ó Capacidad
Líneas de subtrasmisión	21	274,41 km
Subestaciones 69/13,8 kV	15	174,87 MVA
Redes Primarias	62	5533,08 km
Transformadores de distribución	14.868	388823 kVA
Redes Secundarias	-	5845,44 km
Acometidas	162.988	4673,4 km
Medidores	230.305	-
Luminarias	72.794	-

#### 5.4. Objetivos

- Identificar y registrar las actividades del proceso GES1. Planificación de la Expansión de la Empresa y el subproceso GES1.1 Realización del Plan Decenal de la Empresa.
- Identificar y registrar las actividades del proceso GES5. Gestión de Análisis Técnico, y de los subprocesos relacionados con la evaluación de proyectos de subtransmisión GES5.2 Realización de Estudios Eléctricos, el GES5.3 Realización de Estudios Económicos y GES5.6 Trámite de Licencia Ambiental, permiso o Registro.
- Diseñar un modelo paramétrico para la evaluación de proyectos de subtransmisión mediante la aplicación de métodos de análisis técnico económico

#### 5.5. Descripción de la propuesta

Diseñar un modelo paramétrico para la evaluación de proyectos de subtransmisión mediante la aplicación de métodos de análisis técnico económico para que dentro de Unidad de Estudios Eléctricos, aprobada por el Directorio de EMELNORTE, para que los ingenieros tengan las herramientas necesarias y pueda aplicarlas dentro de sus actividades y determinar cuáles de los proyectos eléctricos propuestos son factibles de construir para ser presentados a la ARCONEL para su calificación y asignación de fondos correspondientes.

#### 5.6. Beneficiarios

Las personas beneficiarias de este proyecto son los abonados de EMELNORTE, quienes requieren de un sistema eléctrico confiable con la capacidad necesaria para atender los requerimientos futuros que se proyecten para abastecer la demanda de sus abonados, cumpliendo las diferentes regulaciones emitidas por el CONELEC, en donde se exigen, niveles de confiabilidad, seguridad, reducción de pérdidas y calidad del servicio eléctrico.

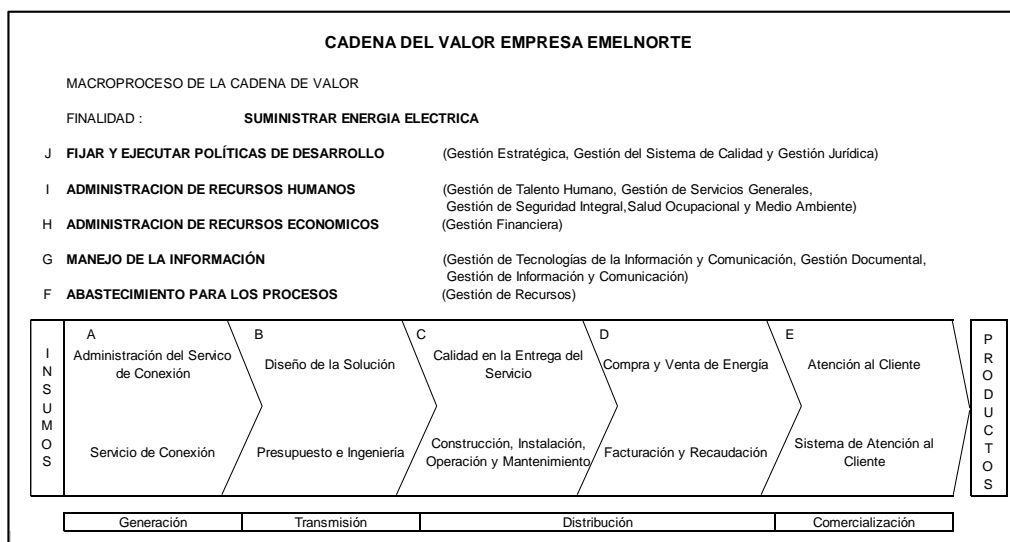


## 5.7. Diseño administrativo de la propuesta

### IDENTIFICACIÓN DEL MACROPROCESO ASOCIADO A LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS ELÉCTRICOS DE SUBTRANAMISIÓN.

La gestión por procesos aprobada por Directorio de la Empresa, manifiesta que es objetivo de la Dirección de Planificación: “Garantizar el suministro de energía eléctrica a los abonados de la Empresa Eléctrica del Norte, con calidad y continuidad, de acuerdo al crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la zona de concesión”. Esta consultoría estableció macroprocesos de valor agregado, estratégicos y de apoyo.

Dentro de los macroprocesos de apoyo esta la gestión estratégica que se encarga de administrar y controlar los planes organizacionales que permitan cumplir con leyes y reglamentos del Estado y gestión del sistema de calidad que permite asegurar la mejora continua de la calidad y del producto en el servicio de distribución de energía eléctrica, dentro de la Cadena de Valor de la Empresa Eléctrica EMELNORTE, el análisis de evaluación de proyectos de subtransmisión se enmarca dentro del macroproceso de apoyo “J”, Fijar y ejecutar políticas de desarrollo, en el macroproceso de Gestión Estratégica (GES).



*Ilustración 42. Cadena de valor propuesta para la empresa EMELNORTE*

### 5.7.1. Identificación de los procesos asociados a la evaluación de proyectos

Dentro del Macroproceso de Gestión Estratégica se desarrollan los siguientes procesos: Planificación de la Expansión de la Empresa, Gestión de Control en el Mercado Eléctrico, Planificación Estratégica, Planificación Operativa, Gestión de Análisis Técnico, Control Seguimiento y Evaluación Institucional, Mejoramiento e Innovación Institucional y Manejo de la información Estadística y Documental.

La evaluación de proyectos se enmarca dentro de los procesos GES1. Planificación de la Expansión de la Empresa, el subproceso GES1.1 Realización del Plan Decenal de la Empresa, el proceso GES5. Gestión de Análisis Técnico y los subprocesos GES5.2 Realización de Estudios Eléctricos, el GES5.3 Realización de Estudios Económicos y GES5.6 Trámite de Licencia Ambiental, permiso o Registro y se relaciona con las actividades que se desarrollan en la Dirección de Planificación..

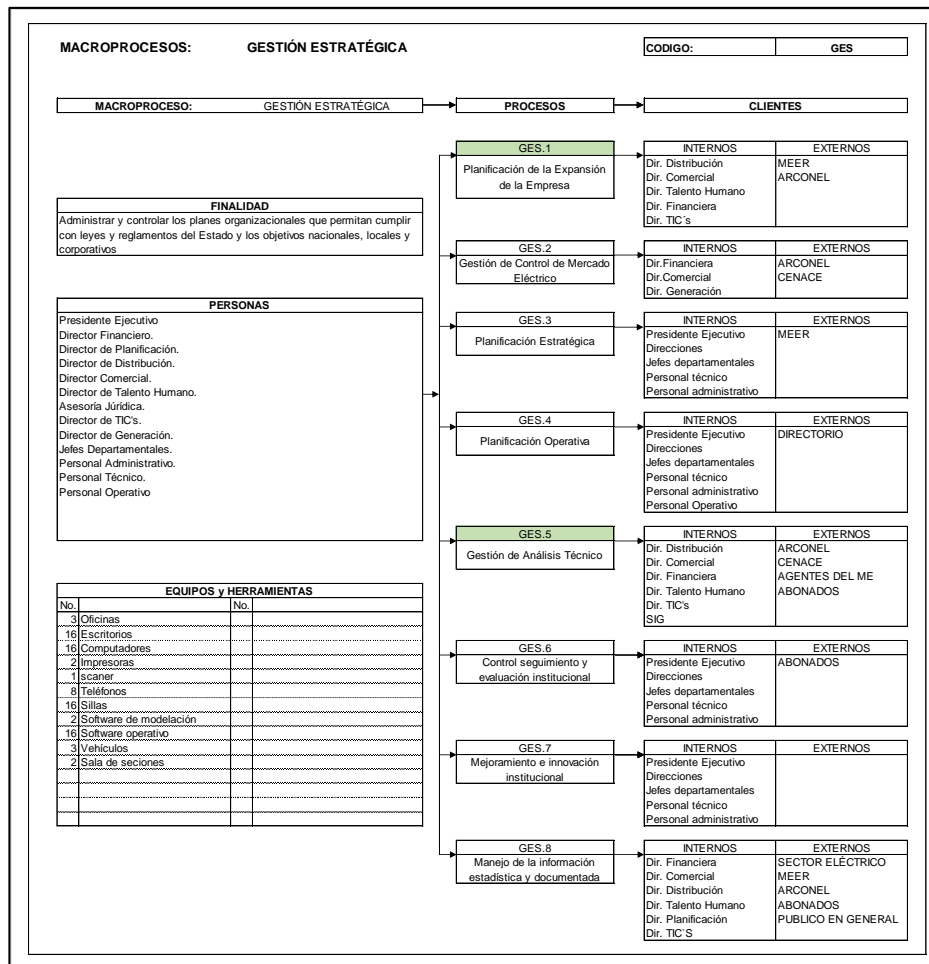


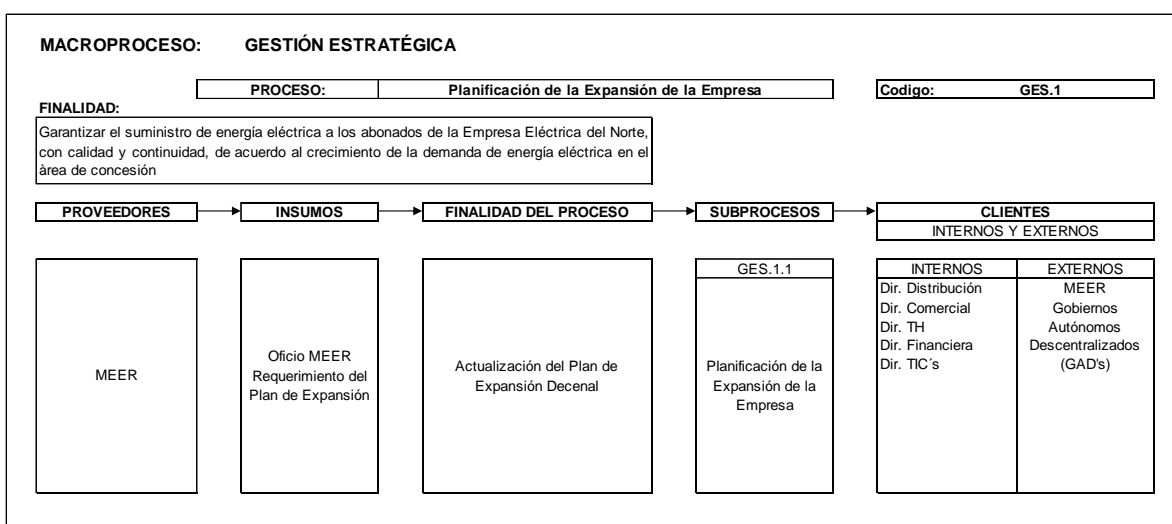
Ilustración 43. Macroproceso: Gestión Estratégica

## 5.7.2. Levantamiento del proceso del Plan de Expansión

El plan de expansión es un documento de gestión cuyo conjunto de proyectos se basan en modelaciones del sistema eléctrico para determinar los requerimientos necesarios para la implementación de subestaciones, líneas de subtransmisión, circuitos primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas y medidores, Inversiones Generales y sistemas de información necesarios para satisfacer el crecimiento de la demanda con niveles de confiabilidad reducción de pérdidas y calidad de servicio.

Tabla 63.

Subproceso: Planificación de la Expansión de la Empresa

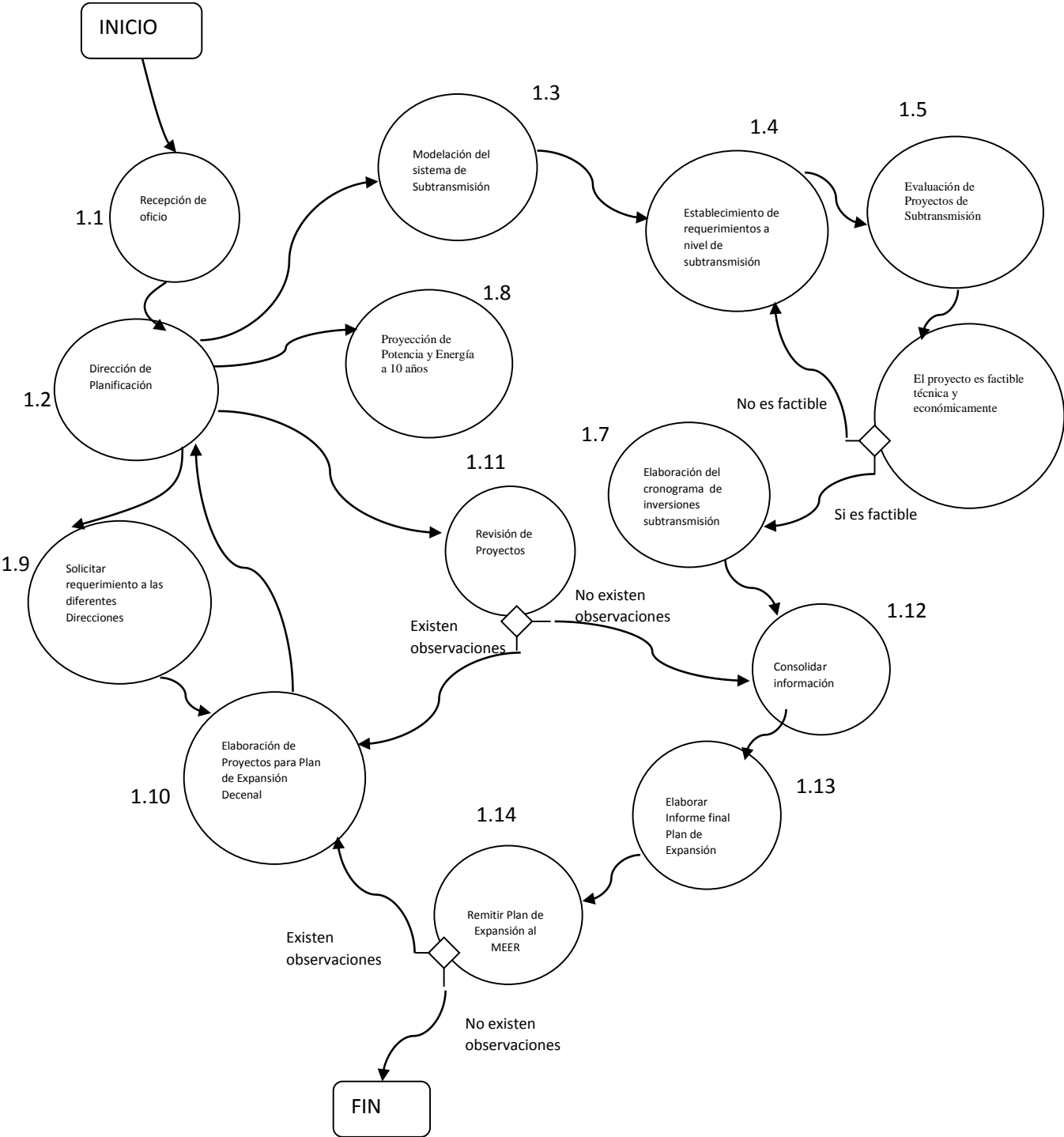


### DIAGRAMA DE ACCION DE NEGOCIOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN

El proceso del Plan de Expansión inicia con el requerimiento por parte del MEER el mismo que lo necesita como insumo para elaborar el Plan Maestro de Electrificación, el requerimiento es remitido a la Dirección de Planificación quien se encarga a nivel de proyectos de subtransmisión establecer la factibilidad de proyectos para reforzar el Sistema Eléctrico de EMELNORTE.

El diagrama de acción de negocios detalla los insumos y productos que cada área realizar para la elaboración del Plan de Expansión de la empresa el mismo que describe en forma general las actividades para obtener como producto un conjunto de proyectos eléctricos factibles técnica y económicamente para ser presentados al ARCONEL para su aprobación y asignación de recursos por parte del MEER.

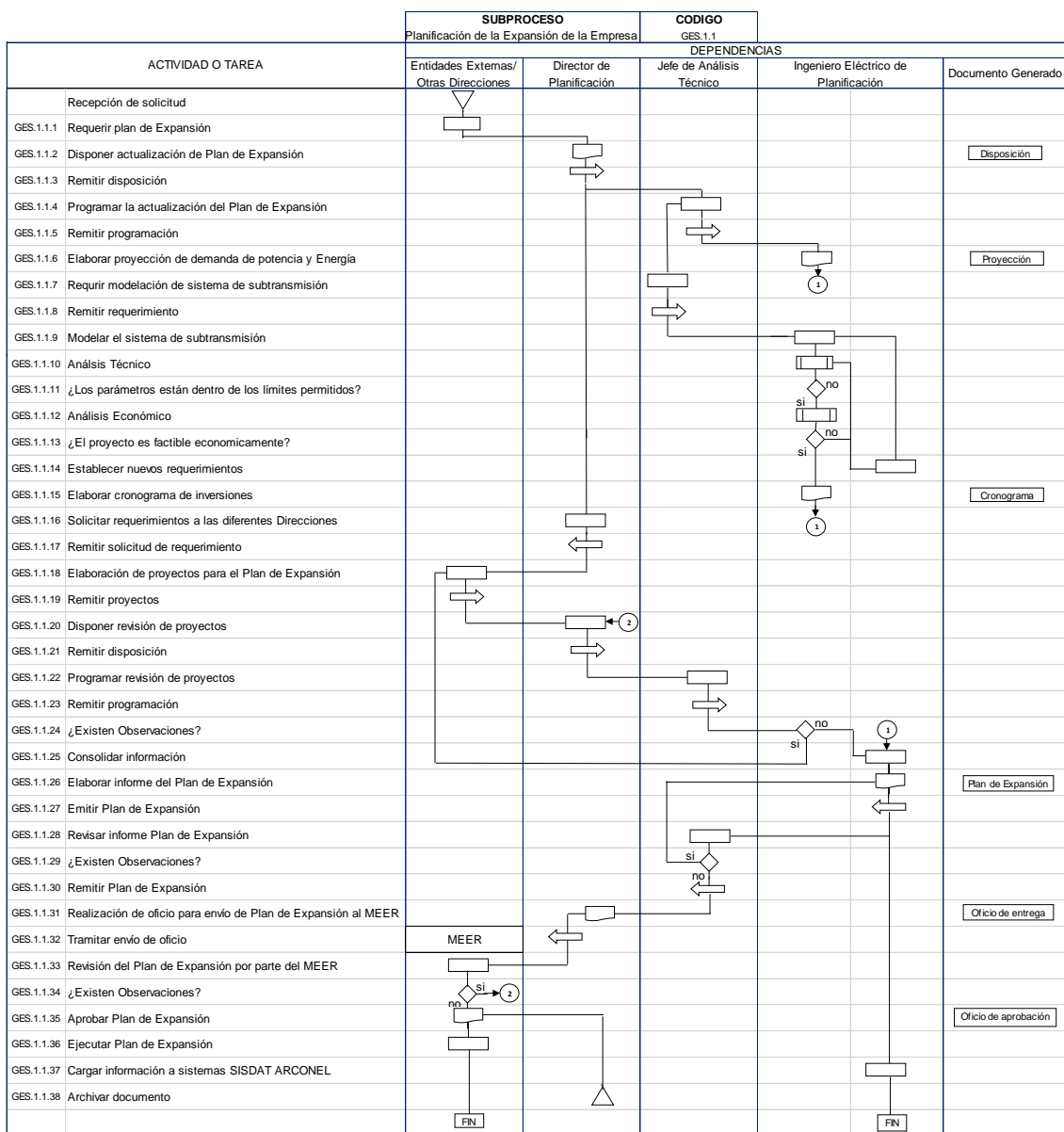
# GES.1.1 PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA EMPRESA



## DIAGRAMA DE FLUJO FUNCIONAL PARA LA PLANIFICACION DE LA EXPANSIÓN DE LA EMPRESA

El Diagrama de Flujo Funcional del Plan de Expansión es la descripción más detallada en forma ordenada y secuencial de las actividades o tareas entre las dependencias de trabajo que se realizan dentro de una determinada área indicando las actividades a desarrollar de cada una de las dependencias, responsables de las acciones y el documento que se genera.

### GES1.1 PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA EMPRESA



## Cálculo del valor agregado para el subproceso

Para el cálculo del valor agregado se requiere el distributivo de sueldos de EMELNORTE y su valoración, de acuerdo al Estudio de Costos 2015 ARCONEL este solicita se registre el personal por las siguientes etapas funcionales: Generación, Subtransmisión, Distribución, Comercial y Administración, además se encuentra el valor que percibe cada funcionario anualmente de acuerdo a su cargo, el número de trabajadores y su salario según su relación laboral y clasificados por etapa funcional, con esta información se ha calculado el sueldo que por hora percibiría el empleado, esto con el fin de determinar el costo de cada actividad en el proceso de planificación de la expansión de la empresa, se detalla tabla de la etapa funcional de Distribución y Administración el distributivo completo se presenta en el **ANEXO B**.

Tabla 64.  
Distributivo 2015 Empresa Eléctrica Regional Norte

Sueldos y Salarios Empresa Eléctrica Regional Norte														SUELDOS/EMPLEADO		
Año	Etapas funcional	Puesto Institucional	Número de Empleados, según relación laboral, [#]					Sueldos y Salarios, según relación laboral, [USD-ANUAL]					Mensual	Diario	Horario	
			Servidor Público	Contratos / Ocasional	Código de trabajo	Servicio Profesional	Total	Servidor Público	Ocasional / Contrato	Código de trabajo	Servicio Profesional	Total				
2015	DISTRIBUCIÓN	Director	1				1	33.600					33.600	2.800	140,00	17,50
2015	DISTRIBUCIÓN	Chofer	6	5	8		8	74.940	57.949	74.317			74.317	774	38,71	4,84
2015	DISTRIBUCIÓN	Ingeniero Eléctrico	1				1	14.442					14.442	1.204	60,18	7,52
2015	DISTRIBUCIÓN	Ingenieros	6				6	133.926					133.926	1.860	93,00	11,63
2015	DISTRIBUCIÓN	Jefe de Departamento	6				6	133.926					133.926	1.860	93,00	11,63
2015	DISTRIBUCIÓN	Jefe de Grupo	1				1	11.510		11.510			11.510	80	4,00	0,50
2015	DISTRIBUCIÓN	Linero	4	46	12		12	465.837	25.958	491.796			491.796	820	40,98	5,12
2015	DISTRIBUCIÓN	Operador Líneas Energizadas	10				10	106.856		106.856			106.856	851	44,57	5,57
2015	DISTRIBUCIÓN	Secretaria A	1				1	11.289					11.289	941	47,04	5,88
2015	DISTRIBUCIÓN	Secretaria B	4				4	29.202					29.202	608	30,42	3,80
2015	DISTRIBUCIÓN	Tecnólogo	1				1	12.830					12.830	1.069	53,46	6,68
2015	DISTRIBUCIÓN	Tecnólogo	1				1			13.489			13.489	1.124	56,21	7,03
2015	DISTRIBUCIÓN	Tecnólogo	16				16			192.190			192.190	1.001	50,05	6,26
2015	DISTRIBUCIÓN		Número de empleados -->					122					1.288.437	-	-	-
2015	DISTRIBUCIÓN												[ USD ] -->	-	-	-
2015	ADMINISTRACIÓN	Presidente Ejecutivo	1				1	49.200					49.200	4.100	205,00	25,63
2015	ADMINISTRACIÓN	Abogado	2				2	23.154					23.154	965	48,24	6,03
2015	ADMINISTRACIÓN	Administrativo	1	1			2	8.046		6.048			14.094	587	29,36	3,67
2015	ADMINISTRACIÓN	Analista	1				1	12.010					12.010	1.001	50,04	6,26
2015	ADMINISTRACIÓN	Analistas	9	2			11	103.833	22.288				126.121	955	47,77	5,97
2015	ADMINISTRACIÓN	Asistentes	3	1			4		7.660				7.660	638	31,92	3,99
2015	ADMINISTRACIÓN	Auxiliar Interno	3				3	36.240					36.240	1.007	50,33	6,29
2015	ADMINISTRACIÓN	Auxiliares	6		1		7	48.648		6.372			55.020	655	32,75	4,09
2015	ADMINISTRACIÓN	Auxiliar/enfermera Médico/Odontología	2				2			21.315			21.315	888	44,41	5,55
2015	ADMINISTRACIÓN	Ayudantes	3				3			26.530			26.530	737	36,85	4,61
2015	ADMINISTRACIÓN	Bodegueros	2				2	23.576					23.576	982	49,12	6,14
2015	ADMINISTRACIÓN	Choferes	1		4		4			30.340			30.340	632	31,60	3,95
2015	ADMINISTRACIÓN	Contador General	1				1	22.320					22.320	1.860	93,00	11,63
2015	ADMINISTRACIÓN	Coordinadores	1	1			2		22.100				22.100	1.842	92,08	11,51
2015	ADMINISTRACIÓN	Directores	5				5	164.400					164.400	2.740	137,00	17,13
2015	ADMINISTRACIÓN	Ingeniero Civil	1	1			2	13.140	11.144				24.284	1.012	50,59	6,32
2015	ADMINISTRACIÓN	Ingeniero Eléctrico	9	5			14	104.192	56.720				160.912	962	47,89	5,95
2015	ADMINISTRACIÓN	Ingeniero en Sistemas	8				8	95.943					95.943	999	49,97	6,25
2015	ADMINISTRACIÓN	Ingenieros	1				1	12.010					12.010	1.001	50,04	6,26
2015	ADMINISTRACIÓN	Jefes de Sección	6				6	71.265					71.265	990	49,49	6,19
2015	ADMINISTRACIÓN	Jefes Departamentales	10				10	209.022					209.022	1.742	87,09	10,89
2015	ADMINISTRACIÓN	Médico	1	1			2	19.080	19.080				38.160	1.593	78,59	9,94
2015	ADMINISTRACIÓN	Mensajero	1		1		2			12.004			12.004	1.000	50,02	6,25
2015	ADMINISTRACIÓN	Odontólogo	1				1	19.080					19.080	1.590	79,50	9,94
2015	ADMINISTRACIÓN	Operadores	1	4			4		20.168				20.168	420	21,01	2,63
2015	ADMINISTRACIÓN	Pagador	1	1			2	12.105	5.929				18.034	751	37,57	4,70
2015	ADMINISTRACIÓN	Periodista	2				2	20.533					20.533	656	42,78	5,35
2015	ADMINISTRACIÓN	Secretarías/os	13	1			14	115.130	5.929				121.059	721	36,03	4,50
2015	ADMINISTRACIÓN	Supervisores	3				3	9.413					9.413	261	13,07	1,63
2015	ADMINISTRACIÓN	Trabajadora Social	2	1			3	20.848	9.408				30.256	840	42,02	5,25
2015	ADMINISTRACIÓN	Auxiliar General	1				1	33.600					33.600	2.800	140,00	17,50
2015	ADMINISTRACIÓN	Asistente Jurídico	1				1	7.660					7.660	638	31,92	3,99
2015	ADMINISTRACIÓN	Asistente TICs	5	1			6	43.337	7.660				50.998	708	35,42	4,43
2015	ADMINISTRACIÓN	Inspector de campo	1		2		2			25.262			25.262	1.053	52,63	6,58
2015	ADMINISTRACIÓN	Auxiliar de Adquisiciones	3				3	26.475					26.475	735	36,77	4,60
2015	ADMINISTRACIÓN	Linero	1	1			2		6.240	9.055			15.295	637	31,87	3,98
2015	ADMINISTRACIÓN	Asistente de Contabilidad	8				8	78.737					78.737	820	41,01	5,13
2015	ADMINISTRACIÓN	Elaboradora de roles	1	1			2	9.782	7.660				17.442	727	36,34	4,54
2015	ADMINISTRACIÓN	Promotor Social	1	2			2		15.757				15.757	657	32,83	4,10
2015	ADMINISTRACIÓN		Número de empleados -->					146					1.766.449	-	-	-
2015	ADMINISTRACIÓN												[ USD ] -->	-	-	-
<b>TOTAL NÚMERO DE EMPLEADOS</b>							<b>268</b>	<b>TOTAL SUELDOS Y SALARIOS [ USD ]</b>					<b>3.024.887</b>			

Para el cálculo del sueldo horario se tomó como referencia la recomendación de UEMPRENDE que toma 20 días laborales en el mes y una jornada laboral de 8 horas al día para la distribución de los costos.

El valor agregado requiere calcular por hora los costos operacionales y no operacionales y distribuirlo para cada uno de los 74 procesos identificados en EMELNORTE, para esto se los identifica dentro de la información de Costos de Administración Operación y Mantenimiento que se encuentra en la Cartilla de Costos que solicita el ARCONEL, sin considerar la depreciación en vista de que a pesar de que sea un flujo contable, no es una salida real de dinero para la empresa, la depreciación en si es un desembolso virtual, adicionalmente, la cuenta de Sueldos y Salarios se la considera de forma separada ya que de ésta se tiene el distributivo que identifica el sueldo/empleo-hora y por etapa funcional y se puede realizar con esta información un distribución directa del costo de cada actividad dentro de un proceso, a continuación se detalla la distribución realizada.

Tabla 65.  
Costos operacionales y costos no operacionales

TIPO DE COSTO	CONCEPTO	DETALLE DE CUENTAS PARA DISTRIBUCIÓN	CUENTAS SEPARADAS
GASTOS OPERACIONALES	SUELDOS Y SALARIOS	SUELDOS Y SALARIOS	SUELDOS Y SALARIOS
GASTOS OPERACIONALES	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL	SOBRETIEPO, HORAS EXTRAS	
GASTOS OPERACIONALES	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL	SUBROGACIÓN	
GASTOS OPERACIONALES	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL	DÉCIMO TERCER SUELDO	
GASTOS OPERACIONALES	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL	DÉCIMO CUARTO SUELDO (Bono escolar)	
GASTOS OPERACIONALES	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL	GASTOS DE RESIDENCIA	
GASTOS OPERACIONALES	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL	FONDOS DE RESERVA	
GASTOS OPERACIONALES	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL	APORTES PATRONALES/CESANTÍA ADICIONAL/IECE/SETEC	
GASTOS OPERACIONALES	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL	INDEMNIZACIÓN POR JUBILACIÓN	
GASTOS OPERACIONALES	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL	PENSIÓN JUBILACION PATRONAL	
GASTOS OPERACIONALES	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL	GUARDERIA	
GASTOS OPERACIONALES	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL	BECAS ESTUDIANTILES	
GASTOS OPERACIONALES	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL	ESTUDIOS	
GASTOS OPERACIONALES	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL	CAPACITACIÓN	
GASTOS OPERACIONALES	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL	MOVILIZACIONES	
GASTOS OPERACIONALES	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL	PASAJES, VIÁTICOS, MOVILIZACIÓN Y SUBSISTENCIAS EN EL PAÍS	
GASTOS OPERACIONALES	MATERIALES	COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES PARA VEHÍCULOS Y MAQUINAS DE CONSTRUCCIÓN	
GASTOS OPERACIONALES	MATERIALES	MATERIALES (Eléctrico, plomería, carpintería, construcción)	
GASTOS OPERACIONALES	MATERIALES	SUMINISTROS Y ENSERES MENORES	
GASTOS OPERACIONALES	MATERIALES	HERRAMIENTAS	
GASTOS OPERACIONALES	MATERIALES	REPUESTOS Y ACCESORIOS	
GASTOS OPERACIONALES	MANTENIMIENTO	MANTENIMIENTO Y REPARACION	
GASTOS OPERACIONALES	OTROS GASTOS	DAÑOS Y PERJUICIOS A TERCEROS	
GASTOS OPERACIONALES	OTROS GASTOS	DEPRECIACIÓN	DEPRECIACIÓN
GASTOS OPERACIONALES	OTROS GASTOS	SEGUROS	
GASTOS OPERACIONALES	OTROS GASTOS	COMISIONES BANCARIAS	
GASTOS OPERACIONALES	OTROS GASTOS	CONTRIBUCIONES OFICIALES	
GASTOS OPERACIONALES	OTROS GASTOS	IMPUESTOS	
GASTOS NO OPERACIONALES	SERVICIOS BÁSICOS	SERVICIOS BÁSICOS	
GASTOS NO OPERACIONALES	SERVICIOS AFINES	ARRIENDO DE VEHÍCULOS Y SEMOVIENTES	
GASTOS NO OPERACIONALES	SERVICIOS AFINES	ARRIENDO DE EDIFICIOS, LOCALES Y TERRENOS	
GASTOS NO OPERACIONALES	SERVICIOS AFINES	ARRIENDO DE VEHÍCULOS Y SEMOVIENTES	
GASTOS NO OPERACIONALES	SERVICIOS AFINES	ASESORÍAS ESPECIALIZADAS Y/O TÉCNICAS	
GASTOS NO OPERACIONALES	SERVICIOS AFINES	CONTRATO DE OBRAS DE MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	
GASTOS NO OPERACIONALES	SERVICIOS AFINES	PUBLICIDAD, IMPRENTA, REPRODUCCIÓN Y PROPAGANDA	
GASTOS NO OPERACIONALES	SERVICIOS AFINES	AUDITORIA AMBIENTAL, ANÁLISIS DE RIESGOS	
GASTOS NO OPERACIONALES	SERVICIOS AFINES	TRANSPORTE DE VALORES	
GASTOS NO OPERACIONALES	CONTRATOS	SERVICIOS EXTERNOS DE AUDITORÍA	
GASTOS NO OPERACIONALES	CONTRATOS	ASEO Y LIMPIEZA	
GASTOS NO OPERACIONALES	CONTRATOS	SERVICIOS DE COMERCIALIZACION	
GASTOS NO OPERACIONALES	CONTRATOS	SERVICIO DE SEGURIDAD PRIVADA	

A continuación se procede a repartir los costos operacionales y no operacionales por etapa funcional debido a que en los diferentes procesos se requiere personal que realiza diferentes actividades en cada una de sus direcciones ya sean administrativas u operacionales por lo que hay que identificar qué tipo de

costo se ve involucrado en cada uno de los procesos por ejemplo los costos operacionales de mantenimiento se los realiza en la etapa funcional de distribución

Tabla 66.  
Distribución de gastos de Administración O&M por etapa funcional

TIPO DE GASTO	CONCEPTO	COSTO [USD]	ETAPA FUNCIONAL	DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO A ESTUDIO DE COSTOS [USD]
GASTOS OPERACIONALES	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL	5.818.811,32	GENERACIÓN	303.651,83
			SUBTRANSMISIÓN	360.094,17
			DISTRIBUCIÓN	1.368.067,14
			INSTALACIÓN SERVICIO	501.727,28
			COMERCIALIZACIÓN	1.243.987,24
			ADMINISTRACIÓN	2.041.283,66
GASTOS OPERACIONALES	MATERIALES	1.904.103,13	GENERACIÓN	58.640,46
			SUBTRANSMISIÓN	21.206,00
			DISTRIBUCIÓN	1.222.524,73
			INSTALACIÓN SERVICIO	32.578,19
			COMERCIALIZACIÓN	193.324,14
			ADMINISTRACIÓN	375.829,61
GASTOS OPERACIONALES	MANTENIMIENTO	367.105,95	GENERACIÓN	46.146,00
			SUBTRANSMISIÓN	-
			DISTRIBUCIÓN	81.765,90
			INSTALACIÓN SERVICIO	35.312,09
			COMERCIALIZACIÓN	94.922,78
			ADMINISTRACIÓN	108.959,18
GASTOS OPERACIONALES	OTROS GASTOS	1.510.995,85	GENERACIÓN	367.629,05
			SUBTRANSMISIÓN	10.820,00
			DISTRIBUCIÓN	150.000,00
			INSTALACIÓN SERVICIO	-
			COMERCIALIZACIÓN	11.200,00
			ADMINISTRACIÓN	971.346,80
GASTOS NO OPERACIONALES	SERVICIOS BÁSICOS	271.261,33	GENERACIÓN	79.711,33
			SUBTRANSMISIÓN	-
			DISTRIBUCIÓN	63.850,00
			INSTALACIÓN SERVICIO	-
			COMERCIALIZACIÓN	63.850,00
			ADMINISTRACIÓN	63.850,00
GASTOS NO OPERACIONALES	SERVICIOS	4.972.546,98	GENERACIÓN	24.236,01
			SUBTRANSMISIÓN	-
			DISTRIBUCIÓN	126.879,93
			INSTALACIÓN SERVICIO	-
			COMERCIALIZACIÓN	4.565.947,21
			ADMINISTRACIÓN	255.483,83
GASTOS NO OPERACIONALES	CONTRATOS	2.396.950,95	GENERACIÓN	251.301,05
			SUBTRANSMISIÓN	190.500,00
			DISTRIBUCIÓN	568.577,23
			INSTALACIÓN SERVICIO	86.297,35
			COMERCIALIZACIÓN	406.696,75
			ADMINISTRACIÓN	893.578,56
TOTAL		17.241.775,50	GENERACIÓN	1.479.565,81
			DISTRIBUCIÓN	15.762.209,68
GASTOS OPERACIONALES	SUELDOS Y SALARIOS	6.528.067,44	GENERACIÓN	348.250,08
			DISTRIBUCIÓN	6.179.817,36
DEPRECIACIÓN		4.980.374,27	GENERACIÓN	678.899,03
			DISTRIBUCIÓN	4.301.475,24
TOTAL		28.750.217,21	GENERACIÓN	2.158.464,84
			DISTRIBUCIÓN	26.591.752,36
TOTAL		28.750.217,21	TOTAL	28.750.217,21

Una vez identificados gastos operacionales y no operacionales dentro de los costos de administración operación y mantenimiento, se procede a agrupar el rubro de 17'241.775,50 USD por etapa funcional y en base al número de personas que participa en los diferentes procesos prorratear de acuerdo a su participación en los procesos ya sean estos de Generación, Distribución, Comercialización, Atención al Cliente o Administrativos.

La distribución se la realiza proporcionalmente al número de empleados que desarrollan cada una de las diferentes actividades dentro de un proceso con respecto al número de empleados totales que realizan un proceso dentro de una determinada etapa funcional, de acuerdo a las siguientes tablas.



El siguiente paso es calcular los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento por hora, considerando que se labora 20 horas al mes en una jornada de trabajo de 8 horas obteniendo el siguiente resultado.

Tabla 67.  
Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento por hora

ETAPA FUNCIONAL	GASTOS OPERACIONALES				GASTOS NO OPERACIONALES			TOTAL
	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL	MATERIALES	MANTENIMIENTO	OTROS GASTOS	SERVICIOS BASICOS	SERVICIOS AFINES	CONTRATOS	
GENERACIÓN	158,15	30,54	24,03	191,47	41,52	12,62	130,89	589,23
SUBTRANSMISIÓN	187,55	11,04	-	5,64	-	-	99,22	303,45
DISTRIBUCIÓN	712,53	636,73	42,59	78,13	33,26	66,08	296,13	1.865,45
INSTALACIÓN SERVICIO	261,32	16,97	18,39	-	-	-	44,95	341,62
COMERCIALIZACIÓN	647,91	100,69	49,44	5,83	33,26	2.378,10	211,82	3.427,05
ADMINISTRACIÓN	1.063,17	195,74	56,75	505,91	33,26	133,06	465,41	2.453,30
<b>TOTAL</b>	<b>3.030,63</b>	<b>991,72</b>	<b>191,20</b>	<b>786,98</b>	<b>141,28</b>	<b>2.589,87</b>	<b>1.248,41</b>	<b>8.980,09</b>

Una vez obtenidos los gastos de administración, operación y mantenimiento por hora estos se distribuyen en función del personal que interviene en cada uno de los procesos desagregados por etapa funcional y gastos operacionales y no operacionales de acuerdo al siguiente detalle.

Tabla 68.  
Gastos de Administración, O&M por hora en los Procesos

CÓDIGO	PROCESOS	EMPLEADOS POR ACTIVIDAD	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL		MATERIALES	MANTENIMIENTO	OTROS GASTOS	SERVICIOS BASICOS	SERVICIOS AFINES	CONTRATOS	TOTAL
			NUMERO	[USD]							
GE.1	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA HIDRÁULICA	11	16,92	18,54	14,59	116,25	25,21	7,68	79,47	14,23	367,74
GE.2	MANTENIMIENTO DE CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	11	62,13	12,00	9,44	75,22	16,31	4,96	51,42	231,48	231,48
SU.1	GESTIÓN DE PROYECTOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN	4	11,72	0,69	-	0,35	-	-	6,20	18,97	18,97
SU.2	OPERACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN	50	146,52	8,63	-	4,40	-	-	77,51	237,07	237,07
SU.3	GESTIÓN DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES	10	29,30	1,78	-	0,98	-	-	15,99	47,41	47,41
DS.1	GESTIÓN DE PROYECTOS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN	15	75,27	67,26	4,50	8,25	3,51	6,98	31,28	197,05	197,05
DS.2	FISCALIZACIÓN DE PROYECTOS	10	50,18	44,84	3,00	5,50	2,34	4,65	20,85	131,37	131,37
DS.3	SUPERVISIÓN, CONTROL Y SEGUIMIENTO DE PROYECTOS	10	50,18	44,84	3,00	5,50	2,34	4,65	20,85	131,37	131,37
DS.4	OPERACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	42	210,75	188,33	12,60	23,11	9,84	19,55	87,59	551,75	551,75
DS.5	MANTENIMIENTO DE REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN	50	250,89	224,30	15,00	27,51	11,71	23,27	104,27	656,85	656,85
DS.6	GESTIÓN DEL SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA	15	75,27	67,26	4,50	8,25	3,51	6,98	31,28	197,05	197,05
COM.1	ATENCIÓN DE NUEVOS CLIENTES	50	108,88	7,07	7,66	-	-	-	18,73	142,34	142,34
COM.2	FACTURACIÓN	22	121,83	18,93	9,30	1,10	6,25	44,16	39,83	644,40	644,40
COM.3	REGULACIÓN	20	110,75	17,21	8,45	1,00	5,68	406,51	38,21	585,82	585,82
COM.4	GESTIÓN DE SERVICIO AL CLIENTE	65	141,55	9,19	9,96	-	-	-	24,35	185,05	185,05
COM.5	MANTENIMIENTO DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES	65	359,95	55,94	27,47	3,24	18,48	1.321,17	117,68	1.903,91	1.903,91
COM.6	CONTROL DE PÉRDIDAS	10	55,38	8,61	4,23	0,50	2,84	203,26	18,10	292,91	292,91
COM.7	GESTIÓN DE AGENCIAS	5	10,89	0,71	-	-	-	-	1,87	14,23	14,23
GES.1	PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA EMPRESA	4	22,99	4,23	1,23	10,94	0,72	2,88	10,06	53,04	53,04
GES.2	COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA EN EL MERCADO ELÉCTRICO	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
GES.3	PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
GES.4	PLANIFICACIÓN OPERATIVA	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
GES.5	GESTIÓN DE ESTUDIOS Y PROYECTOS ELÉCTRICOS-FINANCIEROS	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
GES.6	CONTROL SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN INSTITUCIONAL	2	11,49	2,12	0,61	5,47	0,36	1,44	5,03	26,52	26,52
GES.7	MEJORAMIENTO E INNOVACIÓN INSTITUCIONAL	2	11,49	2,12	0,61	5,47	0,36	1,44	5,03	26,52	26,52
GES.8	MANEJO DE LA INFORMACIÓN ESTADÍSTICA Y DOCUMENTADA	2	11,49	2,12	0,61	5,47	0,36	1,44	5,03	26,52	26,52
GC.1	GESTIÓN DE INDICADORES	2	11,49	2,12	0,61	5,47	0,36	1,44	5,03	26,52	26,52
GC.2	CONTROL DE CALIDAD DEL PRODUCTO Y SERVICIO	4	22,99	4,23	1,23	10,94	0,72	2,88	10,06	53,04	53,04
GC.3	MEJORA CONTINUA	2	11,49	2,12	0,61	5,47	0,36	1,44	5,03	26,52	26,52
GC.4	ADMINISTRACIÓN DE DOCUMENTOS Y REGISTROS	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
GC.5	INDICACIÓN AL SISTEMA DE ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD	2	11,49	2,12	0,61	5,47	0,36	1,44	5,03	26,52	26,52
GC.6	DOCUMENTACIÓN DE PROCESOS	2	11,49	2,12	0,61	5,47	0,36	1,44	5,03	26,52	26,52
GC.7	REVISIÓN GERENCIAL	2	11,49	2,12	0,61	5,47	0,36	1,44	5,03	26,52	26,52
GC.8	AUDITORIA DE CALIDAD	2	11,49	2,12	0,61	5,47	0,36	1,44	5,03	26,52	26,52
GF.1	GESTIÓN PRESUPUESTARIA	6	34,48	6,35	1,84	16,41	1,08	4,32	15,09	79,57	79,57
GF.2	GESTIÓN CONTABLE	6	34,48	6,35	1,84	16,41	1,08	4,32	15,09	79,57	79,57
GF.3	GESTIÓN DE OPERACIONES DE TESORERÍA	6	34,48	6,35	1,84	16,41	1,08	4,32	15,09	79,57	79,57
TH1	ADMINISTRACIÓN DE CARGOS	4	22,99	4,23	1,23	10,94	0,72	2,88	10,06	53,04	53,04
TH2	ADMINISTRACIÓN DE COMPENSACIONES Y BENEFICIOS	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
TH3	PROVISIÓN DE PERSONAL	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
TH4	EVALUACIÓN DE PERSONAL	4	22,99	4,23	1,23	10,94	0,72	2,88	10,06	53,04	53,04
TH5	DESARROLLO DE PERSONAL	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
TH6	GESTIÓN DE BIENESTAR DE PERSONAL	4	22,99	4,23	1,23	10,94	0,72	2,88	10,06	53,04	53,04
TH7	CONTROL DE PERSONAL	2	11,49	2,12	0,61	5,47	0,36	1,44	5,03	26,52	26,52
TH8	ADMINISTRACIÓN DE CARGOS	2	11,49	2,12	0,61	5,47	0,36	1,44	5,03	26,52	26,52
TH9	ADMINISTRACIÓN DE COMPENSACIONES Y BENEFICIOS	2	11,49	2,12	0,61	5,47	0,36	1,44	5,03	26,52	26,52
TH10	PROVISIÓN DE PERSONAL	2	11,49	2,12	0,61	5,47	0,36	1,44	5,03	26,52	26,52
TH11	EVALUACIÓN DE PERSONAL	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
TH12	DESARROLLO DE PERSONAL	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
GT.1	GESTIÓN ESTRATÉGICA DE TIC'S	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
GT.2	SOPORTE TÉCNICO	4	22,99	4,23	1,23	10,94	0,72	2,88	10,06	53,04	53,04
GT.3	ADMINISTRACIÓN DE REDES, COMUNICACIONES Y SERVICIOS	2	11,49	2,12	0,61	5,47	0,36	1,44	5,03	26,52	26,52
GT.4	DESARROLLO, IMPLEMENTACIÓN Y MANTENIMIENTO DE APLICATIVOS	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
GT.5	ADMINISTRACIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y DATA CENTER	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
GT.6	ADMINISTRACIÓN DE BASE DE DATOS Y APLICACIONES	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
GT.7	GESTIÓN ESTRATÉGICA DE TIC'S	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
SI.1	SEGURIDAD OCUPACIONAL	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
SI.2	SEGURIDAD FÍSICA Y DE PERSONAL	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
SI.3	SALUD OCUPACIONAL	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
SI.4	GESTIÓN AMBIENTAL	5	28,73	5,29	1,53	13,67	0,90	3,60	12,58	66,31	66,31
GR.1	GESTIÓN DE ADQUISICIONES	4	22,99	4,23	1,23	10,94	0,72	2,88	10,06	53,04	53,04
GR.2	GESTIÓN TÉCNICA DE CONTRATOS	10	57,47	10,58	3,07	27,35	1,80	7,19	25,16	132,61	132,61
GR.3	ADMINISTRACIÓN DE INVENTARIOS	5	28,73	5,29	1,53	13,67	0,90	3,60	12,58	66,31	66,31
GR.4	REGISTRO Y CONTROL DE ACTIVOS FLUJOS Y BIENES SUJETOS A C	4	22,99	4,23	1,23	10,94	0,72	2,88	10,06	53,04	53,04
GR.5	MANTENIMIENTO DE ACTIVOS FLUJOS	4	22,99	4,23	1,23	10,94	0,72	2,88	10,06	53,04	53,04
GR.6	ADMINISTRACIÓN DE OBRAS DE INFRAESTRUCTURA INSTITUCIONAL	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
GJ.1	ASESORÍA E INSTRUMENTACIÓN JURÍDICA	5	28,73	5,29	1,53	13,67	0,90	3,60	12,58	66,31	66,31
GJ.2	PATROCINIO	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
SG.1	ADMINISTRACIÓN SERVICIO DE TRANSPORTE	3	17,24	3,17	0,92	8,20	0,54	2,16	7,55	39,78	39,78
GD.1	MANEJO DOCUMENTAL	5	28,73	5,29	1,53	13,67	0,90	3,60	12,58	66,31	66,31
GD.2	ADMINISTRACIÓN DEL ARCHIVO GENERAL	2	11,49	2,12	0,61	5,47	0,36	1,44	5,03	26,52	26,52
GD.3	PLANIFICACIÓN DE SESIONES DE DIRECTORIO Y JUNTA	2	11,49	2,12	0,61	5,47	0,36	1,44	5,03	26,52	26,52
IC.1	COMUNICACIÓN COMERCIAL	1	5,75	1,06	0,31	2,73	0,18	0,72	2,52	13,26	13,26
IC.2	COMUNICACIÓN SOCIAL	1	22,99	4,23	1,23	10,94	0,72	2,88	10,06	53,04	53,04
<b>TOTAL</b>		<b>656</b>	<b>3.030,63</b>	<b>991,72</b>	<b>191,20</b>	<b>786,98</b>	<b>141,28</b>	<b>2.589,87</b>	<b>1.248,41</b>	<b>8.980,09</b>	<b>8.980,09</b>

A continuación se presenta la distribución de los costos operacionales y no operacionales en el proceso de Plan de Expansión de la Empresa, esta distribución se la realiza en base a la prioridad establecida entre un rango de 1 a 5 considerando la 1 como la menos importante y 5 como la más importante dentro de las actividades de cada proceso.

Tabla 69.  
Ponderación de gastos operacionales

ACTIVIDAD	PONDERACION	GASTOS	PONDERACION	MATERIALES	PONDERACION	MANTENIMIENT	PONDERACION	OTROS GASTOS
	1 - 5	RELACIONADOS CON EL PERSONAL	1 - 5	DIRECTOS	1 - 5	O	1 - 5	
	#	[ USD/hora ]	#	[ USD/hora ]	#	[ USD/hora ]	#	[ USD/hora ]
GES.1.1.1 Requerir plan de Expansión	1	0,29	1	0,05	1	0,02	1	0,14
GES.1.1.2 Disponer actualización de Plan de Expansión	1	0,29	1	0,05	1	0,02	1	0,14
GES.1.1.3 Remitir disposición	1	0,29	1	0,05	1	0,02	1	0,14
GES.1.1.4 Programar la actualización del Plan de Expansión	2	0,58	2	0,10	2	0,03	2	0,28
GES.1.1.5 Remitir programación	1	0,29	1	0,05	1	0,02	1	0,14
GES.1.1.6 Elaborar proyección de demanda de potencia y Energía	3	0,87	3	0,15	3	0,05	3	0,42
GES.1.1.7 Requerir modelación de sistema de subtransmisión	1	0,29	1	0,05	1	0,02	1	0,14
GES.1.1.8 Remitir requerimiento	1	0,29	1	0,05	1	0,02	1	0,14
GES.1.1.9 Modelar el sistema de subtransmisión	3	0,87	1	0,05	3	0,05	3	0,42
GES.1.1.10 Evaluación Técnica	3	0,87	2	0,10	3	0,05	1	0,14
GES.1.1.11 ¿Los parámetros están dentro de los límites permitidos?	1	0,29	1	0,05	1	0,02	3	0,42
GES.1.1.12 Evaluación económica	3	0,87	2	0,10	3	0,05	3	0,42
GES.1.1.13 ¿El proyecto es factible económicamente?	3	0,87	1	0,05	3	0,05	3	0,42
GES.1.1.14 Establecer nuevos requerimientos	3	0,87	1	0,05	3	0,05	3	0,42
GES.1.1.15 Elaborar cronograma de inversiones	3	0,87	2	0,10	3	0,05	3	0,42
GES.1.1.16 Solicitar requerimientos a las diferentes Direcciones	1	0,29	2	0,10	1	0,02	1	0,14
GES.1.1.17 Remitir solicitud de requerimiento	1	0,29	2	0,10	1	0,02	1	0,14
GES.1.1.18 Elaboración de proyectos para el Plan de Expansión	5	1,45	3	0,15	5	0,08	5	0,69
GES.1.1.19 Remitir proyectos	1	0,29	2	0,10	1	0,02	1	0,14
GES.1.1.20 Disponer revisión de proyectos	1	0,29	1	0,05	1	0,02	1	0,14
GES.1.1.21 Remitir disposición	1	0,29	1	0,05	1	0,02	1	0,14
GES.1.1.22 Programar revisión de proyectos	3	0,87	3	0,15	3	0,05	3	0,42
GES.1.1.23 Remitir programación	1	0,29	2	0,10	1	0,02	1	0,14
GES.1.1.24 ¿Existen Observaciones?	1	0,29	1	0,05	1	0,02	1	0,14
GES.1.1.25 Consolidar información	4	1,16	4	0,20	4	0,06	4	0,55
GES.1.1.26 Elaborar informe del Plan de Expansión	4	1,16	4	0,20	4	0,06	4	0,55
GES.1.1.27 Emitir Plan de Expansión	1	0,29	4	0,20	1	0,02	1	0,14
GES.1.1.28 Revisar informe Plan de Expansión	1	0,29	4	0,20	1	0,02	1	0,14
GES.1.1.29 ¿Existen Observaciones?	1	0,29	1	0,05	1	0,02	1	0,14
GES.1.1.30 Remitir Plan de Expansión	2	0,58	4	0,20	2	0,03	2	0,28
GES.1.1.31 Realización de oficio para envío de Plan de Expansión al MEER	3	0,87	4	0,20	3	0,05	3	0,42
GES.1.1.32 Tramitar envío de oficio	2	0,58	4	0,20	2	0,03	2	0,28
GES.1.1.33 Revisión del Plan de Expansión por parte del MEER	2	0,58	1	0,05	2	0,03	2	0,28
GES.1.1.34 ¿Existen Observaciones?	2	0,58	2	0,10	2	0,03	2	0,28
GES.1.1.35 Aprobar Plan de Expansión	3	0,87	5	0,25	3	0,05	3	0,42
GES.1.1.36 Ejecutar Plan de Expansión	5	1,45	5	0,25	5	0,08	5	0,69
GES.1.1.37 Cargar información a sistemas SISDAT ARCONEL	3	0,87	2	0,10	3	0,05	3	0,42
GES.1.1.38 Archivar documento	1	0,29	2	0,10	1	0,02	1	0,14
<b>TOTAL</b>	<b>79</b>	<b>22,99</b>	<b>84</b>	<b>4,23</b>	<b>79</b>	<b>1,23</b>	<b>79</b>	<b>10,94</b>

Tabla 70.  
Distribución de Gastos Operacionales

COSTOS OPERACIONALES		GASTOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL		MATERIALES DIRECTOS		MANTENIMIENTO		OTROS		TOTAL	
FACTOR DE ASOCIACION		UTILIZACIÓN		UTILIZACIÓN		UTILIZACIÓN		UTILIZACIÓN			
CODIGO	PROCESO/SUBPROCESO/ACTIVIDAD	%	USD/hora	%	USD/hora	%	USD/hora	%	USD/hora	USD/hora	%
GES.1.1.1	Requerir plan de Expansión	1,3%	0,29	1,2%	0,05	1,3%	0,02	1,3%	0,14	0,50	1,26%
GES.1.1.2	Disponer actualización de Plan de Expansión	1,3%	0,29	1,2%	0,05	1,3%	0,02	1,3%	0,14	0,50	1,26%
GES.1.1.3	Remitir disposición	1,3%	0,29	1,2%	0,05	1,3%	0,02	1,3%	0,14	0,50	1,26%
GES.1.1.4	Programar la actualización del Plan de Expansión	2,5%	0,58	2,4%	0,10	2,5%	0,03	2,5%	0,28	0,99	2,52%
GES.1.1.5	Remitir programación	1,3%	0,29	1,2%	0,05	1,3%	0,02	1,3%	0,14	0,50	1,26%
GES.1.1.6	Elaborar proyección de demanda de potencia y Energía	3,8%	0,87	3,6%	0,15	3,8%	0,05	3,8%	0,42	1,49	3,77%
GES.1.1.7	Requerir modelación de sistema de subtransmisión	1,3%	0,29	1,2%	0,05	1,3%	0,02	1,3%	0,14	0,50	1,26%
GES.1.1.8	Remitir requerimiento	1,3%	0,29	1,2%	0,05	1,3%	0,02	1,3%	0,14	0,50	1,26%
GES.1.1.9	Modelar el sistema de subtransmisión	3,8%	0,87	1,2%	0,05	3,8%	0,05	3,8%	0,42	1,39	3,52%
GES.1.1.10	Evaluación Técnica	3,8%	0,87	2,4%	0,10	3,8%	0,05	1,3%	0,14	1,16	2,94%
GES.1.1.11	¿Los parámetros están dentro de los límites permitidos?	1,3%	0,29	1,2%	0,05	1,3%	0,02	3,8%	0,42	0,77	1,96%
GES.1.1.12	Evaluación económica	3,8%	0,87	2,4%	0,10	3,8%	0,05	3,8%	0,42	1,44	3,65%
GES.1.1.13	¿El proyecto es factible económicamente?	3,8%	0,87	1,2%	0,05	3,8%	0,05	3,8%	0,42	1,39	3,52%
GES.1.1.14	Establecer nuevos requerimientos	3,8%	0,87	1,2%	0,05	3,8%	0,05	3,8%	0,42	1,39	3,52%
GES.1.1.15	Elaborar cronograma de inversiones	3,8%	0,87	2,4%	0,10	3,8%	0,05	3,8%	0,42	1,44	3,65%
GES.1.1.16	Solicitar requerimientos a las diferentes Direcciones	1,3%	0,29	2,4%	0,10	1,3%	0,02	1,3%	0,14	0,55	1,39%
GES.1.1.17	Remitir solicitud de requerimiento	1,3%	0,29	2,4%	0,10	1,3%	0,02	1,3%	0,14	0,55	1,39%
GES.1.1.18	Elaboración de proyectos para el Plan de Expansión	6,3%	1,45	3,6%	0,15	6,3%	0,08	6,3%	0,69	2,38	6,03%
GES.1.1.19	Remitir proyectos	1,3%	0,29	2,4%	0,10	1,3%	0,02	1,3%	0,14	0,55	1,39%
GES.1.1.20	Disponer revisión de proyectos	1,3%	0,29	1,2%	0,05	1,3%	0,02	1,3%	0,14	0,50	1,26%
GES.1.1.21	Remitir disposición	1,3%	0,29	1,2%	0,05	1,3%	0,02	1,3%	0,14	0,50	1,26%
GES.1.1.22	Programar revisión de proyectos	3,8%	0,87	3,6%	0,15	3,8%	0,05	3,8%	0,42	1,49	3,77%
GES.1.1.23	Remitir programación	1,3%	0,29	2,4%	0,10	1,3%	0,02	1,3%	0,14	0,55	1,39%
GES.1.1.24	¿Existen Observaciones?	1,3%	0,29	1,2%	0,05	1,3%	0,02	1,3%	0,14	0,50	1,26%
GES.1.1.25	Consolidar información	5,1%	1,16	4,8%	0,20	5,1%	0,06	5,1%	0,55	1,98	5,03%
GES.1.1.26	Elaborar informe del Plan de Expansión	5,1%	1,16	4,8%	0,20	5,1%	0,06	5,1%	0,55	1,98	5,03%
GES.1.1.27	Emitir Plan de Expansión	1,3%	0,29	4,8%	0,20	1,3%	0,02	1,3%	0,14	0,65	1,64%
GES.1.1.28	Revisar informe Plan de Expansión	1,3%	0,29	4,8%	0,20	1,3%	0,02	1,3%	0,14	0,65	1,64%
GES.1.1.29	¿Existen Observaciones?	1,3%	0,29	1,2%	0,05	1,3%	0,02	1,3%	0,14	0,50	1,26%
GES.1.1.30	Remitir Plan de Expansión	2,5%	0,58	4,8%	0,20	2,5%	0,03	2,5%	0,28	1,09	2,77%
GES.1.1.31	Realización de oficio para envío de Plan de Expansión al MEER	3,8%	0,87	4,8%	0,20	3,8%	0,05	3,8%	0,42	1,54	3,90%
GES.1.1.32	Tramitar envío de oficio	2,5%	0,58	4,8%	0,20	2,5%	0,03	2,5%	0,28	1,09	2,77%
GES.1.1.33	Revisión del Plan de Expansión por parte del MEER	2,5%	0,58	1,2%	0,05	2,5%	0,03	2,5%	0,28	0,94	2,39%
GES.1.1.34	¿Existen Observaciones?	2,5%	0,58	2,4%	0,10	2,5%	0,03	2,5%	0,28	0,99	2,52%
GES.1.1.35	Aprobar Plan de Expansión	3,8%	0,87	6,0%	0,25	3,8%	0,05	3,8%	0,42	1,59	4,03%
GES.1.1.36	Ejecutar Plan de Expansión	6,3%	1,45	6,0%	0,25	6,3%	0,08	6,3%	0,69	2,48	6,29%
GES.1.1.37	Cargar información a sistemas SISDAT ARCONEL	3,8%	0,87	2,4%	0,10	3,8%	0,05	3,8%	0,42	1,44	3,65%
GES.1.1.38	Archivar documento	1,3%	0,29	2,4%	0,10	1,3%	0,02	1,3%	0,14	0,55	1,39%
<b>TOTAL</b>		<b>100%</b>	<b>22,99</b>	<b>100%</b>	<b>4,23</b>	<b>100%</b>	<b>1,23</b>	<b>100%</b>	<b>10,94</b>	<b>39,39</b>	<b>100%</b>

Tabla 71.  
Ponderación de gastos no operacionales

ACTIVIDAD	PONDERACIÓN 1 - 5		SERVICIOS BÁSICOS		PONDERACIÓN 1 - 5		SERVICIOS AFINES		PONDERACIÓN 1 - 5		CONTRATOS	
	#	USD/hora	#	USD/hora	#	USD/hora	#	USD/hora	#	USD/hora	#	USD/hora
GES.1.1.1 Requirir plan de Expansión	1	0,01	1	0,04	1	0,04	1	0,13				
GES.1.1.2 Disponer actualización de Plan de Expansión	3	0,02	1	0,04	1	0,04	1	0,13				
GES.1.1.3 Remitir disposición	1	0,01	1	0,04	1	0,04	1	0,13				
GES.1.1.4 Programar la actualización del Plan de Expansión	3	0,02	2	0,09	2	0,09	2	0,25				
GES.1.1.5 Remitir programación	1	0,01	1	0,04	1	0,04	1	0,13				
GES.1.1.6 Elaborar proyección de demanda de potencia y Energía	4	0,03	2	0,09	2	0,09	2	0,25				
GES.1.1.7 Requirir modelación de sistema de subtransmisión	1	0,01	2	0,09	2	0,09	2	0,25				
GES.1.1.8 Remitir requerimiento	1	0,01	1	0,04	1	0,04	1	0,13				
GES.1.1.9 Modelar el sistema de subtransmisión	4	0,03	2	0,09	2	0,09	2	0,25				
GES.1.1.10 Evaluación Técnica	3	0,02	2	0,09	3	0,09	3	0,38				
GES.1.1.11 ¿Los parámetros están dentro de los límites permitidos?	2	0,02	1	0,04	1	0,04	1	0,13				
GES.1.1.12 Evaluación económica	2	0,02	2	0,09	3	0,09	3	0,38				
GES.1.1.13 ¿El proyecto es factible económicamente?	3	0,02	1	0,04	1	0,04	1	0,13				
GES.1.1.14 Establecer nuevos requerimientos	2	0,02	2	0,09	3	0,09	3	0,38				
GES.1.1.15 Elaborar cronograma de inversiones	3	0,02	2	0,09	2	0,09	2	0,25				
GES.1.1.16 Solicitar requerimientos a las diferentes Direcciones	2	0,02	2	0,09	2	0,09	2	0,25				
GES.1.1.17 Remitir solicitud de requerimiento	1	0,01	1	0,04	1	0,04	1	0,13				
GES.1.1.18 Elaboración de proyectos para el Plan de Expansión	4	0,03	3	0,13	4	0,13	4	0,50				
GES.1.1.19 Remitir proyectos	1	0,01	1	0,04	2	0,04	2	0,25				
GES.1.1.20 Disponer revisión de proyectos	2	0,02	2	0,09	2	0,09	2	0,25				
GES.1.1.21 Remitir disposición	1	0,01	2	0,09	2	0,09	2	0,25				
GES.1.1.22 Programar revisión de proyectos	2	0,02	1	0,04	3	0,04	3	0,38				
GES.1.1.23 Remitir programación	2	0,01	1	0,04	3	0,04	3	0,38				
GES.1.1.24 ¿Existen Observaciones?	3	0,02	1	0,04	3	0,04	3	0,38				
GES.1.1.25 Consolidar información	3	0,02	2	0,09	2	0,09	2	0,25				
GES.1.1.26 Elaborar informe del Plan de Expansión	4	0,03	3	0,13	2	0,13	2	0,25				
GES.1.1.27 Emitir Plan de Expansión	1	0,01	2	0,09	2	0,09	2	0,25				
GES.1.1.28 Revisar informe Plan de Expansión	3	0,02	3	0,13	2	0,13	2	0,25				
GES.1.1.29 ¿Existen Observaciones?	3	0,02	2	0,09	2	0,09	2	0,25				
GES.1.1.30 Remitir Plan de Expansión	1	0,01	1	0,04	2	0,04	2	0,25				
GES.1.1.31 Realización de oficio para envío de Plan de Expansión al MEER	2	0,02	1	0,04	2	0,04	2	0,25				
GES.1.1.32 Tramitar envío de oficio	2	0,02	1	0,04	2	0,04	2	0,25				
GES.1.1.33 Revisión del Plan de Expansión por parte del MEER	3	0,02	1	0,04	2	0,04	2	0,25				
GES.1.1.34 ¿Existen Observaciones?	3	0,02	1	0,04	1	0,04	1	0,13				
GES.1.1.35 Aprobar Plan de Expansión	4	0,03	3	0,13	3	0,13	3	0,38				
GES.1.1.36 Ejecutar Plan de Expansión	5	0,04	5	0,22	5	0,22	5	0,63				
GES.1.1.37 Cargar información a sistemas SISDAT ARCONEL	4	0,03	1	0,04	3	0,04	3	0,38				
GES.1.1.38 Archivar documento	1	0,01	1	0,04	2	0,04	2	0,25				
<b>TOTAL</b>	<b>90</b>	<b>0,72</b>	<b>64</b>	<b>2,88</b>	<b>80</b>	<b>10,06</b>	<b>10,06</b>					

Tabla 72.  
Distribución de gastos no operacionales

GASTOS NO OPERACIONALES		SERVICIOS BÁSICOS		SERVICIOS AFINES		CONTRATOS		TOTAL	
FACTOR DE ASOCIACION		UTILIZACION		UTILIZACION		UTILIZACION			
CODIGO	PROCESO/SUBPROCESO/ACTIVIDAD	%	USD/h	%	USD/h	%	USD/h	USD/h	%
GES.1.1.1	Requirir plan de Expansión	1,11%	0,01	1,56%	0,04	1,25%	0,13	0,18	1,31%
GES.1.1.2	Disponer actualización de Plan de Expansión	3,33%	0,02	1,56%	0,04	1,25%	0,13	0,19	1,43%
GES.1.1.3	Remitir disposición	1,11%	0,01	1,56%	0,04	1,25%	0,13	0,18	1,31%
GES.1.1.4	Programar la actualización del Plan de Expansión	3,33%	0,02	3,13%	0,09	2,50%	0,25	0,37	2,68%
GES.1.1.5	Remitir programación	1,11%	0,01	1,56%	0,04	1,25%	0,13	0,18	1,31%
GES.1.1.6	Elaborar proyección de demanda de potencia y Energía	4,44%	0,03	3,13%	0,09	2,50%	0,25	0,37	2,73%
GES.1.1.7	Requirir modelación de sistema de subtransmisión	1,11%	0,01	3,13%	0,09	2,50%	0,25	0,35	2,56%
GES.1.1.8	Remitir requerimiento	1,11%	0,01	1,56%	0,04	1,25%	0,13	0,18	1,31%
GES.1.1.9	Modelar el sistema de subtransmisión	4,44%	0,03	3,13%	0,09	2,50%	0,25	0,37	2,73%
GES.1.1.10	Evaluación Técnica	3,33%	0,02	3,13%	0,09	3,75%	0,38	0,49	3,60%
GES.1.1.11	¿Los parámetros están dentro de los límites permitidos?	2,22%	0,02	1,56%	0,04	1,25%	0,13	0,19	1,37%
GES.1.1.12	Evaluación económica	2,22%	0,02	3,13%	0,09	3,75%	0,38	0,48	3,54%
GES.1.1.13	¿El proyecto es factible económicamente?	3,33%	0,02	1,56%	0,04	1,25%	0,13	0,19	1,43%
GES.1.1.14	Establecer nuevos requerimientos	2,22%	0,02	3,13%	0,09	3,75%	0,38	0,48	3,54%
GES.1.1.15	Elaborar cronograma de inversiones	3,33%	0,02	3,13%	0,09	2,50%	0,25	0,37	2,68%
GES.1.1.16	Solicitar requerimientos a las diferentes Direcciones	2,22%	0,02	3,13%	0,09	2,50%	0,25	0,36	2,62%
GES.1.1.17	Remitir solicitud de requerimiento	1,11%	0,01	1,56%	0,04	1,25%	0,13	0,18	1,31%
GES.1.1.18	Elaboración de proyectos para el Plan de Expansión	4,44%	0,03	4,69%	0,13	5,00%	0,50	0,67	4,90%
GES.1.1.19	Remitir proyectos	1,11%	0,01	1,56%	0,04	2,50%	0,25	0,30	2,23%
GES.1.1.20	Disponer revisión de proyectos	2,22%	0,02	3,13%	0,09	2,50%	0,25	0,36	2,62%
GES.1.1.21	Remitir disposición	1,11%	0,01	3,13%	0,09	2,50%	0,25	0,35	2,56%
GES.1.1.22	Programar revisión de proyectos	2,22%	0,02	1,56%	0,04	3,75%	0,38	0,44	3,21%
GES.1.1.23	Remitir programación	1,11%	0,01	1,56%	0,04	3,75%	0,38	0,43	3,15%
GES.1.1.24	¿Existen Observaciones?	3,33%	0,02	1,56%	0,04	3,75%	0,38	0,45	3,27%
GES.1.1.25	Consolidar información	3,33%	0,02	3,13%	0,09	2,50%	0,25	0,37	2,68%
GES.1.1.26	Elaborar informe del Plan de Expansión	4,44%	0,03	4,69%	0,13	2,50%	0,25	0,42	3,06%
GES.1.1.27	Emitir Plan de Expansión	1,11%	0,01	3,13%	0,09	2,50%	0,25	0,35	2,56%
GES.1.1.28	Revisar informe Plan de Expansión	3,33%	0,02	4,69%	0,13	2,50%	0,25	0,41	3,00%
GES.1.1.29	¿Existen Observaciones?	3,33%	0,02	3,13%	0,09	2,50%	0,25	0,37	2,68%
GES.1.1.30	Remitir Plan de Expansión	1,11%	0,01	1,56%	0,04	2,50%	0,25	0,30	2,23%
GES.1.1.31	Realización de oficio para envío de Plan de Expansión al MEER	2,22%	0,02	1,56%	0,04	2,50%	0,25	0,31	2,29%
GES.1.1.32	Tramitar envío de oficio	2,22%	0,02	1,56%	0,04	2,50%	0,25	0,31	2,29%
GES.1.1.33	Revisión del Plan de Expansión por parte del MEER	3,33%	0,02	1,56%	0,04	2,50%	0,25	0,32	2,35%
GES.1.1.34	¿Existen Observaciones?	3,33%	0,02	1,56%	0,04	1,25%	0,13	0,19	1,43%
GES.1.1.35	Aprobar Plan de Expansión	4,44%	0,03	4,69%	0,13	3,75%	0,38	0,54	3,98%
GES.1.1.36	Ejecutar Plan de Expansión	5,56%	0,04	7,81%	0,22	6,25%	0,63	0,89	6,54%
GES.1.1.37	Cargar información a sistemas SISDAT ARCONEL	4,44%	0,03	1,56%	0,04	3,75%	0,38	0,45	3,33%
GES.1.1.38	Archivar documento	1,11%	0,01	1,56%	0,04	2,50%	0,25	0,30	2,23%
<b>TOTAL</b>		<b>100%</b>	<b>0,72</b>	<b>100%</b>	<b>2,88</b>	<b>100%</b>	<b>10,06</b>	<b>13,66</b>	<b>100%</b>

Con el resultado de la distribución de costos realizada en las tablas No. 74 y la No. 76 se procede a calcular el Valor Agregado del Proceso Planificación de la Expansión de la Empresa.

Tabla 73.

Cálculo del Valor Agregado; Planificación de la Expansión de la Empresa

ANÁLISIS DEL VALOR AGREGADO

DESCRIPCIÓN DE PROCESOS		PROCESO		SUBPROCESO		GES.1		GES.1.1		Fecha		25		03		2015	
DESCRIPCIÓN DE PROCESOS		PROCESO		SUBPROCESO		GES.1		GES.1.1		Fecha		25		03		2015	
COD PASOS	ACTIVIDAD o TAREA	VAR	VAO	VA	SVA	D	t	Salario/mpl adicional		MANO DE OBRA	COSTOS OPERACIONALES		COSTOS NO OPERACIONALES		COSTO DEL PROCESO		COSTO DE VA
								[ horas ]	[ USD/hora ]		[ USD ]	[ USD/hora ]	[ USD ]	[ USD ]	[ USD ]	[ USD ]	
GES.1.11	Requerir plan de Expansión				1	0.17	0.08	17.13	428	0.50	0.12	0.18	0.04	4.45	0.00	0.00	
GES.1.12	Disponer actualización de Plan de Expansión				1	0.17	0.33	17.13	856	0.50	0.25	0.19	0.10	8.91	0.00	0.00	
GES.1.13	Remitir disposición				1	0.17	0.08	17.13	428	0.50	0.12	0.18	0.04	4.45	0.00	0.00	
GES.1.14	Programar la actualización del Plan de Expansión	1				4	8.00	10.89	130,64	0.98	11.89	0.37	4.39	146.91	146.91		
GES.1.15	Remitir programación				1	0.17	0.08	10.89	272	0.50	0.12	0.18	0.04	2.89	0.00	0.00	
GES.1.16	Elaborar proyección de demanda de potencia y Energía.	1				16	24.00	5.95	237,96	1.49	59.44	0.37	14.94	312.35	312.35		
GES.1.17	Requerir modificación de sistema de subtransmisión				1	0.17	0.08	10.89	272	0.50	0.12	0.35	0.09	2.93	0.00	0.00	
GES.1.18	Remitir requerimiento				1	0.17	0.08	10.89	272	0.50	0.12	0.18	0.04	2.89	0.00	0.00	
GES.1.19	Modelar el sistema de subtransmisión	1				10	20.00	5.95	178.47	1.39	41.56	0.37	11.20	231.24	231.24		
GES.1.110	Evaluación Técnica	1				8	24.00	5.95	190.37	1.16	37.08	0.49	15.72	243.17	243.17		
GES.1.111	¿Los parámetros están dentro de los límites permitidos?	1				0.17	0.08	10.89	272	0.77	0.19	0.19	0.05	2.96	1.48		
GES.1.112	Evaluación económica	1				8	24.00	5.95	190.37	1.44	46.94	0.48	15.46	251.78	251.78		
GES.1.113	¿El proyecto es factible económicamente?	1				1	2.00	5.95	17.85	1.39	4.16	0.19	0.58	22.59			
GES.1.114	Establecer nuevos requerimientos	1				2	2.00	5.95	23.90	1.39	5.54	0.48	1.93	31.27	31.27		
GES.1.115	Elaborar cronograma de inversiones	1				2	5.00	5.95	41.64	1.44	10.05	0.37	2.56	54.25	54.25		
GES.1.116	Solicitar requerimientos a las diferentes Direcciones	1				0.17	0.33	17.13	856	0.55	0.27	0.36	0.18	9.01	9.01		
GES.1.117	Remitir solicitud de requerimiento				1	0.17	0.08	17.13	428	0.55	0.14	0.16	0.04	4.46	0.00	0.00	
GES.1.118	Elaboración de proyectos para el Plan de Expansión	1				40	120.00	6.29	1,006,73	2.38	390.16	0.67	107.19	1,494.09	1,494.09		
GES.1.119	Remitir proyectos				1	0.17	0.08	17.13	428	0.55	0.14	0.30	0.08	4.49	0.00	0.00	
GES.1.120	Disponer revisión de proyectos				1	0.08	0.17	17.13	428	0.50	0.12	0.36	0.09	4.49	0.00	0.00	
GES.1.121	Remitir disposición				1	0.17	0.08	17.13	428	0.50	0.12	0.35	0.09	4.49	0.00	0.00	
GES.1.122	Programar revisión de proyectos				1	3	5.00	10.89	87.09	1.49	11.89	0.44	3.51	102.49	51.24		
GES.1.123	Remitir programación				1	0.17	0.08	10.89	272	0.55	0.14	0.43	0.11	2.87	0.00	0.00	
GES.1.124	¿Existen Observaciones?	1				8	32.00	5.95	237.96	0.50	19.91	0.45	17.85	275.63	137.81		
GES.1.125	Consolidar información	1				8	40.00	5.95	285.56	1.98	95.11	0.37	17.54	398.21	199.10		
GES.1.126	Elaborar informe del Plan de Expansión	1				8	16.00	5.95	142.78	1.98	47.55	0.42	10.04	200.37	200.37		
GES.1.127	Remitir Plan de Expansión				1	0.17	0.08	5.95	149	0.65	0.16	0.35	0.09	1.74	0.00	0.00	
GES.1.128	Revisar informe Plan de Expansión				1	0.5	1.00	10.89	16.33	0.65	0.97	0.41	0.62	17.92	8.96		
GES.1.129	¿Existen Observaciones?				1	0.17	0.08	10.89	272	0.50	0.12	0.37	0.09	2.94	0.00	0.00	
GES.1.130	Remitir Plan de Expansión				1	0.17	0.08	10.89	272	1.09	0.27	0.30	0.08	3.07	0.00	0.00	
GES.1.131	Realización de oficio para envío de Plan de Expansión al MEER				1	0.17	0.33	17.13	856	1.54	0.77	0.31	0.16	9.49	4.74		
GES.1.132	Tramitar envío de oficio				1	0.17	0.08	17.13	428	1.09	0.27	0.31	0.08	4.63	0.00	0.00	
GES.1.133	Revisión del Plan de Expansión por parte del MEER				1			17.13	0.00	0.94	0.00	0.32	0.00	0.00	0.00	0.00	
GES.1.134	¿Existen Observaciones?				1			17.13	0.00	0.99	0.00	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	
GES.1.135	Aprobar Plan de Expansión	1						17.13	0.00	1.59	0.00	0.54	0.00	0.00	0.00	0.00	
GES.1.136	Ejecutar Plan de Expansión	1						17.13	0.00	2.48	0.00	0.89	0.00	0.00	0.00	0.00	
GES.1.137	Cargar información a sistemas SÍSDAT ARCONEL	1				8	16.00	5.95	142.78	1.44	34.46	0.45	10.90	186.14	186.14		
GES.1.138	Archivar documento				1	0.17	0.08	4.50	11.3	0.55	0.14	0.30	0.08	1.34	0.00	0.00	
<b>TOTALES</b>		13	8	17	10	1	129.6	341.4	3,007.66		809.34		236.00	4,053.00	3,565.83		

Una vez determinado el valor agregado del proceso Plan de Expansión de la Empresa se presentan los siguientes resultados:

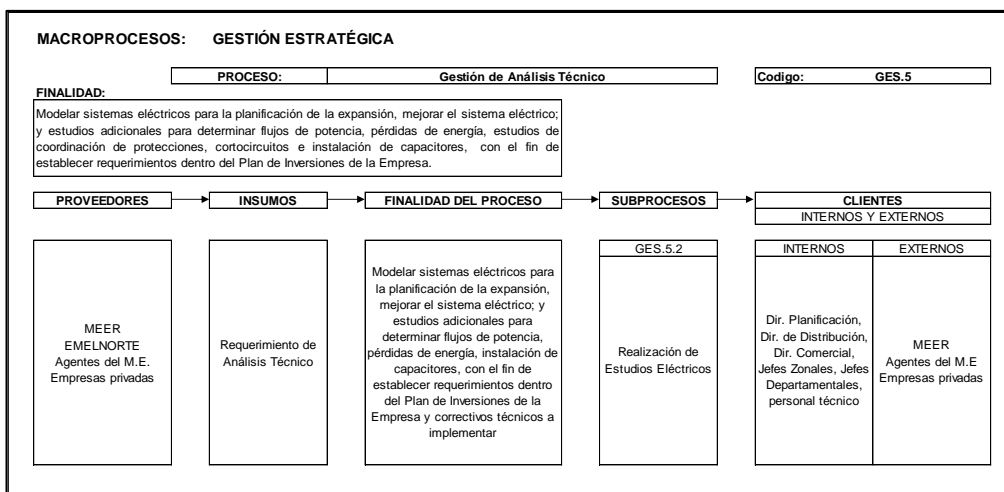
### ANÁLISIS DEL VALOR AGREGADO DEL SUBPROCESO GES1.1 PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA EMPRESA

ACTIVIDADES				
TA	TOTAL DE ACTIVIDADES [#] :	38	C/U	-
% VA	VALOR AGREGADO [%] :	55%	21	C/U
% SVA	SIN VALOR AGREGADO [%] :	45%	17	C/U
<b>TOTAL :</b>		<b>100%</b>	<b>38</b>	<b>C/U</b>
COSTOS				
CP	COSTO DEL PROCESO [USD] :	4.053,00	USD	-
% CO	COSTO OPERACIONAL [%] :	94%	3.817,01	USD
% CNO	COSTO NO OPERACIONAL [USD] :	6%	236,00	USD
<b>TOTAL :</b>		<b>100%</b>	<b>4.053,00</b>	<b>USD</b>
% CVA	<b>COSTO DEL VALOR AGREGADO [USD] :</b>	<b>88%</b>	<b>3.565,93</b>	<b>USD</b>
TIEMPOS				
TC	TIEMPO DEL CICLO DEL PROCESO[horas] :	<b>471,00</b>	HORAS	-
% TD	TIEMPO DE DEMORA [%] :	28%	129,64	HORAS
% TE	TIEMPO DE EFECTIVO [%] :	72%	341,36	HORAS
<b>TOTAL :</b>		<b>100%</b>	<b>471,00</b>	<b>HORAS</b>

#### 5.7.3. Levantamiento del proceso de Gestión de Análisis Técnico

La Gestión de Análisis Técnico se encarga de modelar el sistema eléctrico para la planificación de su expansión y mejora, realizar flujos de potencia, cálculo de pérdidas de energía, estudio de coordinación de protecciones, cortocircuitos e instalación de capacitores con el fin de establecer requerimientos dentro del Plan de Inversiones de la empresa y correctivos técnicos a implementar.

Tabla 74.  
Subproceso Realización de Estudios Eléctricos

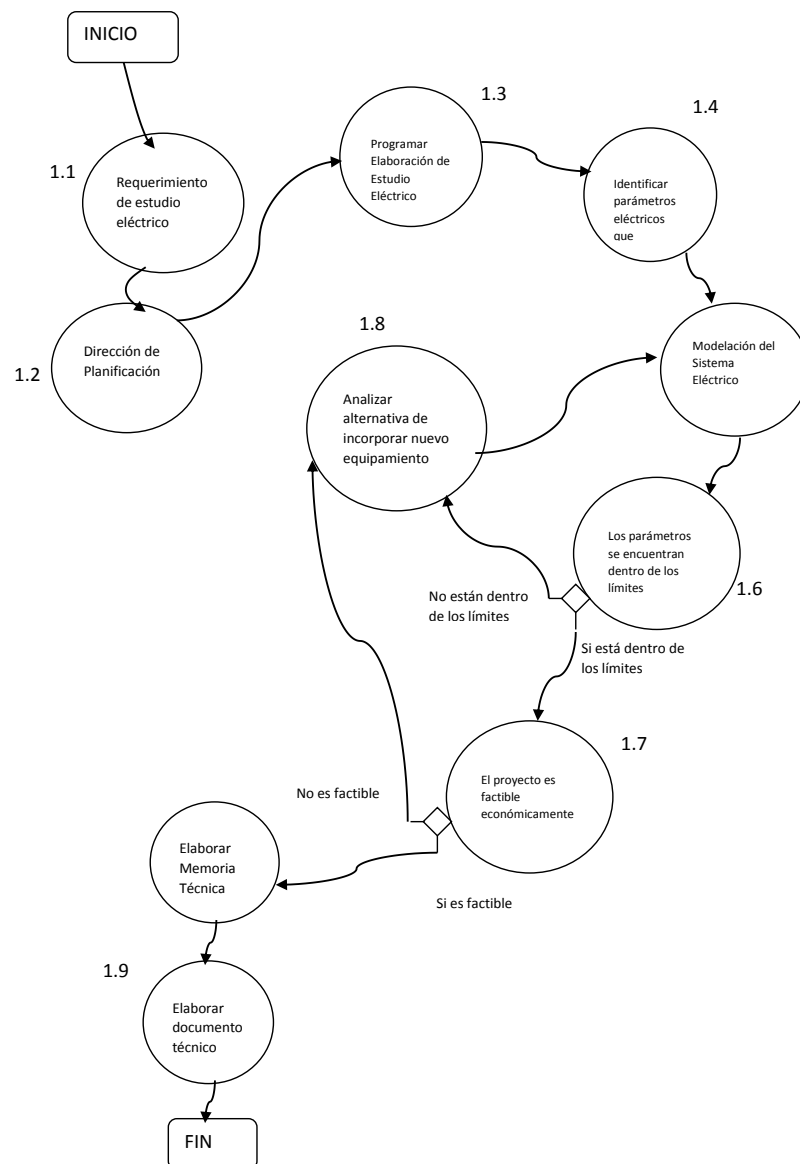


## DIAGRAMA DE ACCION DE NEGOCIOS ANALISIS TÉCNICO

El proceso de Análisis Técnico inicia con el requerimiento por parte de entidades externas requerimiento que es remitido a la Dirección de Planificación quien se encarga de modelar el sistema eléctrico de EMELNORTE, y establecer los requerimientos necesarios para reforzar el Sistema Eléctrico de EMELNORTE en cuanto a potencia instalada, niveles de voltaje, cargabilidad de las líneas eléctricas.

El diagrama de acción de negocios detalla los insumos y productos que cada área realizar para el análisis técnico de proyectos eléctricos de la empresa el mismo que describe en forma general las actividades para obtener como producto un conjunto de proyectos eléctricos factibles técnica y económicamente para ser presentados al ARCONEL para su aprobación y asignación de recursos por parte del MEER.

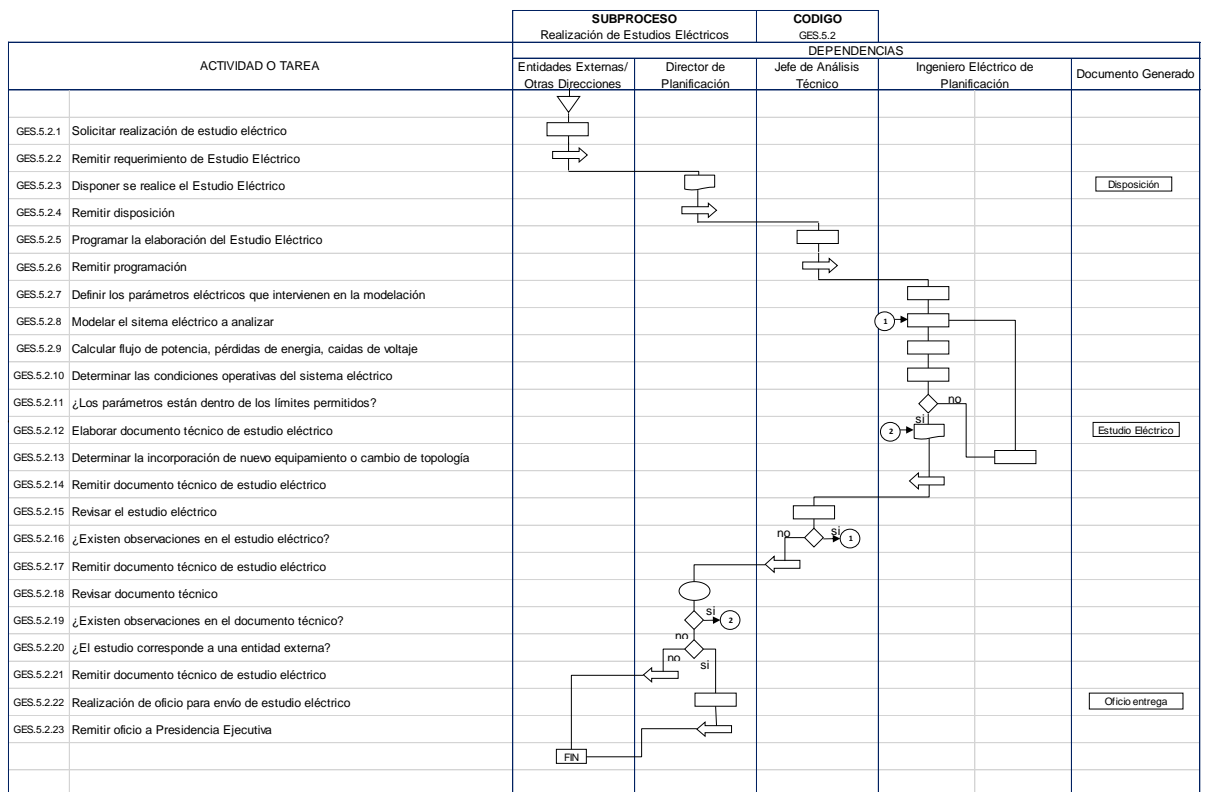
### GES.5.2 REALIZACIÓN DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS



## DIAGRAMA DE FLUJO FUNCIONAL DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS

El Diagrama de Flujo Funcional del Estudios Eléctricos describe en forma más detallada, ordenada y secuencial de las actividades o tereas entre las dependencias de trabajo que se realizan dentro de una determinada área indicando las actividades a desarrollar de cada una de las dependencias y responsables de las acciones y el documento que se genera.

### GES 5. 2 REALIZACIÓN DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS



El diagrama de flujo funcional presenta como producto una disposición, el estudio eléctrico necesario para determinar el nuevo equipamiento y un oficio que se entrega a la dependencia que solicita.

A continuación se realiza la distribución de los gastos operacionales del subproceso Estudios Eléctricos:

Tabla 75.  
Distribución de gastos operacionales

COSTOS OPERACIONALES		GASTOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL		MATERIALES DIRECTOS		MANTENIMIENTO		OTROS		TOTAL	
FACTOR DE ASOCIACION		UTILIZACIÓN		UTILIZACIÓN		UTILIZACIÓN		UTILIZACIÓN			
CODIGO	PROCESO/SUBPROCESO/ACTIVIDAD	%	USD/hora	%	USD/hora	%	USD/hora	%	USD/hora	USD/hora	%
GES.5.2.1	Solicitar realización de estudio eléctrico	12,3%	0,39	2,7%	0,09	2,3%	0,02	2,3%	0,19	0,29	2,38%
GES.5.2.2	Remitir requerimiento de Estudio Eléctrico	12,3%	0,39	2,7%	0,09	2,3%	0,02	2,3%	0,19	0,29	2,38%
GES.5.2.3	Disponer se realice el Estudio Eléctrico	12,3%	0,39	2,7%	0,09	2,3%	0,02	2,3%	0,19	0,29	2,38%
GES.5.2.4	Remitir disposición	24,7%	0,78	5,4%	0,17	4,5%	0,04	4,5%	0,37	0,59	4,77%
GES.5.2.5	Programar la elaboración del Estudio Eléctrico	12,3%	0,39	2,7%	0,09	2,3%	0,02	2,3%	0,19	0,29	2,38%
GES.5.2.6	Remitir programación	37,0%	1,18	8,1%	0,26	6,8%	0,06	6,8%	0,56	0,88	7,15%
GES.5.2.7	Definir los parámetros eléctricos que intervienen en la modelación	12,3%	0,39	2,7%	0,09	2,3%	0,02	2,3%	0,19	0,29	2,38%
GES.5.2.8	Modelar el sistema eléctrico a analizar	12,3%	0,39	2,7%	0,09	2,3%	0,02	2,3%	0,19	0,29	2,38%
GES.5.2.9	Calcular flujo de potencia, pérdidas de energía, caídas de voltaje	37,0%	1,18	2,7%	0,09	6,8%	0,06	6,8%	0,56	0,71	5,76%
GES.5.2.10	Determinar las condiciones operativas del sistema eléctrico	37,0%	1,18	5,4%	0,17	6,8%	0,06	2,3%	0,19	0,42	3,42%
GES.5.2.11	¿Los parámetros están dentro de los límites permitidos?	12,3%	0,39	2,7%	0,09	2,3%	0,02	6,8%	0,56	0,67	5,42%
GES.5.2.12	Elaborar documento técnico de estudio eléctrico	37,0%	1,18	5,4%	0,17	6,8%	0,06	6,8%	0,56	0,79	6,45%
GES.5.2.13	Determinar la incorporación de nuevo equipamiento o cambio de topología	37,0%	1,18	2,7%	0,09	6,8%	0,06	6,8%	0,56	0,71	5,76%
GES.5.2.14	Remitir documento técnico de estudio eléctrico	37,0%	1,18	2,7%	0,09	6,8%	0,06	6,8%	0,56	0,71	5,76%
GES.5.2.15	Revisar el estudio eléctrico	37,0%	1,18	5,4%	0,17	6,8%	0,06	6,8%	0,56	0,79	6,45%
GES.5.2.16	¿Existen observaciones en el estudio eléctrico?	12,3%	0,39	5,4%	0,17	2,3%	0,02	2,3%	0,19	0,38	3,08%
GES.5.2.17	Remitir documento técnico de estudio eléctrico	12,3%	0,39	5,4%	0,17	2,3%	0,02	2,3%	0,19	0,38	3,08%
GES.5.2.18	Revisar documento técnico	61,7%	1,96	8,1%	0,26	11,4%	0,10	11,4%	0,93	1,29	10,52%
GES.5.2.19	¿Existen observaciones en el documento técnico?	12,3%	0,39	5,4%	0,17	2,3%	0,02	2,3%	0,19	0,38	3,08%
GES.5.2.20	¿El estudio corresponde a una entidad externa?	12,3%	0,39	2,7%	0,09	2,3%	0,02	2,3%	0,19	0,29	2,38%
GES.5.2.21	Remitir documento técnico de estudio eléctrico	12,3%	0,39	2,7%	0,09	2,3%	0,02	2,3%	0,19	0,29	2,38%
GES.5.2.22	Realización de oficio para envío de estudio eléctrico	37,0%	1,18	8,1%	0,26	6,8%	0,06	6,8%	0,56	0,88	7,15%
GES.5.2.23	Remitir oficio a Presidencia Ejecutiva	12,3%	0,39	5,4%	0,17	2,3%	0,02	2,3%	0,19	0,38	3,08%
<b>TOTAL</b>			<b>17,24</b>	<b>100%</b>	<b>3,17</b>	<b>100%</b>	<b>0,9202633</b>	<b>100%</b>	<b>8,2039426</b>	<b>12,30</b>	<b>100%</b>

Se realiza la distribución de los gastos no operacionales del subproceso Estudios Eléctricos:

Tabla 76.  
Distribución de gastos no operacionales

GASTOS NO OPERACIONALES		SERVICIOS BÁSICOS		SERVICIOS AFINES		CONTRATOS		TOTAL	
FACTOR DE ASOCIACION		UTILIZACION		UTILIZACION		UTILIZACION			
CODIGO	PROCESO/SUBPROCESO/ACTIVIDAD	%	USD/h	%	USD/h	%	USD/h	USD/h	%
GES.5.2.1	Solicitar realización de estudio eléctrico	2,08%	0,01	2,78%	0,01	2,00%	0,01	0,02	2,17%
GES.5.2.2	Remitir requerimiento de Estudio Eléctrico	6,25%	0,02	2,78%	0,01	2,00%	0,01	0,03	3,16%
GES.5.2.3	Disponer se realice el Estudio Eléctrico	2,08%	0,01	2,78%	0,01	2,00%	0,01	0,02	2,17%
GES.5.2.4	Remitir disposición	6,25%	0,02	5,56%	0,01	2,00%	0,01	0,04	3,70%
GES.5.2.5	Programar la elaboración del Estudio Eléctrico	2,08%	0,01	2,78%	0,01	6,00%	0,04	0,05	4,44%
GES.5.2.6	Remitir programación	8,33%	0,02	5,56%	0,01	2,00%	0,01	0,05	4,20%
GES.5.2.7	Definir los parámetros eléctricos que intervienen en la modelación	2,08%	0,01	5,56%	0,01	6,00%	0,04	0,05	4,98%
GES.5.2.8	Modelar el sistema eléctrico a analizar	2,08%	0,01	2,78%	0,01	6,00%	0,04	0,05	4,44%
GES.5.2.9	Calcular flujo de potencia, pérdidas de energía, caídas de voltaje	8,33%	0,02	5,56%	0,01	6,00%	0,04	0,07	6,47%
GES.5.2.10	Determinar las condiciones operativas del sistema eléctrico	6,25%	0,02	5,56%	0,01	8,00%	0,05	0,08	7,11%
GES.5.2.11	¿Los parámetros están dentro de los límites permitidos?	4,17%	0,01	2,78%	0,01	2,00%	0,01	0,03	2,67%
GES.5.2.12	Elaborar documento técnico de estudio eléctrico	4,17%	0,01	5,56%	0,01	6,00%	0,04	0,06	5,48%
GES.5.2.13	Determinar la incorporación de nuevo equipamiento o cambio de topología	6,25%	0,02	2,78%	0,01	2,00%	0,01	0,03	3,16%
GES.5.2.14	Remitir documento técnico de estudio eléctrico	4,17%	0,01	5,56%	0,01	6,00%	0,04	0,06	5,48%
GES.5.2.15	Revisar el estudio eléctrico	6,25%	0,02	5,56%	0,01	4,00%	0,02	0,05	4,84%
GES.5.2.16	¿Existen observaciones en el estudio eléctrico?	4,17%	0,01	5,56%	0,01	4,00%	0,02	0,05	4,34%
GES.5.2.17	Remitir documento técnico de estudio eléctrico	2,08%	0,01	2,78%	0,01	2,00%	0,01	0,02	2,17%
GES.5.2.18	Revisar documento técnico	8,33%	0,02	8,33%	0,02	8,00%	0,05	0,09	8,14%
GES.5.2.19	¿Existen observaciones en el documento técnico?	2,08%	0,01	2,78%	0,01	4,00%	0,02	0,04	3,31%
GES.5.2.20	¿El estudio corresponde a una entidad externa?	4,17%	0,01	5,56%	0,01	4,00%	0,02	0,05	4,34%
GES.5.2.21	Remitir documento técnico de estudio eléctrico	2,08%	0,01	5,56%	0,01	4,00%	0,02	0,04	3,84%
GES.5.2.22	Realización de oficio para envío de estudio eléctrico	4,17%	0,01	2,78%	0,01	6,00%	0,04	0,05	4,94%
GES.5.2.23	Remitir oficio a Presidencia Ejecutiva	2,08%	0,01	2,78%	0,01	6,00%	0,04	0,05	4,44%
<b>TOTAL</b>		<b>100%</b>	<b>0,257468</b>	<b>100%</b>	<b>0,209022</b>	<b>100%</b>	<b>0,614321</b>	<b>1,08</b>	<b>100%</b>





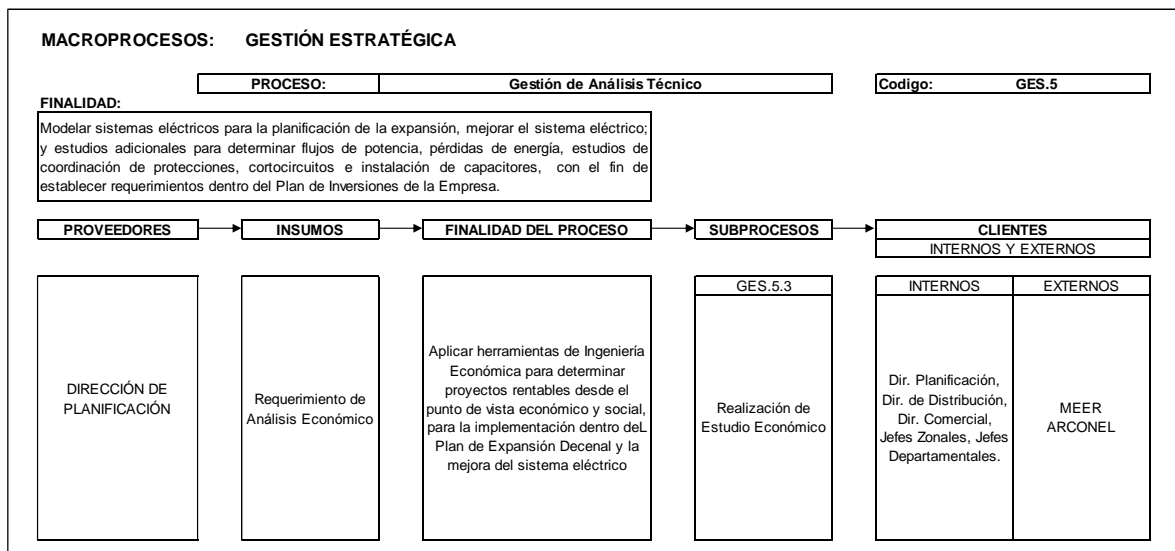
## ANÁLISIS DEL VALOR AGREGADO DEL SUBPROCESO GES 5. 2 REALIZACIÓN DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS

ACTIVIDADES				
TA	TOTAL DE ACTIVIDADES [#] :	23	C/U	-
% VA	VALOR AGREGADO [%] :	65%	15	C/U
% SVA	SIN VALOR AGREGADO [%] :	35%	8	C/U
<b>TOTAL :</b>		<b>100%</b>	<b>23</b>	<b>C/U</b>
COSTOS				
CP	COSTO DEL PROCESO [USD] :	1.388,08	USD	USD
% CO	COSTO OPERACIONAL [%] :	94%	1.298,15	USD
% CNO	COSTO NO OPERACIONAL [%] :	6%	76,56	USD
<b>TOTAL :</b>		<b>99%</b>	<b>1.374,70</b>	<b>USD</b>
% CVA	<b>COSTO DEL VALOR AGREGADO [USD] :</b>	<b>91%</b>	<b>1.259,57</b>	<b>USD</b>
TIEMPOS				
TC	TIEMPO DEL CICLO DEL PROCESO[horas] :	177,25	HORAS	-
% TD	TIEMPO DE DEMORA [%] :	26%	45,45	HORAS
% TE	TIEMPO DE EFECTIVO [%] :	74%	131,8	HORAS
<b>TOTAL :</b>		<b>100%</b>	<b>177,25</b>	<b>HORAS</b>

### 5.7.2. Levantamiento del proceso de gestión de análisis económico

La Gestión de Análisis Económico se encarga de establecer dentro de varias alternativas el proyecto más factible económicamente utilizando la herramienta de la ingeniería económica para comparar proyectos de subtransmisión que sean lo más económicos y rentables para la expansión del sistema eléctrico de subtransmisión de EMELNORTE.

Tabla 78.  
Subproceso: realización de estudio económico

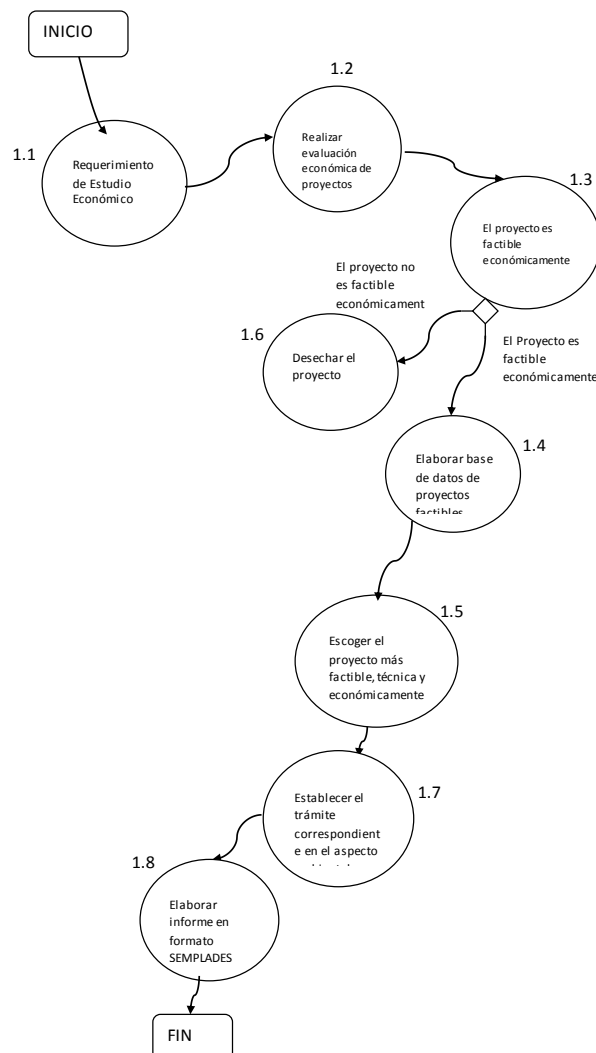


## DIAGRAMA DE ACCION DE NEGOCIOS GESTIÓN DE ANÁLISIS TÉCNICO ECONOMICO

El proceso de Análisis Técnico Económico inicia con el requerimiento por parte de entidades externas el mismo que es remitido a la Dirección de Planificación quien se encarga a nivel de proyectos de subtransmisión establecer la factibilidad de proyectos para obtener como producto una lista de proyectos eléctricos factibles técnica y económicamente para ser presentados al ARCONEL para su aprobación y asignación de recursos por parte del MEER.

El diagrama de acción de negocios detalla los insumos y productos que cada área realizar para la elaboración de estudios económicos de la empresa, el mismo que describe en forma general las actividades para obtener como producto un conjunto de proyectos eléctricos factibles técnica y económicamente

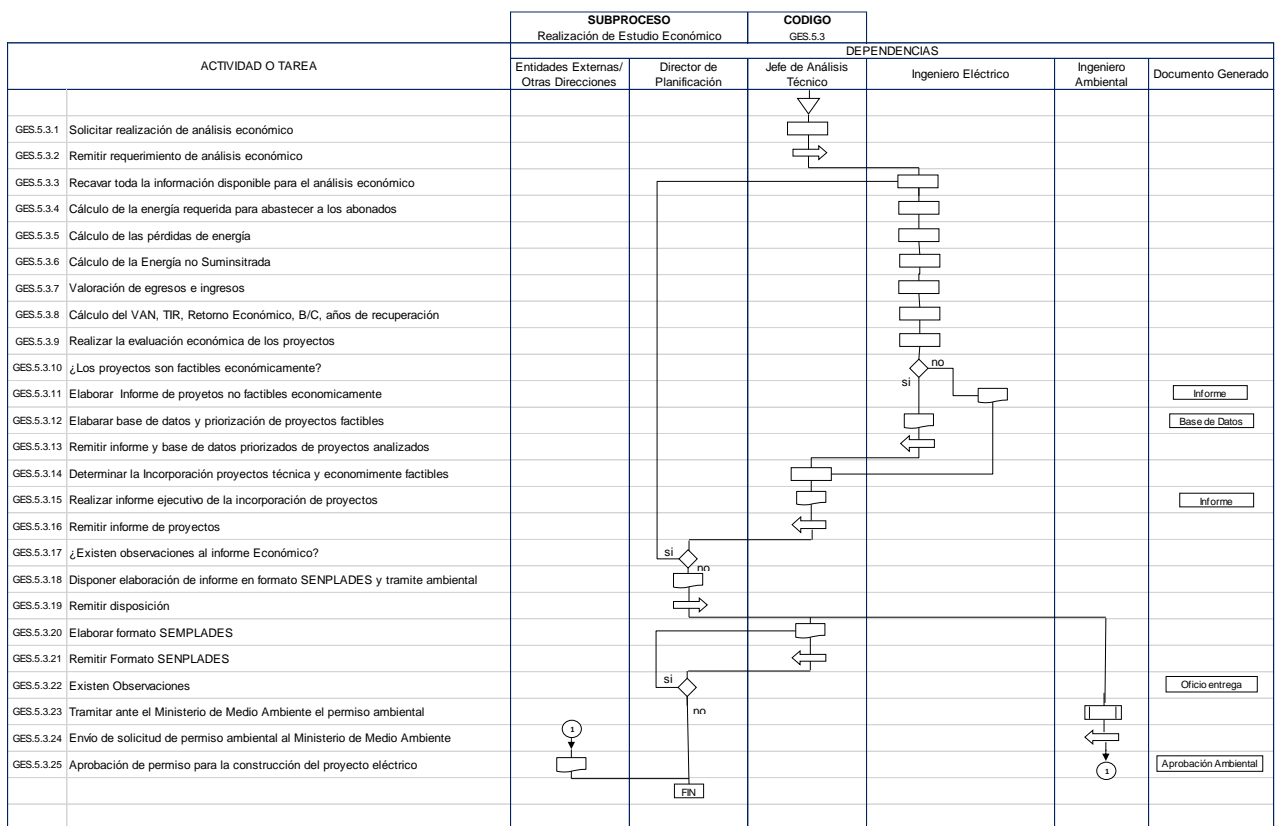
### GES.5.3 GESTIÓN DE ANÁLISIS ECONOMICO



## DIAGRAMA DE FLUJO FUNCIONAL DE ANÁLISIS ECONÓMICO

El Diagrama de Flujo Funcional de Análisis Económico describe en forma más detallada, ordenada y secuencial de las actividades o tareas entre las dependencias de trabajo que se realizan dentro de una determinada indicando cada una de las dependencias y responsables de las acciones y el documento que se genera.

### 5.3 REALIZACIÓN DE ANÁLISIS ECONÓMICO



Como resultado del diagrama del flujo funcional del estudio de costos se tiene como resultado las actividades que deben realizar el Director de Planificación, el Jefe de Análisis Técnico, el ingeniero eléctrico y el ingeniero ambiental, producto de estas actividades se tiene un informe y una base de datos de los proyectos eléctricos factibles de construir económicamente.

Se presenta la distribución de los gastos operacionales del subproceso Realización de Estudio Económico:

Tabla 79.  
Distribución de gastos operacionales

GASTOS OPERACIONALES		GASTOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL		MATERIALES DIRECTOS		MANTENIMIENTO		OTROS		TOTAL	
FACTOR DE ASOCIACION		UTILIZACIÓN		UTILIZACIÓN		UTILIZACIÓN		UTILIZACIÓN			
CODIGO	PROCESO/SUBPROCESO/ACTIVIDAD	%	USD/hora	%	USD/hora	%	USD/hora	%	USD/hora	USD/hora	%
GES.5.3.1	Solicitar realización de análisis económico	7,9%	0,25	1,4%	0,05	1,8%	0,02	1,7%	0,14	0,45	1,53%
GES.5.3.2	Remitir requerimiento de análisis económico	7,9%	0,25	1,4%	0,05	1,8%	0,02	1,7%	0,14	0,45	1,53%
GES.5.3.3	Recavar toda la información disponible para el análisis económico	31,5%	1,00	5,7%	0,18	3,5%	0,03	6,9%	0,57	1,78	6,02%
GES.5.3.4	Cálculo de la energía requerida para abastecer a los abonados	23,6%	0,75	4,3%	0,14	3,5%	0,03	5,2%	0,42	1,34	4,54%
GES.5.3.5	Cálculo de las pérdidas de energía	23,6%	0,75	4,3%	0,14	3,5%	0,03	5,2%	0,42	1,34	4,54%
GES.5.3.6	Cálculo de la Energía no Suministrada	23,6%	0,75	4,3%	0,14	3,5%	0,03	5,2%	0,42	1,34	4,54%
GES.5.3.7	Valoración de egresos e ingresos	31,5%	1,00	4,3%	0,14	5,3%	0,05	5,2%	0,42	1,61	5,44%
GES.5.3.8	Cálculo del VAN, TIR, Retorno Económico, B/C, años de recuperación	39,4%	1,25	5,7%	0,18	5,3%	0,05	6,9%	0,57	2,04	6,92%
GES.5.3.9	Realizar la evaluación económica de los proyectos	39,4%	1,25	5,7%	0,18	5,3%	0,05	6,9%	0,57	2,04	6,92%
GES.5.3.10	¿Los proyectos son factibles económicamente?	15,7%	0,50	2,9%	0,09	5,3%	0,05	3,4%	0,28	0,92	3,12%
GES.5.3.11	Elaborar Informe de proyectos no factibles económicamente	23,6%	0,75	2,9%	0,09	3,5%	0,03	3,4%	0,28	1,16	3,91%
GES.5.3.12	Elaborar base de datos y priorización de proyectos factibles	23,6%	0,75	4,3%	0,14	3,5%	0,03	3,4%	0,28	1,20	4,07%
GES.5.3.13	Remitir informe y base de datos priorizados de proyectos analizados	23,6%	0,75	4,3%	0,14	3,5%	0,03	3,4%	0,28	1,20	4,07%
GES.5.3.14	Determinar la Incorporación proyectos técnica y económicamente factibles	23,6%	0,75	4,3%	0,14	3,5%	0,03	3,4%	0,28	1,20	4,07%
GES.5.3.15	Realizar informe ejecutivo de la incorporación de proyectos	31,5%	1,00	4,3%	0,14	3,5%	0,03	3,4%	0,28	1,45	4,91%
GES.5.3.16	Remitir informe de proyectos	15,7%	0,50	2,9%	0,09	1,8%	0,02	1,7%	0,14	0,75	2,53%
GES.5.3.17	¿Existen observaciones al informe Económico?	23,6%	0,75	2,9%	0,09	1,8%	0,02	1,7%	0,14	1,00	3,38%
GES.5.3.18	Disponer elaboración de informe en formato SENPLADES y tramite ambiental	31,5%	1,00	4,3%	0,14	3,5%	0,03	5,2%	0,42	1,59	5,39%
GES.5.3.19	Remitir disposición	7,9%	0,25	2,9%	0,09	5,3%	0,05	3,4%	0,28	0,67	2,27%
GES.5.3.20	Elaborar formato SEMPLADES	23,6%	0,75	4,3%	0,14	5,3%	0,05	3,4%	0,28	1,22	4,12%
GES.5.3.21	Remitir Formato SENPLADES	15,7%	0,50	4,3%	0,14	5,3%	0,05	3,4%	0,28	0,97	3,27%
GES.5.3.22	Existen Observaciones	7,9%	0,25	4,3%	0,14	5,3%	0,05	3,4%	0,28	0,72	2,43%
GES.5.3.23	Tramitar ante el Ministerio de Medio Ambiente el permiso ambiental	7,9%	0,25	4,3%	0,14	5,3%	0,05	1,7%	0,14	0,58	1,95%
GES.5.3.24	Envío de solicitud de permiso ambiental al Ministerio de Medio Ambiente	7,9%	0,25	4,3%	0,14	3,5%	0,03	3,4%	0,28	0,70	2,37%
GES.5.3.25	Aprobación de permiso para la construcción del proyecto eléctrico	31,5%	1,00	5,7%	0,18	7,0%	0,06	6,9%	0,57	1,81	6,13%
<b>TOTAL</b>			<b>17,24</b>	<b>100%</b>	<b>3,17</b>	<b>100%</b>	<b>0,9202633</b>	<b>100%</b>	<b>8,2039426</b>	<b>29,54</b>	<b>100%</b>

A continuación se presenta los gastos no operacionales del subproceso Estudios Eléctricos:

Tabla 80.  
Distribución de gastos no operacionales

GASTOS NO OPERACIONALES		SERVICIOS BÁSICOS		SERVICIOS AFINES		CONTRATOS		TOTAL	
FACTOR DE ASOCIACION		UTILIZACION		UTILIZACION		UTILIZACION			
CODIGO	PROCESO/SUBPROCESO/ACTIVIDAD	%	USD/h	%	USD/h	%	USD/h	USD/h	%
GES.5.3.1	Solicitar realización de análisis económico	1,47%	0,0038	1,49%	0,003	1,82%	0,01	0,02	1,86%
GES.5.3.2	Remitir requerimiento de análisis económico	1,47%	0,0038	1,49%	0,003	1,82%	0,01	0,02	1,86%
GES.5.3.3	Recavar toda la información disponible para el análisis económico	4,41%	0,0114	4,48%	0,009	3,64%	0,02	0,04	4,43%
GES.5.3.4	Cálculo de la energía requerida para abastecer a los abonados	4,41%	0,0114	4,48%	0,009	3,64%	0,02	0,04	4,43%
GES.5.3.5	Cálculo de las pérdidas de energía	4,41%	0,0114	4,48%	0,009	3,64%	0,02	0,04	4,43%
GES.5.3.6	Cálculo de la Energía no Suministrada	5,88%	0,0151	5,97%	0,012	5,45%	0,03	0,06	6,28%
GES.5.3.7	Valoración de egresos e ingresos	5,88%	0,0151	5,97%	0,012	5,45%	0,03	0,06	6,28%
GES.5.3.8	Cálculo del VAN, TIR, Retorno Económico, B/C, años de recuperación	7,35%	0,0189	7,46%	0,016	7,27%	0,04	0,08	8,14%
GES.5.3.9	Realizar la evaluación económica de los proyectos	5,88%	0,0151	5,97%	0,012	5,45%	0,03	0,06	6,28%
GES.5.3.10	¿Los proyectos son factibles económicamente?	1,47%	0,0038	2,99%	0,006	1,82%	0,01	0,02	2,18%
GES.5.3.11	Elaborar Informe de proyectos no factibles económicamente	4,41%	0,0114	4,48%	0,009	3,64%	0,02	0,04	4,43%
GES.5.3.12	Elaborar base de datos y priorización de proyectos factibles	4,41%	0,0114	4,48%	0,009	3,64%	0,02	0,04	4,43%
GES.5.3.13	Remitir informe y base de datos priorizados de proyectos analizados	2,94%	0,0076	2,99%	0,006	1,82%	0,01	0,02	2,57%
GES.5.3.14	Determinar la Incorporación proyectos técnica y económicamente factibles	2,94%	0,0076	2,99%	0,006	1,82%	0,01	0,02	2,57%
GES.5.3.15	Realizar informe ejecutivo de la incorporación de proyectos	5,88%	0,0151	4,48%	0,009	3,64%	0,02	0,05	4,81%
GES.5.3.16	Remitir informe de proyectos	4,41%	0,0114	2,99%	0,006	3,64%	0,02	0,04	4,10%
GES.5.3.17	¿Existen observaciones al informe Económico?	2,94%	0,0076	2,99%	0,006	3,64%	0,02	0,04	3,72%
GES.5.3.18	Disponer elaboración de informe en formato SENPLADES y tramite ambiental	4,41%	0,0114	4,48%	0,009	5,45%	0,03	0,05	5,57%
GES.5.3.19	Remitir disposición	2,94%	0,0076	2,99%	0,006	1,82%	0,01	0,02	2,57%
GES.5.3.20	Elaborar formato SEMPLADES	2,94%	0,0076	4,48%	0,009	5,45%	0,03	0,05	5,18%
GES.5.3.21	Remitir Formato SENPLADES	4,41%	0,0114	1,49%	0,003	3,64%	0,02	0,04	3,78%
GES.5.3.22	Existen Observaciones	2,94%	0,0076	1,49%	0,003	5,45%	0,03	0,04	4,54%
GES.5.3.23	Tramitar ante el Ministerio de Medio Ambiente el permiso ambiental	4,41%	0,0114	4,48%	0,009	5,45%	0,03	0,05	5,57%
GES.5.3.24	Envío de solicitud de permiso ambiental al Ministerio de Medio Ambiente	2,94%	0,0076	4,48%	0,009	3,64%	0,02	0,04	4,04%
GES.5.3.25	Aprobación de permiso para la construcción del proyecto eléctrico	4,41%	0,0114	5,97%	0,012	7,27%	0,04	0,07	7,04%
<b>TOTAL</b>		<b>93%</b>	<b>0,257468</b>	<b>90%</b>	<b>0,209022</b>	<b>89%</b>	<b>0,614321</b>	<b>0,97</b>	<b>100%</b>

Tabla 81.  
Cálculo del Valor Agregado; Análisis Económico

ANÁLISIS DEL VALOR AGREGADO

DESCRIPCIÓN DE PROCESOS		PROCESO		SUBPROCESO		GES-3		GES-3.2		PROCESO:		Realización de Estudios Económicos		Fecha		2015							
COD PASOS	ACTIVIDAD o TAREA	VAR	VAD	SVA	→	△	□	D [horas]	t [horas]	Sueldo/emplead- c-hora [USD/hora]	MANO DE OBRA [USD]	COSTOS OPERACIONALES		COSTOS NO OPERACIONALES		COSTO DEL PROCESO							
												[USD/hora]	[USD]	[USD/hora]	[USD]	[USD]	[USD]						
GES.3.1	Solicitar realización de análisis económico			1				0.33	0.17	10.89	5.44	0.45	0.23	0.02	0.30	6.44	\$ -						
GES.3.2	Remitir requerimiento de análisis económico			1				0.17	0.08	10.89	2.72	0.45	0.11	0.02	0.25	3.55	\$ -						
GES.3.3	Recavar toda la información disponible para el análisis económico		1					8	24	5.95	190.37	1.78	56.93	0.04	8.45	257.57	\$ 128.79						
GES.3.4	Cálculo de la energía requerida para abastecer a los abonados	1						4	2	5.95	36.69	1.34	8.05	0.04	1.79	46.93	\$ 46.93						
GES.3.5	Cálculo de las pérdidas de energía	1						4	2	5.95	36.69	1.34	8.05	0.04	1.79	46.93	\$ 46.93						
GES.3.6	Cálculo de la Energía no Suministrada	1						4	2	5.95	36.69	1.34	8.05	0.06	2.55	47.70	\$ 47.70						
GES.3.7	Valoración de egresos e ingresos	1						4	2	5.95	36.69	1.61	9.65	0.06	2.55	48.56	\$ 48.56						
GES.3.8	Cálculo del VAN, TIR, Retorno Económico, BIC, años de recuperación	1						5	3	5.95	47.59	2.04	16.36	0.08	4.24	70.32	\$ 70.32						
GES.3.9	Realizar la evaluación económica de los proyectos	1						16	8	5.95	142.78	2.04	48.08	0.06	9.09	203.06	\$ 203.06						
GES.3.10	¿Los proyectos son factibles económicamente?	1						0.67	0.5	5.95	6.96	0.92	1.08	0.02	0.27	9.28	\$ 4.63						
GES.3.11	Elaborar Informe de proyectos no factibles económicamente	1						2	4	5.95	36.69	1.16	6.93	0.04	1.79	45.62	\$ 22.81						
GES.3.12	Elaborar base de datos y priorización de proyectos factibles	1						2	4	5.95	36.69	1.20	7.20	0.04	1.79	45.94	\$ 45.94						
GES.3.13	Remitir informe y base de datos priorizados de proyectos analizados			1				0.67	0.5	5.95	6.96	1.20	1.40	0.02	0.32	9.91	\$ -						
GES.3.14	Determinar la incorporación proyectos técnica y económicamente factibles	1						4	4	10.89	87.09	1.20	9.61	0.02	2.45	100.37	\$ 100.37						
GES.3.15	Realizar informe ejecutivo de la incorporación de proyectos	1						4	4	10.89	87.09	1.45	11.61	0.05	4.59	104.79	\$ 104.79						
GES.3.16	Remitir informe de proyectos			1				0.33	0.17	10.89	5.44	0.75	0.37	0.04	0.65	7.26	\$ -						
GES.3.17	¿Existen observaciones al Informe Económico?		1					0.67	0.5	17.13	20.04	1.00	1.17	0.04	1.34	23.58	\$ 11.79						
GES.3.18	Disponer elaboración de informe en formato SENPLADES y tramite ambiental	1						0.33	0.17	17.13	8.56	1.59	0.80	0.05	1.39	12.40	\$ 6.20						
GES.3.19	Remitir disposición			1				0.33	0.17	17.13	8.56	0.67	0.34	0.02	0.64	10.24	\$ -						
GES.3.20	Elaborar formato SENPLADES	1						8	4	10.89	130.64	1.22	14.60	0.05	7.14	153.65	\$ 153.65						
GES.3.21	Remitir Formato SENPLADES			1				0.5	0.33	10.89	9.04	0.97	0.80	0.04	0.73	11.58	\$ -						
GES.3.22	Existen Observaciones		1					0.5	0.33	17.13	14.21	0.72	0.60	0.04	1.39	16.96	\$ 8.48						
GES.3.23	Tramitar ante el Ministerio de Medio Ambiente el permiso ambiental	1						8	4	6.26	75.06	0.58	6.91	0.05	4.41	87.01	\$ 87.01						
GES.3.24	Envío de solicitud de permiso ambiental al Ministerio de Medio Ambiente			1				0.67	0.5	6.26	7.32	0.70	0.82	0.04	0.63	9.41	\$ -						
GES.3.25	Aprobación de permiso para la construcción de proyecto eléctrico	1						480	240		0.00	1.81	1.304.07	0.07	0.00	1.305.95	\$ 1.305.95						
<b>TOTALES</b>												12	6	7	6	0	19	556.17	310.42	1.08	60.45	2.686.95	\$ 2.444.87

## ANÁLISIS DEL VALOR AGREGADO DEL SUBPROCESO

### 5.3 REALIZACIÓN DE ANÁLISIS ECONÓMICO

ACTIVIDADES				
TA	TOTAL DE ACTIVIDADES [#]:	23	C/U	-
% VA	VALOR AGREGADO [%]:	72%	16,56	C/U
% SVA	SIN VALOR AGREGADO [%]:	28%	6,44	C/U
<b>TOTAL :</b>		<b>100%</b>	<b>23</b>	C/U
COSTOS				
CP	COSTO DEL PROCESO [USD]:	2.685,95	USD	USD
% CO	COSTO OPERACIONAL [%]:	97%	2.594,87	USD
% CNO	COSTO NO OPERACIONAL [%]:	2%	60,45	USD
<b>TOTAL :</b>		<b>99%</b>	<b>2.655,33</b>	USD
% CVA	<b>COSTO DEL VALOR AGREGADO [USD]:</b>	<b>91%</b>	<b>2.444,87</b>	USD
TIEMPOS				
TC	TIEMPO DEL CICLO DEL PROCESO[horas]:	<b>868,59</b>	HORAS	-
% TD	TIEMPO DE DEMORA [%]:	64%	558,17	HORAS
% TE	TIEMPO DE EFECTIVO [%]:	36%	310,42	HORAS
<b>TOTAL :</b>		<b>100%</b>	<b>868,59</b>	HORAS

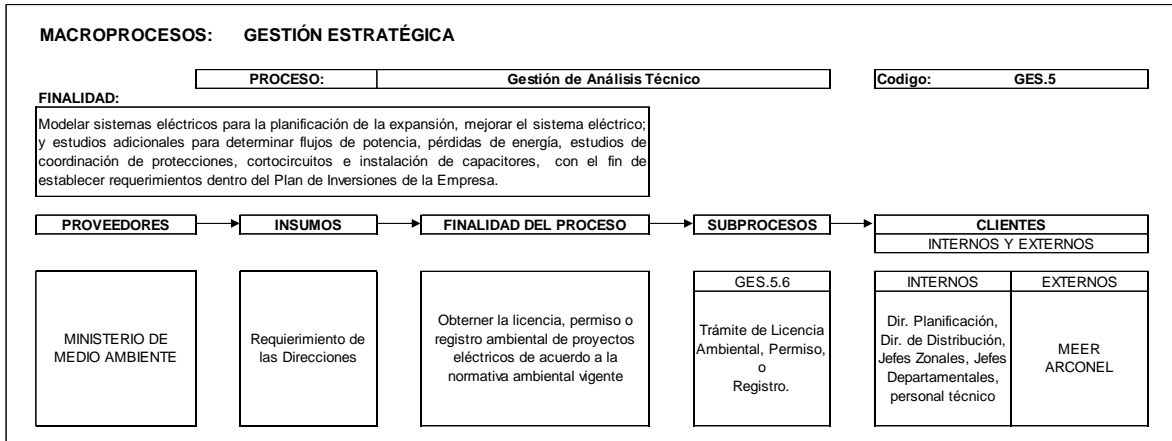
#### 5.7.3. Levantamiento del proceso de trámite de licencia ambiental, permiso o registro

De acuerdo al Registro Oficial No. 270 del viernes 13 de febrero de 2015, se publica el Acuerdo Ministerial No. 028 en donde se sustituye el libro VI del Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente por el Libro VI de la Calidad Ambiental cuyo Capítulo I Régimen Institucional, Artículo 6 Obligaciones Generales indica que Toda obra, actividad o proyecto nuevo y toda ampliación o modificación de los mismos que pueda causar impacto ambiental, deberá someterse al Sistema Único de Manejo Ambiental, de acuerdo con lo que establece, este Libro y la normativa administrativa y técnica expedida para el efecto.

De acuerdo a los artículos 12, 13 y 14 del Libro VI de la Calidad de Legislación, se crea el Sistema Único de Información Ambiental (SUIA), herramienta informática de uso obligatorio para el proceso de licenciamiento ambiental con el objetivo de presentar un sistema informático que simplifique los trámites, dar mayor transparencia y celeridad a los procesos de regularización, control y seguimiento ambiental de una manera eficiente así como la recopilación, evaluación y uso de la información levantada a través del Subsistema de Información de la Calidad Ambiental.

Todos los proyectos, obras o actividades que generen impactos y riesgos ambientales, deberán regularizarse mediante el Sistema Único de Impacto Ambiental SUIA.

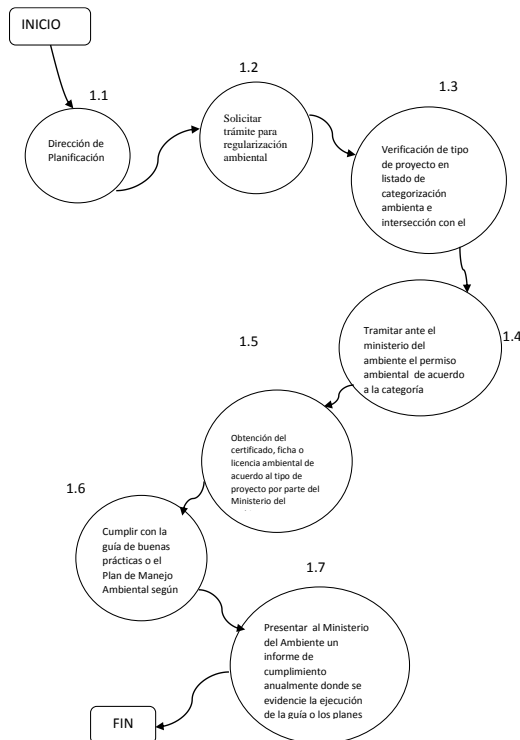
Tabla 82.  
Subproceso Realización de Estudios Eléctricos



### DIAGRAMA DE ACCION DE NEGOCIOS GESTIÓN DE TRÁMITE DE LICENCIA AMBIENTAL, PERMISO O REGISTRO

El proceso de Análisis Técnico Económico inicia con el requerimiento por parte de clientes internos, el mismo que es remitido a la Dirección de Planificación en donde el área de Medio Ambiente se encarga de obtener la licencia, permiso o registro según sea el caso; el diagrama de acción de negocios detalla en forma general las actividades que se realizan dentro del área responsable para obtener los permisos ambientales correspondientes.

### GES.5.6 TRÁMITE DE LICENCIA AMBIENTAL, PERMISO, O REGISTRO.

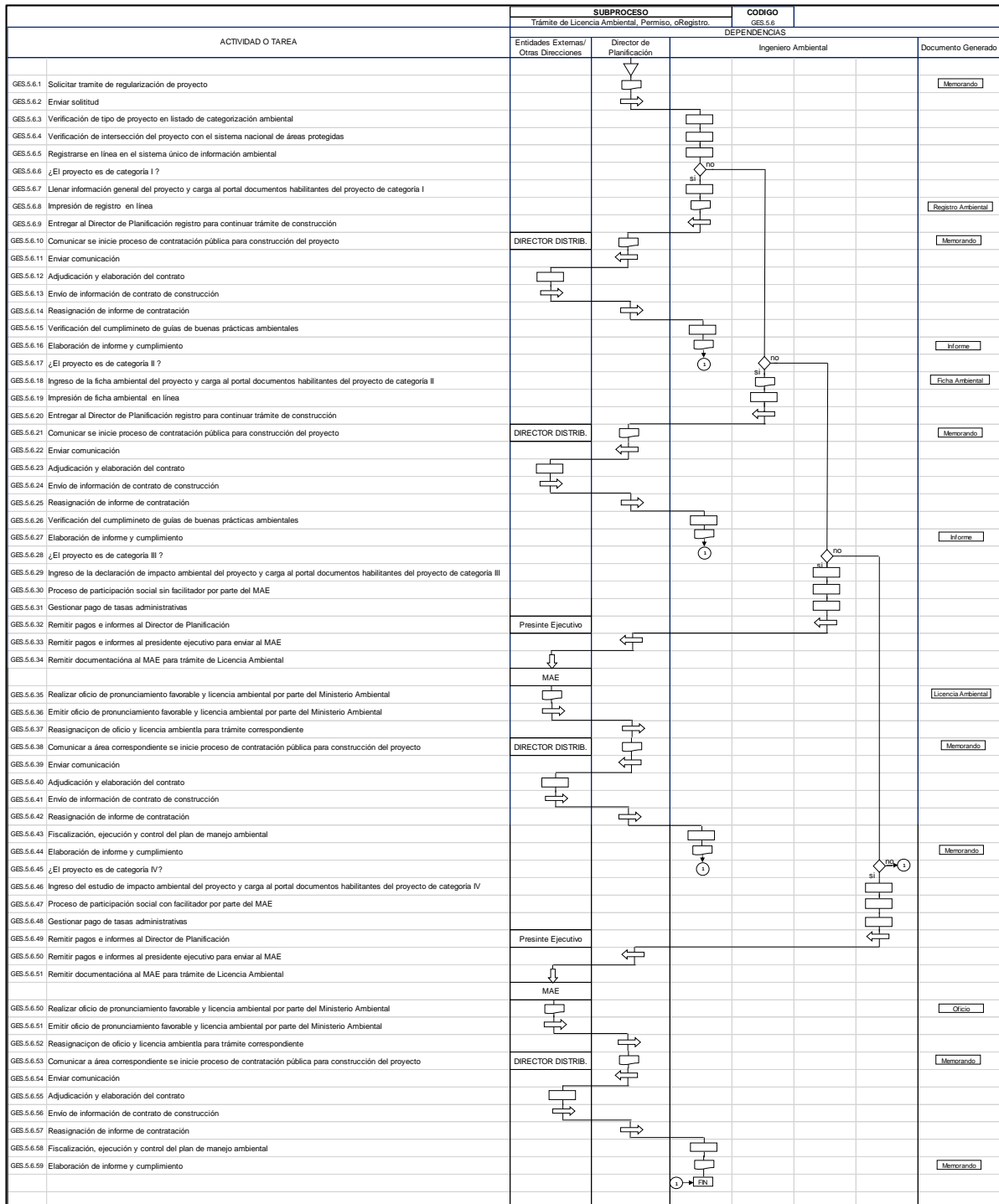




## DIAGRAMA DE FLUJO FUNCIONAL TRAMITE DE LICENCIA AMBIENTAL, PERMISO O REGISTRO.

El Diagrama de Flujo Funcional de trámite de licencia ambiental, permiso o registro, describe en forma más detallada, ordenada y secuencial de las actividades o tareas que se realizan dentro de una determinada área indicando cada una de las dependencias y responsables de las acciones y el documento que se genera.

### GES 5. 6 TRÁMITE DE LICENCIA AMBIENTAL, PERMISO, O REGISTRO.



Se presenta la distribución de los gastos operacionales del subproceso Trámite de Licencia Ambiental, Permiso o Registro.

Tabla 83.  
Distribución de gastos operacionales

GASTOS OPERACIONALES		GASTOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL		MATERIALES DIRECTOS		MANTENIMIENTO		OTROS		TOTAL	
FACTOR DE ASOCIACION		UTILIZACIÓN		UTILIZACIÓN		UTILIZACIÓN		UTILIZACIÓN			
CODIGO	PROCESO/SUBPROCESO/ACTIVIDAD	%	USD/hora	%	USD/hora	%	USD/hora	%	USD/hora	USD/hora	%
GES.5.6.1	Solicitar tramite de regularización de proyecto	2.7%	0.09	0.5%	0.02	0.5%	0.00	0.5%	0.04	0.15	0.50%
GES.5.6.2	Enviar solitud	2.7%	0.09	0.5%	0.02	0.5%	0.00	0.5%	0.04	0.15	0.50%
GES.5.6.3	Verificación de tipo de proyecto en listado de categorización ambiental	8.1%	0.26	1.5%	0.05	1.5%	0.01	1.5%	0.12	0.45	1.49%
GES.5.6.4	Verificación de intersección del proyecto con el sistema nacional de áreas protegidas	8.1%	0.26	1.5%	0.05	1.5%	0.01	1.5%	0.12	0.45	1.49%
GES.5.6.5	Registrarse en línea en el sistema único de información ambiental	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.6	¿El proyecto es de categoría I ?	8.1%	0.26	1.5%	0.05	1.5%	0.01	1.5%	0.12	0.45	1.49%
GES.5.6.7	Llenar información general del proyecto y carga al portal documentos habilitantes de	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.8	Impresión de registro -en línea	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.9	Entregar al Director de Planificación registro para continuar trámite de construcción	2.7%	0.09	0.5%	0.02	0.5%	0.00	0.5%	0.04	0.15	0.50%
GES.5.6.10	Comunicar se inicie proceso de contratación pública para construcción del proyecto	8.1%	0.26	1.5%	0.05	1.5%	0.01	1.5%	0.12	0.45	1.49%
GES.5.6.11	Enviar comunicación	2.7%	0.09	0.5%	0.02	0.5%	0.00	0.5%	0.04	0.15	0.50%
GES.5.6.12	Adjudicación y elaboración del contrato	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.13	Envío de información de contrato de construcción	2.7%	0.09	0.5%	0.02	0.5%	0.00	0.5%	0.04	0.15	0.50%
GES.5.6.14	Reasignación de informe de contratación	2.7%	0.09	0.5%	0.02	0.5%	0.00	0.5%	0.04	0.15	0.50%
GES.5.6.15	Verificación del cumplimiento de guías de buenas prácticas ambientales	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.16	Elaboración de informe y cumplimiento	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.17	¿El proyecto es de categoría II ?	8.1%	0.26	1.5%	0.05	1.5%	0.01	1.5%	0.12	0.45	1.49%
GES.5.6.18	Ingreso de la ficha ambiental del proyecto y carga al portal documentos habilitantes	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.19	Impresión de ficha ambiental en línea	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.20	Entregar al Director de Planificación registro para continuar trámite de construcción	2.7%	0.09	0.5%	0.02	0.5%	0.00	0.5%	0.04	0.15	0.50%
GES.5.6.21	Comunicar se inicie proceso de contratación pública para construcción del proyecto	2.7%	0.09	0.5%	0.02	0.5%	0.00	0.5%	0.04	0.15	0.50%
GES.5.6.22	Enviar comunicación	2.7%	0.09	0.5%	0.02	0.5%	0.00	0.5%	0.04	0.15	0.50%
GES.5.6.23	Adjudicación y elaboración del contrato	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.24	Envío de información de contrato de construcción	2.7%	0.09	0.5%	0.02	0.5%	0.00	0.5%	0.04	0.15	0.50%
GES.5.6.25	Reasignación de informe de contratación	2.7%	0.09	0.5%	0.02	0.5%	0.00	0.5%	0.04	0.15	0.50%
GES.5.6.26	Verificación del cumplimiento de guías de buenas prácticas ambientales	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.27	Elaboración de informe y cumplimiento	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.28	¿El proyecto es de categoría III ?	8.1%	0.26	1.5%	0.05	1.5%	0.01	1.5%	0.12	0.45	1.49%
GES.5.6.29	Ingreso de la declaración de impacto ambiental del proyecto y carga al portal docum	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.30	Proceso de participación social sin facilitador por parte del MAE	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.31	Gestionar pago de tasas administrativas	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.32	Remitir pagos e informes al Director de Planificación	5.4%	0.17	1.0%	0.03	1.0%	0.01	1.0%	0.08	0.30	1.00%
GES.5.6.33	Remitir pagos e informes al presidente ejecutivo para enviar al MAE	5.4%	0.17	1.0%	0.03	1.0%	0.01	1.0%	0.08	0.30	1.00%
GES.5.6.34	Remitir documentación al MAE para trámite de Licencia Ambiental	10.8%	0.35	2.0%	0.06	2.0%	0.02	2.0%	0.17	0.59	1.99%
GES.5.6.35	Realizar oficio de pronunciamiento favorable y licencia ambiental por parte del Minis	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.36	Emitir oficio de pronunciamiento favorable y licencia ambiental por parte del Ministe	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.37	Reasignación de oficio y licencia ambiental para trámite correspondiente	5.4%	0.17	1.0%	0.03	1.0%	0.01	1.0%	0.08	0.30	1.00%
GES.5.6.38	Comunicar a área correspondiente se inicie proceso de contratación pública para co	5.4%	0.17	1.0%	0.03	1.0%	0.01	1.0%	0.08	0.30	1.00%
GES.5.6.39	Enviar comunicación	2.7%	0.09	0.5%	0.02	0.5%	0.00	0.5%	0.04	0.15	0.50%
GES.5.6.40	Adjudicación y elaboración del contrato	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.41	Envío de información de contrato de construcción	5.4%	0.17	1.0%	0.03	1.0%	0.01	1.0%	0.08	0.30	1.00%
GES.5.6.42	Reasignación de informe de contratación	5.4%	0.17	1.0%	0.03	1.0%	0.01	1.0%	0.08	0.30	1.00%
GES.5.6.43	Fiscalización, ejecución y control del plan de manejo ambiental	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.44	Elaboración de informe y cumplimiento	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.45	¿El proyecto es de categoría IV ?	8.1%	0.26	1.5%	0.05	1.5%	0.01	1.5%	0.12	0.45	1.49%
GES.5.6.46	Ingreso del estudio de impacto ambiental del proyecto y carga al portal documentos	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.47	Proceso de participación social con facilitador por parte del MAE	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.48	Gestionar pago de tasas administrativas	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.49	Remitir pagos e informes al Director de Planificación	5.4%	0.17	1.0%	0.03	1.0%	0.01	1.0%	0.08	0.30	1.00%
GES.5.6.50	Remitir pagos e informes al presidente ejecutivo para enviar al MAE	5.4%	0.17	1.0%	0.03	1.0%	0.01	1.0%	0.08	0.30	1.00%
GES.5.6.51	Remitir documentación al MAE para trámite de Licencia Ambiental	10.8%	0.35	2.0%	0.06	2.0%	0.02	2.0%	0.17	0.59	1.99%
GES.5.6.52	Realizar oficio de pronunciamiento favorable y licencia ambiental por parte del Minis	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.53	Emitir oficio de pronunciamiento favorable y licencia ambiental por parte del Ministe	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.54	Reasignación de oficio y licencia ambiental para trámite correspondiente	5.4%	0.17	1.0%	0.03	1.0%	0.01	1.0%	0.08	0.30	1.00%
GES.5.6.55	Comunicar a área correspondiente se inicie proceso de contratación pública para co	5.4%	0.17	1.0%	0.03	1.0%	0.01	1.0%	0.08	0.30	1.00%
GES.5.6.56	Enviar comunicación	2.7%	0.09	0.5%	0.02	0.5%	0.00	0.5%	0.04	0.15	0.50%
GES.5.6.57	Adjudicación y elaboración del contrato	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.58	Envío de información de contrato de construcción	5.4%	0.17	1.0%	0.03	1.0%	0.01	1.0%	0.08	0.30	1.00%
GES.5.6.59	Reasignación de informe de contratación	5.4%	0.17	1.0%	0.03	1.0%	0.01	1.0%	0.08	0.30	1.00%
GES.5.6.60	Fiscalización, ejecución y control del plan de manejo ambiental	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
GES.5.6.61	Elaboración de informe y cumplimiento	13.5%	0.43	2.5%	0.08	2.5%	0.02	2.5%	0.21	0.74	2.49%
<b>TOTAL</b>			<b>17,43</b>	<b>100%</b>	<b>3,21</b>	<b>100%</b>	<b>0,9303208</b>	<b>100%</b>	<b>8,2936031</b>	<b>29,86</b>	<b>100%</b>

La distribución de los gastos operacionales es ponderada entre valores de 1 a 5, los cuales son distribuidos por los profesionales que están a cargo del proceso, generalmente los que tienen mayor experiencia esta distribución es requerida para establecer el valor agregado de distribución del proceso del trámite para la obtención de la licencia ambiental, permiso o licencia.

Se presenta la distribución de los gastos NO operacionales del subproceso Trámite de Licencia Ambiental, Permiso o Registro.

Tabla 84.  
Distribución de gastos no operacionales

GASTOS NO OPERACIONALES		SERVICIOS BÁSICOS		SERVICIOS AFINES		CONTRATOS		TOTAL	
CODIGO	PROCESO/SUBPROCESO/ACTIVIDAD	UTILIZACION		UTILIZACION		UTILIZACION		USD/h	%
		%	USD/h	%	USD/h	%	USD/h		
GES.5.6.1	Solicitar tramite de regularización de proyecto	0,50%	0,0027	0,50%	0,011	0,50%	0,04	0,05	1,45%
GES.5.6.2	Enviar solicitud	0,50%	0,0027	0,50%	0,011	0,50%	0,04	0,05	1,45%
GES.5.6.3	Verificación de tipo de proyecto en listado de categorización ambiental	1,49%	0,0081	1,49%	0,033	1,49%	0,11	0,15	4,35%
GES.5.6.4	Verificación de intersección del proyecto con el sistema nacional de áreas protegidas	1,49%	0,0081	1,49%	0,033	1,49%	0,11	0,15	4,35%
GES.5.6.5	Registrarse en línea en el sistema único de información ambiental	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.6	¿El proyecto es de categoría I ?	1,49%	0,0081	1,49%	0,033	1,49%	0,11	0,15	4,35%
GES.5.6.7	Llenar información general del proyecto y carga al portal documentos habilitantes de	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.8	Impresión de registro en línea	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.9	Entregar al Director de Planificación registro para continuar trámite de construcción	0,50%	0,0027	0,50%	0,011	0,50%	0,04	0,05	1,45%
GES.5.6.10	Comunicar se inicie proceso de contratación pública para construcción del proyecto	1,49%	0,0081	1,49%	0,033	1,49%	0,11	0,15	4,35%
GES.5.6.11	Enviar comunicación	0,50%	0,0027	0,50%	0,011	0,50%	0,04	0,05	1,45%
GES.5.6.12	Envío de información de contrato de construcción	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.13	Reasignación de informe de contratación	0,50%	0,0027	0,50%	0,011	0,50%	0,04	0,05	1,45%
GES.5.6.14	Verificación del cumplimiento de guías de buenas prácticas ambientales	0,50%	0,0027	0,50%	0,011	0,50%	0,04	0,05	1,45%
GES.5.6.15	Elaboración de informe y cumplimiento	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.16	¿El proyecto es de categoría II ?	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.17	¿El proyecto es de categoría II ?	1,49%	0,0081	1,49%	0,033	1,49%	0,11	0,15	4,35%
GES.5.6.18	Ingreso de la ficha ambiental del proyecto y carga al portal documentos habilitantes	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.19	Impresión de ficha ambiental en línea	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.20	Entregar al Director de Planificación registro para continuar trámite de construcción	0,50%	0,0027	0,50%	0,011	0,50%	0,04	0,05	1,45%
GES.5.6.21	Comunicar se inicie proceso de contratación pública para construcción del proyecto	0,50%	0,0027	0,50%	0,011	0,50%	0,04	0,05	1,45%
GES.5.6.22	Enviar comunicación	0,50%	0,0027	0,50%	0,011	0,50%	0,04	0,05	1,45%
GES.5.6.23	Adjudicación y elaboración del contrato	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.24	Envío de información de contrato de construcción	0,50%	0,0027	0,50%	0,011	0,50%	0,04	0,05	1,45%
GES.5.6.25	Reasignación de informe de contratación	0,50%	0,0027	0,50%	0,011	0,50%	0,04	0,05	1,45%
GES.5.6.26	Verificación del cumplimiento de guías de buenas prácticas ambientales	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.27	Elaboración de informe y cumplimiento	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.28	¿El proyecto es de categoría III ?	1,49%	0,0081	1,49%	0,033	1,49%	0,11	0,15	4,35%
GES.5.6.29	Ingreso de la declaración de impacto ambiental del proyecto y carga al portal documentos	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.30	Proceso de participación social sin facilitador por parte del MAE	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.31	Gestionar pago de tasas administrativas	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.32	Remitir pagos e informes al Director de Planificación	1,00%	0,0054	1,00%	0,022	1,00%	0,08	0,10	2,90%
GES.5.6.33	Remitir pagos e informes al presidente ejecutivo para enviar al MAE	1,00%	0,0054	1,00%	0,022	1,00%	0,08	0,10	2,90%
GES.5.6.34	Remitir documentación al MAE para trámite de Licencia Ambiental	1,99%	0,0108	1,99%	0,043	1,99%	0,15	0,21	5,80%
GES.5.6.35	Realizar oficio de pronunciamiento favorable y licencia ambiental por parte del Ministerio	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.36	Emitir oficio de pronunciamiento favorable y licencia ambiental por parte del Ministerio	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.37	Reasignación de oficio y licencia ambiental para trámite correspondiente	1,00%	0,0054	1,00%	0,022	1,00%	0,08	0,10	2,90%
GES.5.6.38	Comunicar a área correspondiente se inicie proceso de contratación pública para construcción	1,00%	0,0054	1,00%	0,022	1,00%	0,08	0,10	2,90%
GES.5.6.39	Enviar comunicación	0,50%	0,0027	0,50%	0,011	0,50%	0,04	0,05	1,45%
GES.5.6.40	Adjudicación y elaboración del contrato	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.41	Envío de información de contrato de construcción	1,00%	0,0054	1,00%	0,022	1,00%	0,08	0,10	2,90%
GES.5.6.42	Reasignación de informe de contratación	1,00%	0,0054	1,00%	0,022	1,00%	0,08	0,10	2,90%
GES.5.6.43	Fiscalización, ejecución y control del plan de manejo ambiental	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.44	Elaboración de informe y cumplimiento	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.45	¿El proyecto es de categoría IV?	1,49%	0,0081	1,49%	0,033	1,49%	0,11	0,15	4,35%
GES.5.6.46	Ingreso del estudio de impacto ambiental del proyecto y carga al portal documentos	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.47	Proceso de participación social con facilitador por parte del MAE	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.48	Gestionar pago de tasas administrativas	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.49	Remitir pagos e informes al Director de Planificación	1,00%	0,0054	1,00%	0,022	1,00%	0,08	0,10	2,90%
GES.5.6.50	Remitir pagos e informes al presidente ejecutivo para enviar al MAE	1,00%	0,0054	1,00%	0,022	1,00%	0,08	0,10	2,90%
GES.5.6.51	Remitir documentación al MAE para trámite de Licencia Ambiental	1,99%	0,0108	1,99%	0,043	1,99%	0,15	0,21	5,80%
GES.5.6.52	Realizar oficio de pronunciamiento favorable y licencia ambiental por parte del Ministerio	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.53	Emitir oficio de pronunciamiento favorable y licencia ambiental por parte del Ministerio	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.54	Reasignación de oficio y licencia ambiental para trámite correspondiente	1,00%	0,0054	1,00%	0,022	1,00%	0,08	0,10	2,90%
GES.5.6.55	Comunicar a área correspondiente se inicie proceso de contratación pública para construcción	1,00%	0,0054	1,00%	0,022	1,00%	0,08	0,10	2,90%
GES.5.6.56	Enviar comunicación	0,50%	0,0027	0,50%	0,011	0,50%	0,04	0,05	1,45%
GES.5.6.57	Adjudicación y elaboración del contrato	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.58	Envío de información de contrato de construcción	1,00%	0,0054	1,00%	0,022	1,00%	0,08	0,10	2,90%
GES.5.6.59	Reasignación de informe de contratación	1,00%	0,0054	1,00%	0,022	1,00%	0,08	0,10	2,90%
GES.5.6.60	Fiscalización, ejecución y control del plan de manejo ambiental	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
GES.5.6.61	Elaboración de informe y cumplimiento	2,49%	0,0136	2,49%	0,054	2,49%	0,19	0,26	7,25%
<b>TOTAL</b>		<b>34%</b>	<b>0,545167</b>	<b>34%</b>	<b>2,181385</b>	<b>34%</b>	<b>7,629598</b>	<b>3,56</b>	<b>100%</b>



**ANÁLISIS DEL VALOR AGREGADO DEL SUBPROCESO  
GES 5. 6 TRÁMITE DE LICENCIA AMBIENTAL, PERMISO, O  
REGISTRO.**

<b>ACTIVIDADES</b>				
TA	TOTAL DE ACTIVIDADES [#] :	23	C/U	-
% VA	VALOR AGREGADO [%] :	59%	14	C/U
% SVA	SIN VALOR AGREGADO [%] :	41%	9	C/U
<b>TOTAL :</b>		<b>100%</b>	<b>23</b>	<b>C/U</b>
<b>COSTOS</b>				
CP	COSTO DEL PROCESO [USD] :	29.398,21	USD	USD
% CO	COSTO OPERACIONAL [%] :	82%	24.114,18	USD
% CNO	COSTO NO OPERACIONAL [%] :	18%	5.243,81	USD
<b>TOTAL :</b>		<b>100%</b>	<b>29.357,99</b>	<b>USD</b>
% CVA	<b>COSTO DEL VALOR AGREGADO [USD] :</b>	<b>90%</b>	<b>26.344,65</b>	<b>USD</b>
<b>TIEMPOS</b>				
TC	TIEMPO DEL CICLO DEL PROCESO[horas] :	<b>4.065,83</b>	HORAS	-
% TD	TIEMPO DE DEMORA [%] :	31%	1258,5	HORAS
% TE	TIEMPO DE EFECTIVO [%] :	69%	2807,33	HORAS
<b>TOTAL :</b>		<b>100%</b>	<b>4.065,83</b>	<b>HORAS</b>

#### 5.7.4. Evaluación de impacto ambiental en proyectos de subtransmisión

Mediante el análisis del estudio de impacto ambiental desarrollado por la empresa COSTECAM que utiliza la matriz de Leopold, se identifica los impactos ambientales que pueden ocasionarse en las fases de construcción, operación, mantenimiento y retiro, ejemplo aplicado al proyecto de subtransmisión de la Subestación Santa Bárbara de acuerdo a los siguientes aspectos:

#### FACTORES AMBIENTALES A SER EVALUADOS

Se ha seleccionado un número apropiado de características ambientales según subcomponentes. En la Tabla que se muestra a continuación constan las características ambientales consideradas, su clasificación de acuerdo al componente que pertenece y la definición de su inclusión en la caracterización ambiental.

Tabla 86.  
Factores ambientales a ser evaluados

CODIGO	MEDIO AFECTADO	FACTOR AMBIENTAL	DEFINICIÓN
AMBT1	Medio físico	Calidad del aire	Debido a la generación de polvo por las actividades de construcción. Emisiones emitidas por motores de combustión interna (equipos de construcción, maquinaria y vehículos) en el área de influencia.
AMBT2		Nivel sonoro	Variación de presión sonora (Molestias) en el área circundante del proyecto, producido por maquinaria, herramientas manuales, transporte de materiales y escombros.
AMBT3		Calidad del agua	Alteración a la calidad del agua, debido a desechos líquidos domésticos.
AMBT4		calidad del suelo	Alteración de la calidad del suelo debido a la disposición inadecuada de desechos sólidos y líquidos, escombros.
BIO1	MEDIO Biótico	Flora	Pérdida de los remanentes de árboles y arbustos que actualmente existen en la zona aledaña al proyecto, si no se toma las medidas pertinentes.
BIO2		Fauna	Se puede originar la pérdida de hábitat y refugio de especies terrestres, la migración de aves.
ANT1	Medio Sociocultural	Costumbres y calidad de vida	Se refiere al cambio en la calidad de vida de las persona de la zona de influencia del proyecto.
ANT2		Condiciones socio-económicas	Se refiere a efecto de la expropiación y cambios de uso del suelo debidos a la imposición de servidumbres.
ANT3		Seguridad laboral	Afectación a la seguridad del personal involucrado en el manejo y operación de maquinarias y equipos.
ANT4		Generación de Empleo	Variación de la capacidad de la población económica activa (PEA)
ANT5		Patrimonio Histórico, cultural y arqueológico	Impacto producido al patrimonio histórico, cultura y arqueológico si lo hubiere en la zona de influencia.
ANT6		Paisaje	Alteración del paisaje actual.

NOTA: Tomado de Estudio de Impacto Ambiental S/E Santa Bárbara 2011

Tabla 87.  
Actividades consideradas para la fase de construcción

CÓDIGO	ACCIÓN	DEFINICIÓN
C1	Trabajos Preliminares	Previa a la iniciación de la obra, se determina el sitio donde debe construir una bodega provisional a fin de mantener en dicho lugar materiales y herramientas necesarias para la construcción, copias completas de los planos de estas especificaciones técnicas y un libro de obra.
C2	Desbroce y limpieza	Consiste en retirar del área de las futuras construcciones todos los árboles, arbustos, troncos, matorrales y en generar material de desecho que hubieren sido depositadas aun y cualquier otra vegetación que obstaculiza la ejecución de los trabajos hasta una profundidad de 0.30 mtrs.
C3	Excavación	Se realiza para alcanzar rasantes en caminos, niveles de patios, excavaciones para cimentaciones de obras civiles, sanitarias o eléctricas, deben ser realizadas con equipos mecánicos o manuales en óptimas condiciones de funcionamiento
C4	Desalojo de Tierras, escombros y otros materiales	Comprende todo el trabajo de desalojo de tierra, escombros y otros materiales conforme a los trabajos realizados para la implementación de la planta
C5	Movimiento de maquinaria, materiales y equipos	Comprende el movimiento o trabajo de la maquinaria y los equipos que intervendrán en la ejecución de los diferentes trabajos previstos para el proyecto.
C6	Construcción de obras civiles de Sub-Estación.	Este ítem incluye todas las obras de urbanización para el funcionamiento de las ampliaciones y adecuaciones de la subestación Santa Barbará según la siguiente descripción: Construcción de Muros de Contención para definir las 2 terrazas Construcción del Cerramiento perimetral Construcción de Obras complementarias Construcción del Drenaje aguas lluvias Construcción de Alcantarillado Sanitario Construcción de Sistema de abastecimiento de agua potable Construcción de vías internas y acabados de patios Construcción de Aceras
C7	Generación de desechos sólidos	Se refiere a la generación, desalojo o vertido de desechos sólidos generados principalmente en la bodega y/o campamento instalado para las actividades de construcción.
C8	Generación de desechos líquidos	Se refiere a todas las actividades a realizar, para la instalación de los postes, plintos, anclajes y tendido de cables.
C9	Instalación de postes, plintos, anclajes, y tendido de cables.	Se refiere a todas las actividades a realizar, para la instalación de los postes, plintos, anclajes y tendido de cables.

NOTA: Tomado de Estudio de Impacto Ambiental S/E Santa Bárbara 2011

Tabla 88.

Actividades consideradas para la fase de operación y mantenimiento

CÓDIGO	ACCIÓN	DEFINICIÓN
OM1	Generación de desechos sólidos	Se refiere a la generación y disposición de los desechos sólidos, producto de las actividades diarias.
OM2	Generación de descargas líquidas	Se refiere a la generación y disposición de los desechos líquidos, producto de las actividades diarias.
OM3	Circulación de vehículos y equipos.	Comprende la afluencia de turistas y residentes, al complejo. Así como también la circulación de vehículos dentro y fuera del área de influencia del proyecto.
OM4	Mantenimiento de las obras civiles.	Son todas las actividades de limpieza y mantenimiento preventivo que se realizará a las instalaciones de la sub-estación, las cuales pudieren generar desechos sólidos y líquidos.

Tabla 89.

Acciones consideradas durante la fase de cierre del proyecto

CÓDIGO	ACCIÓN	DEFINICIÓN
CE1	Desmontaje de obras civiles	Comprende el desmontaje y demolición de toda la infraestructura construida en la sub-estación.
CE2	Desmovilización de equipos y personal de la sub-estación	Comprende la desmovilización de todos los equipos instalados y el cese de las actividades de los empleados.
CE3	Rehabilitación del Área	Son acciones o actividades a ejecutar para dejar el lugar de implantación del proyecto en las mismas o mejores condiciones a las encontradas inicialmente.

NOTA: Tomado de Estudio de Impacto Ambiental S/E Santa Bárbara 2011

Cada celda de interacción se evalúa si el proceso produce afectación al medio. Si se identifica la interacción, la correspondiente celda se marca con una "D" si el impacto es directo o con la letra "I" si el impacto es indirecto, que constituye la identificación y caracterización del impacto. Las celdas vacías indican que no existe interacción entre el proceso y el ambiente.



Tabla 90.  
Matriz de identificación y caracterización de impactos

CODIGO	MEDIO AFECTADO	SUBCOMPONENTE	FACTOR	ACCIONES PROYECTO - ETAPA DE CONSTRUCCION																	NUMERO DE ACCIONES	
				Etapa de construcción							Etapa de operación y mantenimiento				Etapa de cierre y abandono			Numero de Impactos directos		Numero de Impactos indirectos		
				C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	OM1	OM2	OM3	OM4	CE1	CE2	CE3			
ambt1		aire	Calidad del aire	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	16	16	0
ambt2		aire	Nivel sonoro	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	14	14	0
ambt3	FÍSICO	agua	calidad del agua	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	11	0	11
ambt4		suelo	calidad del suelo	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	11	2	9
bt1	BIÓTICO	Flora	Flora	I	D	D	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	8	2	6
bt2		Fauna	Fauna	I	D	D	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	10	2	8
Ant1			Costumbre y calidad de vida	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	10	0	10
Ant2			Condiciones socioeconómicas																	0	0	0
Ant3	SOCIOCULTURA	Socioeconó	Socioeconó	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	16	16	0
Ant4		Seguridad laboral	Seguridad de empleo	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	11	11	0
Ant5		Generación de empleo	patrimonio histórico, Arqueología	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	0	0	0
Ant6		Paisaje	Paisaje	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	10	5	5
NUMERO DE FACTORES AFECTADOS:				7	10	10	7	6	10	8	8	7	7	7	7	3	6	9	5	7	117	117
Numero de Impactos directos				4	8	8	4	4	5	3	3	4	2	2	2	3	4	5	4	5	68	68
Numero de Impactos indirectos				3	2	2	3	2	5	5	5	3	5	5	0	2	4	1	2		49	49
NUMERO DE FACTORES AFECTADOS:																						
Numero de Impactos directos																						
Numero de Impactos indirectos																						
NUMERO DE FACTORES AFECTADOS:				73																	23	21
Numero de Impactos directos				43																	11	14
Numero de Impactos indirectos				30																	12	7

NOTA: Tomado de Estudio de Impacto Ambiental S/E Santa Bárbara 2011

Del análisis de la matriz de identificación y caracterización de impactos ambientales del proyecto en estudio, se obtiene lo siguiente:

Se generan 117 interacciones ambientales de las cuales, el 44,40% representan posibles afectaciones al medio físico, el 15,14% al medio biótico y el 40,20% se constituyen en posibles afectaciones al medio socioeconómico cultural.

Analizando los factores ambientales que interactúan con las actividades del proyecto, se observa que la calidad del aire, constituye uno de los factores ambientales que más veces interactúan con las actividades del proyecto, esto se debe a que la generación de polvo es inevitable en las actividades de construcción, así como las emisiones de gases tales como monóxido de carbono, óxido de nitrógeno, óxidos de azufre y partículas de polvo, emitidos por motores de combustión interna (equipos de construcción, maquinaria y vehículos) afectando a la calidad del aire

De igual manera, la seguridad laboral es otra actividad que más veces interactúa. Llegando a ser un impacto significativo si no se toma las debidas precauciones dentro del puesto de trabajo y las medidas de seguridad laboral correspondientes.

Uno de los impactos positivos será la generación de empleo, aunque no de manera masiva, beneficiando a las personas aledañas al proyecto.

Considerando las actividades que se van a desarrollar en cada fase del proyecto, se tiene un 62% de posibles afectaciones durante la fase de construcción, 20 % en la fase de operación y 18% en la fase de abandono del proyecto.

Producto de las actividades del proyecto se generan 22 impactos de carácter positivo y 95 de carácter negativo, de los cuales se tiene únicamente impactos despreciables, capaces plenamente de ser corregidos y por ende compensados durante la ejecución del Plan de Manejo Ambiental.

Los impactos negativos, que se pudieran generar en el proyecto, en su mayoría, se encuentran en la etapa de construcción.



## 5.8. Diseño Técnico de la propuesta

### MODELO PARAMÉTRICO PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE SUBTRANSMISIÓN

#### 5.8.1. Determinación del centro de carga

Para la determinación del centro de carga se utilizó la base de datos de ARGIS, sistema Georeferenciado donde se incluyó una cuadrícula de 2 km x 2 km cubriendo el área de concesión de EMELNORTE, este sistema calcula la capacidad instalada del sistema eléctrico en cada recuadro construido lo que permite mediante el procedimiento de microáreas planteada en el numeral 2.8.2.1 literal i, determinar la ubicación del centro de carga de cada una de las subestaciones que están en operación y las futuras, de acuerdo el siguiente procedimiento.

- a) Se selecciona el ícono **“Select feacture by rectangle”**, ubicado en el menú principal de la barra de herramientas del Visor\_GIS\_EEN de ArcMap-ArcInfo, y elegimos la cuadrícula en la que deseamos calcular la capacidad de los transformadores instalados en kVAs.

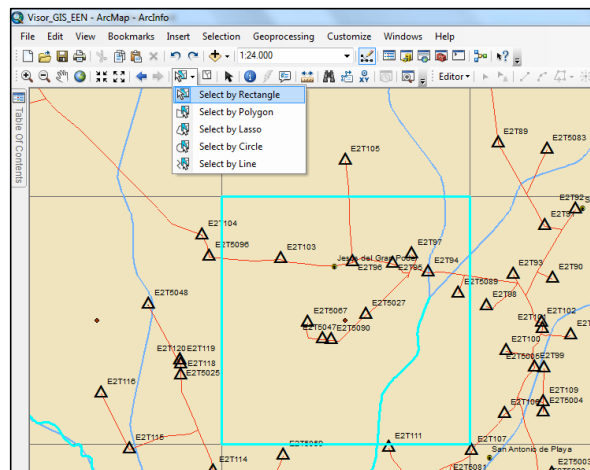


Ilustración 44. Selección de cuadrícula

- b) Se da un click en el ícono **“Select by Location”**, aparece una ventana en la que, en Select feacture from se selecciona **“Puesto TransfDistribucion”** y en source layers, **“Grid2kmx2km”**, para seleccionar únicamente los transformadores dentro de la cuadrícula haciendo click en aplicar y ok.

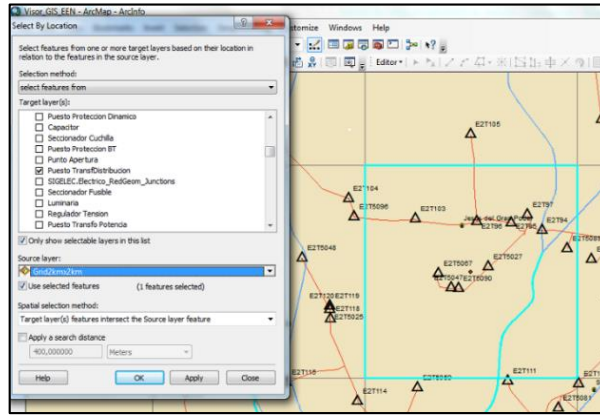


Ilustración 45. Selección de transformadores

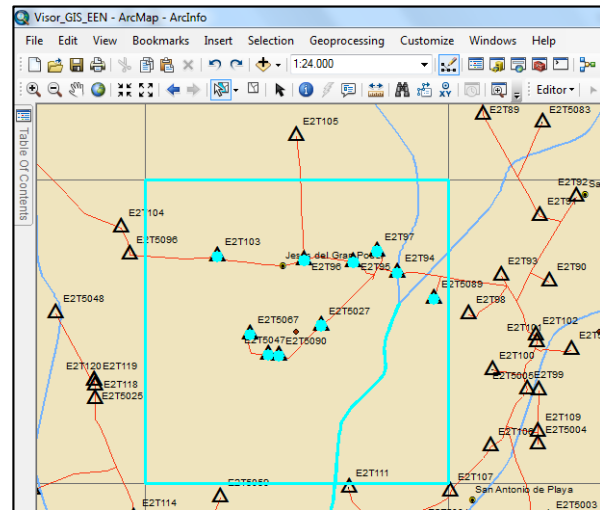


Ilustración 46. Transformadores seleccionados

- c) Para hacer la consulta de la capacidad instalada por cuadrícula, en la ventana tabla de contenidos, con el botón derecho del mouse se da click en **“Puesto TransDistribucion”**, se selecciona **“Open Attribute table”**, y aparecerá una tabla en donde se debe filtrar únicamente los seleccionados con la opción **“Show selected records”**.

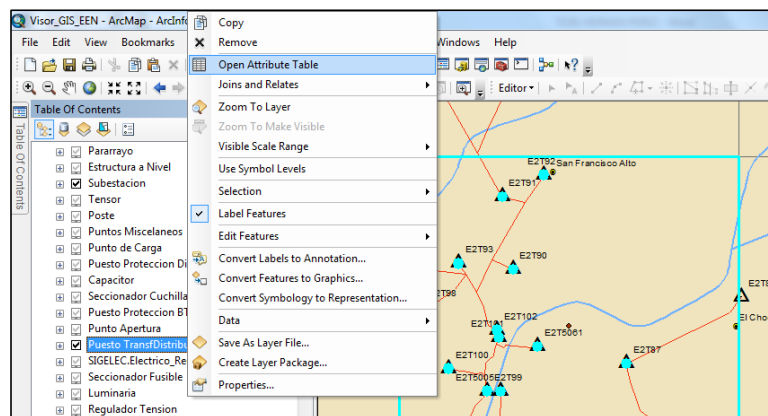


Ilustración 47. Consulta de capacidad de transformadores

Codigo Puesto	Etiqueta	Fase Conexión	Voltaje	COMENTARIOS	HIPERVINCULO	Resistencia Tierra
E2T300	A	A	7.96 kV	29	<Null>	<Null>
E2T87	A	A	7.96 kV	25	<Null>	<Null>
E2T90	C	C	7.96 kV	7	<Null>	<Null>
E2T91	C	C	7.96 kV	1	<Null>	<Null>
E2T92	C	C	7.96 kV	12	<Null>	<Null>
E2T93	C	C	7.96 kV	4	<Null>	<Null>
E2T98	C	C	7.96 kV	35	<Null>	<Null>
E2T99	C	C	7.96 kV	7	<Null>	<Null>
E2T100	C	C	7.96 kV	34	<Null>	<Null>
E2T101	C	C	7.96 kV	<Null>	<Null>	<Null>
E2T102	C	C	7.96 kV	<Null>	<Null>	<Null>
E2T106	C	C	7.96 kV	21	<Null>	<Null>
E2T109	C	C	7.96 kV	<Null>	<Null>	<Null>
E2T5004	C	C	7.96 kV	11	<Null>	<Null>
E2T5005	C	C	7.96 kV	2	<Null>	<Null>
E2T86	A	A	7.96 kV	12	<Null>	<Null>
E2T5061	C	C	7.96 kV	5	<Null>	<Null>

Ilustración 48. Filtro de capacidad de transformadores

- d) Los datos de los transformadores son exportado a Excel y se obtiene la capacidad instalada por cuadrícula de la siguiente manera, se da un click en cualquier elemento de la columna de botones vacíos y se escoge “**Copy selected**”, se abre una hoja electrónica de Excel y se pega los datos, se ubica el campo Potencia (kVAs) y se suman obteniendo de esta manera la capacidad instalada en la cuadrícula.

Codigo Puesto	Potencia (kVA)	Unidad
E2T300	15	kVA
E2T87	15	kVA
E2T90	10	kVA
E2T91	15	kVA
E2T92	10	kVA
E2T93	15	kVA
E2T98	25	kVA
E2T99	10	kVA
E2T100	15	kVA
E2T101	25	kVA
E2T102	37,5	kVA
E2T106	10	kVA
E2T109	25	kVA
E2T5004	15	kVA
E2T5005	15	kVA
E2T86	10	kVA
E2T5061	37,5	kVA
Total=	305	kVA

Ilustración 49. Migración de datos a la hoja de Excel

- e) De esta manera se procedió para todas las cuadrículas del área de concesión y se calculó los centros de carga de todas las subestaciones existentes y se puede calcular los centros de carga futuros considerando nuevas cargas o redistribución de las existentes el resultado para la subestación Cananvalle se lo presenta en el **Anexo C**.

## 5.8.2. Proyección de la demanda

Cada subestación tiene un comportamiento diferente de acuerdo a la característica de la carga que se encuentre sirviendo, tanto en el crecimiento como en el tiempo, así por ejemplo existen subestaciones que sirven a un sector eminentemente industrial así como subestaciones de distribución que atienden a cargas residenciales.

Para la proyección de la demanda se registran las demandas máximas mensuales de cada una de las subestaciones del sistema de subtransmisión calculando al fin de cada año la demanda máxima anual, EMELNORTE posee una base de datos desde enero de 1996 hasta la fecha, es preferible tomar datos históricos de por lo menos 5 años antes para hacer una proyección más ajustada a la realidad, con estos datos se procede a calcular la proyección de la demanda a 10 años de acuerdo a la fórmula de Excel “Pronóstico”, método que utiliza la metodología de mínimos descrita al final del numeral 2.8 con la cual se obtienen resultados más acertados.

A continuación se presenta la proyección de demanda por subestación realizada para el Plan de Expansión de EMELNORTE 2016 - 2025, esta proyección se la realiza con datos históricos de 5 años, y se la proyecta considerando que no se tiene ninguna restricción en cuanto a su capacidad, se presentan los siguientes resultados.

Tabla 92.  
Proyección de demanda por subestaciones

# S/E	Subestación de Distribución	UNIDAD	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
			DATOS ESTADÍSTICOS					DATOS PROYECTADOS										
1	01. S/E CAYAMBE 69/13.8KV - 2X10 MVA	MW	9.45	9.63	9.80	10.55	12.23	12.93	14.16	15.42	17.06	18.58	20.10	21.37	22.26	23.28	24.17	25.18
2	02. S/E LA ESPERANZA 69/13.8KV - 1X10 MVA	MW	7.17	7.24	7.30	8.40	9.06	9.81	10.75	11.71	12.96	14.11	15.27	16.23	16.92	17.69	18.37	19.14
3	03. S/E OTAVALO 69/13.8KV - 1X10 MVA	MW	8.42	8.10	7.77	6.42	6.79	7.26	7.66	8.22	8.90	9.49	10.07	10.52	10.78	11.10	11.35	11.67
4	04. S/E COTACACHI 69/13.8KV - 1X5 MVA	MW	4.17	4.00	3.83	5.08	5.11	5.89	6.67	7.52	8.59	9.66	10.78	11.80	12.65	13.58	14.47	15.45
5	05. S/E DIESEL 34.5/13.8KV - 1X75 MVA	MW	8.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	06. S/E ALPACHACA 69/13.8 KV - 1X20 MVA	MW	1.42	5.15	8.88	5.64	6.60	7.21	7.62	8.03	8.61	9.11	9.58	9.93	10.09	10.31	10.47	10.67
7	07. S/E ATUNTAQUI 34.5/13.8KV - 8 MVA	MW	4.76	4.84	4.91	4.29	4.51	4.89	5.29	5.69	6.22	6.70	7.17	7.55	7.80	8.09	8.34	8.62
8	08. S/E SAN VICENTE 34.5/13.8KV - 2 MVA	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	09. S/E CHOTA 69/13.8KV - 2X5 MVA	MW	5.26	4.77	4.28	2.71	2.77	2.97	3.15	3.33	3.58	3.80	4.01	4.17	4.25	4.35	4.43	4.52
10	10. S/E EL RETORNO 69/13.8KV - 1X10 MVA	MW	8.00	8.10	8.19	9.21	9.52	10.37	11.24	12.14	13.31	14.38	15.45	16.31	16.89	17.56	18.13	18.79
11	11. S/E SAN AGUSTIN 69/13.8KV - 1X10 MVA	MW	9.16	9.27	9.38	7.31	7.48	7.99	8.44	8.89	9.53	10.07	10.59	10.97	11.15	11.40	11.58	11.82
12	12. S/E LAFARGE 69/4.16 KV - 30 MVA	MW	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00
13	13. S/E EL ANGEL-ESPEJO 69/13.8KV - 1X2.5MVA	MW	1.79	1.54	1.28	2.17	2.11	2.24	2.48	2.71	3.01	3.29	3.57	3.80	3.97	4.16	4.33	4.52
14	14. S/E SAN GABRIEL 69/13.8KV - 1X10 MVA	MW	5.65	5.61	5.57	6.45	6.88	7.39	8.05	8.73	9.61	10.42	11.23	11.90	12.35	12.88	13.33	13.85
15	15. S/E TULCAN 69/13.8KV - 1X10 MVA	MW	7.62	7.11	6.59	8.22	8.66	9.26	10.00	10.69	11.63	12.47	13.30	13.94	14.35	14.82	15.22	15.69
16	16. S/E LA CAROLINA 69/13.8KV - 1X5 MVA	MW	-	-	2.76	1.09	1.49	2.41	2.95	3.52	4.21	4.89	5.60	6.25	6.80	7.39	7.94	8.53
17	17. S/E SAN VICENTE 69/13.8KV - 1X10 MVA	MW	5.40	5.68	5.96	4.50	6.40	6.75	8.42	9.82	11.51	13.19	14.91	16.47	17.77	19.16	20.46	21.86
18	18. S/E AJAVI 69/13.8KV - 1X10 MVA	MW	-	-	-	7.49	7.84	8.38	8.85	9.32	9.98	10.55	11.10	11.60	11.69	11.95	12.14	12.39
19	19. S/E EL ROSAL 69/35.5 KV 1X5 MVA	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	20. S/E VACAS GALINDO 69/13.8 KV - 1X5 MVA	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	21. S/E EQUILIBRADO 69/13.8KV - 1X5.5 MVA	MW	1.24	1.25	1.25	1.25	1.26	1.26	1.26	1.27	1.27	1.27	1.28	1.28	1.28	1.29	1.29	1.29
22	22. S/E SANTA BARBARA 69/13.8 KV - 1X5 MVA	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL (MW)		MW	98.15	92.25	97.75	100.77	108.79	117.00	127.00	137.00	150.00	178.00	190.00	200.00	207.00	215.00	222.00	230.00

Para garantizar un margen de tiempo adecuado hasta llegar a la implementación de nuevas subestaciones o líneas de subtransmisión, se ha adoptado registrar el valor de capacidad nominal del transformador de la

subestación en OA (enfriamiento con aire y circulación de aceite), determinando cuáles de las subestaciones superan el 80% de su capacidad, condición técnica que permite establecer un margen de seguridad para plantear nuevos proyectos de subtransmisión, de tal forma que el nuevo equipamiento entre en funcionamiento y evite el colapso del sistema y mantener en buenas condiciones de operación del sistema de subtransmisión.

Se debe tomar muy en cuenta la vida útil de cada equipamiento del sistema de subtransmisión, ya que se ha visto que algunas subestaciones a pesar de que no llegan a su máxima potencia nominal sin embargo por alcanzar y en algunos casos hasta superar el tiempo de vida útil, el nivel de aislamiento se degrada condición que hace peligrosa su operación, otro criterio para la implementación de un nuevo proyecto de subtransmisión es la confiabilidad del sistema esto se logra implementando nuevas líneas de subtransmisión para crear anillos, se plantea la construcción de subestaciones con nuevos alimentadores o simplemente identificando que alimentadores primarios se podrían trasladar a las nuevas subestaciones, la posibilidad de transferencias de carga para descargar las subestaciones existentes, todos estos criterios son válidos para analizar la expansión del sistema de subtransmisión considerando además la ubicación de cada uno de los centros de carga mediante el método de micro áreas, a continuación se presenta la redistribución de carga planteada y posibles proyectos a construir.

Tabla 93.  
Proyección de demanda con redistribución de carga

# S/E	Subestación de Distribución	UNIDAD	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	01. SE CAYAMBE 69/13.8KV - 2X10 MVA	MW	9.45	9.63	9.80	10.55	12.23	12.93	14.16	9.25	10.24	11.15	12.06	12.82	13.36	13.97	14.50	15.11
2	02. SE LA ESPERANZA 69/13.8KV - 1X10 MVA	MW	7.17	7.24	7.30	8.40	9.06	9.81	10.75	7.03	7.77	7.06	7.63	8.12	8.46	8.84	9.18	9.57
3	03. SE OTAVALO 69/13.8KV - 1X10 MVA	MW	8.42	8.10	7.77	6.42	6.79	7.26	7.66	5.75	7.15	7.70	8.24	8.68	8.97	9.30	9.58	9.91
4	04. SE COTACACHI 69/13.8KV - 1X5 MVA	MW	4.17	4.00	3.83	5.08	5.11	4.12	4.67	3.01	3.44	2.90	3.23	3.54	3.79	4.08	4.34	4.63
5	05. SE DIESEL 34.5/13.8KV - 11.75 MVA	MW	8.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	06. SE ALPACHACA 69/13.8 KV - 1X20 MVA	MW	1.42	5.15	8.88	5.64	6.60	7.21	7.62	8.03	10.11	13.33	14.02	14.53	14.77	15.09	15.32	15.63
7	07. SE ATUNTAQUI 34.5/13.8KV - 2 MVA	MW	4.76	4.84	4.91	4.29	4.51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	08. SE SAN VICENTE 34.5/13.8KV - 2 MVA	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	09. SE CHOTA 69/13.8KV - 2X5 MVA	MW	5.26	4.77	4.28	2.71	2.77	2.97	3.15	3.33	3.58	6.00	6.53	6.98	7.30	7.67	8.00	8.36
10	10. SE EL RETORNO 69/13.8KV - 1X10 MVA	MW	8.00	8.10	8.19	9.21	9.52	10.37	11.24	7.28	7.99	5.75	6.18	6.52	6.76	7.02	7.25	7.52
11	11. SE SAN AGUSTIN 69/13.8KV - 1X10 MVA	MW	9.16	9.27	9.38	7.31	7.48	7.99	8.44	5.33	5.72	6.04	6.36	6.58	6.89	6.94	6.95	7.09
12	12. SE LAFARGE 69/16 KV - 30 MVA	MW	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00
13	13. SE EL ANGEL-ESPEJO 69/13.8KV - 1X2.5MVA	MW	1.79	1.94	1.28	2.17	2.11	2.24	2.48	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	14. SE SAN GABRIEL 69/13.8KV - 1X10 MVA	MW	5.65	5.61	5.57	6.45	6.88	7.39	8.05	6.98	7.69	6.25	6.74	7.14	7.41	7.73	8.00	8.31
15	15. SE TULCAN 69/13.8KV - 1X10 MVA	MW	7.62	7.11	6.59	8.22	8.66	9.26	10.00	4.28	4.65	4.99	5.32	5.58	5.74	5.93	6.09	6.28
16	16. SE LA CAROLINA 69/13.8KV - 1X5 MVA	MW	-	-	2.76	1.09	1.49	2.41	2.95	3.52	4.21	2.69	3.08	3.44	3.74	4.06	4.37	4.69
17	17. SE SN. VICENTE 69/13.8 KV 1X10 MVA	MW	5.40	5.68	5.96	4.50	6.40	6.75	8.42	9.82	5.18	5.93	6.71	7.41	8.00	8.62	9.21	9.84
18	18. SE ALMIR 69/13.8KV - 1X10 MVA	MW	-	-	-	7.49	7.84	9.38	9.93	9.32	8.49	6.33	6.66	6.90	7.01	7.17	7.28	7.44
19	19. SE EL ROSAL 69/13.8 KV 1X5 MVA	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	20. SE VACAS GALINDO 69/13.8 KV - 1X10 MVA	MW	-	-	-	-	-	-	-	4.72	5.25	6.71	7.33	7.88	8.29	8.76	9.19	9.68
21	21. SE ECUALIGOS 69/13.8 KV - 1X3.5 MVA	MW	1.24	1.25	1.25	1.25	1.26	1.26	1.26	1.27	1.27	1.27	1.28	1.28	1.28	1.29	1.29	1.29
22	22. SE SANTA BARBARA 69/13.8 KV - 1X10 MVA	MW	-	-	-	-	-	-	-	3.88	4.25	6.66	7.15	7.55	7.81	8.12	8.38	8.68
23	23. SE CANANVILLE 69/13.8 KV - 20 MVA	MW	-	-	-	-	-	-	-	10.89	12.01	14.49	15.67	16.66	17.36	18.16	18.85	19.64
24	24. SE EL ANGEL 69/13.8 KV 10 MVA	MW	-	-	-	-	-	-	-	2.21	3.01	3.29	3.57	3.80	3.97	4.16	4.33	4.52
25	25. SE ATUNTAQUI 69/13.8 KV - 20 MVA	MW	-	-	-	-	6.65	7.29	7.95	14.21	15.80	14.18	15.44	16.44	17.53	18.54	19.65	20.85
26	26. SE EL ROSAL 69/13.8 KV - 20 MVA	MW	-	-	-	-	-	-	-	4.28	4.65	4.99	5.32	5.58	5.74	5.93	6.09	6.28
27	27. SE LA FLORIDA 69/13.8 KV - 20 MVA	MW	-	-	-	-	-	-	-	8.41	9.14	12.66	16.73	18.11	18.74	19.26	19.88	20.51
28																		
TOTAL (MW)		MW	88.15	92.25	97.75	100.77	108.70	117.00	127.00	137.00	150.00	178.00	190.00	200.00	207.00	215.00	222.00	230.00

Redistribución de Carga  
Nueva Subestación



### 5.8.3. Análisis técnico

#### (a) Modelación del sistema de subtransmisión

Para el análisis técnico se requiere los parámetros eléctricos de todo el sistema de subtransmisión, con esta información se procede a modelar cada uno de los equipos eléctricos del sistema eléctrico y a correr los flujos de potencia del sistema de subtransmisión de EMELNORTE a nivel de subestaciones en el programa Disegling considerando la incorporación de nuevo equipamiento, para diferentes escenarios, procurando mantener los parámetros eléctricos del sistema en óptimas condiciones de operación, de estas modelaciones se obtienen las pérdidas producidas antes y después del nuevo equipamiento y si este nuevo equipamiento mejorará la calidad de servicio, determinar la conveniencia o no de implementar una subestación, línea de subtransmisión e instalación de capacitores para mejorar el factor de potencia o nivel de voltaje en determinadas zonas del sistema de subtransmisión, como ejemplo se ingresan todos los parámetros del sistema de subtransmisión en el programa DigSilent Power Factory y se tiene el siguiente diagrama unifilar.

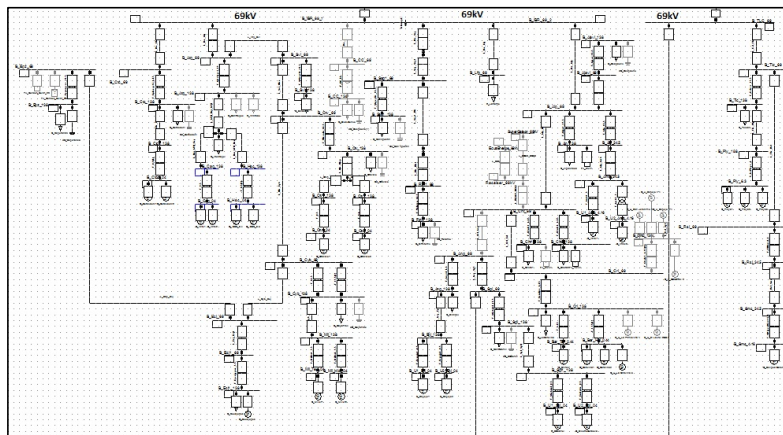


Ilustración 50. Modelación el Sistema de Subtransmisión

Tabla 94.  
Resultado de los flujos de potencia

Grid: Ibarra		System Stage: Ibarra		Study Case: 2016_Maxima LT Malch Con C  Annex:		J.S.	
Summary							
No. of Substations	0	No. of Busbars	74	No. of Terminals	0	No. of Lines	38
No. of 2-w Trfs.	38	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	25	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	19	No. of Shunts	1	No. of SVS	0		
Generation	= 29.46 MW		-0.73 Mvar		29.47 MVA		
External Infeed	= 59.88 MW		29.21 Mvar		66.63 MVA		
Inter Grid Flow	= 0.00 MW		-0.00 Mvar				
Load P(U)	= 87.84 MW		29.60 Mvar		92.69 MVA		
Load P(Un)	= 87.84 MW		29.60 Mvar		92.69 MVA		
Load P(Un-U)	= 0.00 MW		-0.00 Mvar				
Motor Load	= 0.00 MW		-0.00 Mvar				
Grid Losses	= 1.50 MW		2.61 Mvar		0.00 MVA		
Line Charging	=		-5.24 Mvar				
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar				
Compensation cap.	=		-3.73 Mvar				
Installed Capacity	= 34.27 MW						
Spinning Reserve	= 4.81 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.95 / 0.00 [-]						

A continuación se modela el sistema de subtransmisión de EMELNORTE, considerando el ingreso de la nueva subestación Cananvalle a 69 kV, de acuerdo al siguiente diagrama.

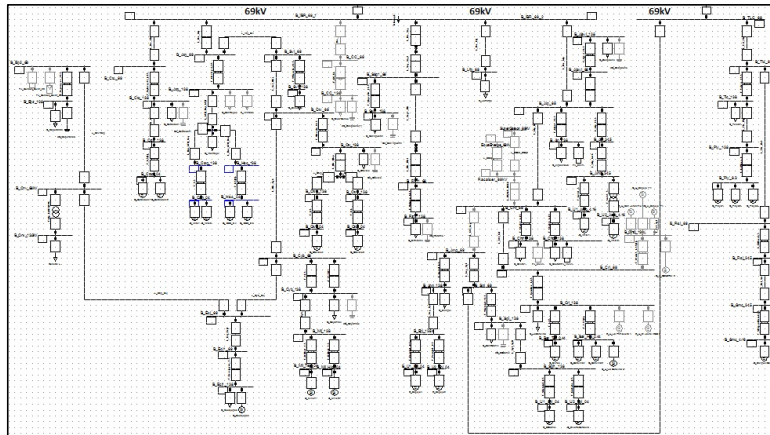


Ilustración 51. Modelación el Sistema de Subtransmisión con nueva S/E Cananvalle

Tabla 95.  
Resultados de los flujos de potencia con nueva S/E Cananvalle

Grid: Ibarra		System Stage: Ibarra		Study Case: 2016_Maxima LI Malch Con C  Annex:		J.S.	
Summary							
No. of Substations	0	No. of Busbars	76	No. of Terminals	0	No. of Lines	39
No. of 2-w Trfs.	39	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	25	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	20	No. of Shunts	1	No. of SVS	0		
Generation	= 29.46 MW		-0.73 Mvar		29.47 MVA		
External Infeed	= 59.88 MW		29.12 Mvar		66.59 MVA		
Intrac Grid Flow	= 0.00 MW		-0.00 Mvar				
Load P(U)	= 87.84 MW		29.60 Mvar		92.69 MVA		
Load P(Un)	= 87.84 MW		29.60 Mvar		92.69 MVA		
Load P(Un-U)	= -0.00 MW		-0.00 Mvar				
Motor Load	= 0.00 MW		0.00 Mvar		0.00 MVA		
<b>Grid Losses</b>	<b>= 1.50 MW</b>		<b>2.56 Mvar</b>				
Line Charging	=		-5.24 Mvar				
Compensation ind.	=		0.00 Mvar				
Compensation cap.	=		-3.78 Mvar				
Installed Capacity	= 34.27 MW						
Spinning Reserve	= 4.81 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.95 / 0.00 [-]						

En el análisis de flujos de potencia se debe considerar que los niveles de voltaje de operación se encuentren dentro de los límites del  $\pm 5\%$  de su voltaje nominal, la cargabilidad de las líneas, transformadores y equipos del sistema eléctrico de potencia no se sobrecarguen más del 80%.

(b) Variación de pérdidas [  $\Delta$  pérd ]

La variación de pérdidas es la diferencia establecida entre el resultado de las pérdidas totales del sistema de subtransmisión modelado en condiciones iniciales y las pérdidas totales considerando la incorporación de un nuevo proyecto, la variación de pérdidas del proyecto es el resultado del reparto proporcional en función de la demanda que servirá la nueva subestación de acuerdo al siguiente cálculo.

Con los resultados de los flujos de potencia se calcula la variación de pérdidas en porcentaje con relación a la demanda total del sistema, estos cálculos se tabulan en la siguiente tabla.

Tabla 96.  
Resultado de las pérdidas obtenidas en los flujos de potencia

ESCENARIO	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA APARENTE
	[ MW ]	[ MVar ]	[ MVA ]
INICIAL	1,5	2,61	3,01
FINAL	1,5	2,56	2,97
		$\Delta$ PÉRD	0,04
<b>Demanda total</b>	117,09	$\Delta$ PÉRD %	0,04%

Se observa que la variación de pérdidas no es considerable, y esto tiene concordancia en vista que se está incluyendo al sistema de subtransmisión una nueva subestación al sistema, la implementación de la subestación Cananvalle es para mejorar la calidad de servicio de la zona y abastecer el incremento de la carga debido a la implementación del programa de cocción eficiente PEC de cocinas de inducción.

(c) Energía demandada en barras de la subestación

Para el cálculo del consumo de energía anual en barras de S/E, se parte de la proyección de demanda establecida para cada año en el numeral 5.8.7 y la aplicación de la fórmula # 12, despejando de esta la energía y considerando que para una empresa de distribución el factor de carga está entre 0,5 – 0,56 se toma para EMELNORTE un factor de carga de 0,52 los valores calculados se los ubica en la columna [4] del formulario de la Tabla No. 101.

$$E_{DS/E} = T * \hat{D} * F_c$$

Para el año primer se tiene que:

$$E_{DS/E} = 8760 h * 10,8534 MW * 0,52 = 49.439,40 [MWh]$$

(d) Cálculo de la energía en punto de conexión con el SNI

Para el cálculo de la energía entregada en los puntos de conexión con el Sistema Nacional Interconectado SNI ( $E_{BSNI}$ ), se utilizan los factores de expansión

de pérdidas de energía de S/E y LST, para trasladar la energía que se proyectó en barras de la subestación ( $E_{S/E}$ ), de acuerdo a la fórmula # 13, la energía determinada en el literal b) se considera como energía demandada en barras de la subestación, estos valores calculados se los ubica en la columna [3] del formulario de la Tabla No. 101.

$$\pi f_{exp} = f_{S/E} * f_{LST} = 1,0031 * 1,0114 = 1,01453534$$

$$E_{BSNI} = E_{S/E} * \pi f_{exp} = 49.874,92 * 1,01453534 = 50.158,02 \text{ MWh}$$

(e) Cálculo del consumo de energía

Para el cálculo del consumo de la energía, se procede a trasladar la energía generada en barras del punto de conexión con el SNI hasta la su demandada en baja tensión mediante el uso de los factores de expansión de acuerdo al siguiente cálculo; los valores se los ubica en la columna [5] del formulario de la Tabla No. 99.

$$E_{BT} = \frac{E_{BSNI}}{\pi f_{exp}} = \frac{50.158,02 \text{ MWh}}{f_{LST} * f_{S/E} * f_{RP} * f_{TD} * f_{RS} * f_{BT}}$$

$$E_{BT} = \frac{50.158,02 \text{ MWh}}{1,0114 * 1,0031 * 1,0122 * 1,0212 * 1,0147 * 1,0504} = 44.874,92 \text{ MWh}$$

(f) Cálculo de las pérdidas de energía

Para el cálculo de las pérdidas de energía se utiliza la fórmula # 14 que involucra los factores de expansión de pérdidas, en función de la energía entregada en el punto de interconexión en barras de 69 kV denominada  $E_{BSNI}$ , mediante el siguiente cálculo.

$$Pérd_{Ener} = E_{BSNI} * \left[ \frac{\pi f_{exp} - 1}{\pi f_{exp}} \right]$$

$$Pérd_{Ener} = 50.158,02 * \left[ \frac{f_{LST} * f_{S/E} * f_{RP} * f_{TD} * f_{RS} * f_{BT} - 1}{f_{LST} * f_{S/E} * f_{RP} * f_{TD} * f_{RS} * f_{BT}} \right]$$

$$Pérd_{Ener} = 50.158,02 * \left[ \frac{1,11772945 - 1}{1,11772945} \right] = 5.283,10 \text{ MWh}$$

Se puede calcular también en función de la energía entregada en baja tensión de acuerdo al siguiente cálculo.

$$Pérd_{Ener} = E_{BT} * (\pi f_{exp} - 1)$$

$$Pérd_{Ener} = 44.874,92 * (1,11772945 - 1) = 5.283,10 \text{ MWh}$$

Simplemente restando de la Energía disponible en las barras del SIN de la energía consumida en baja tensión esto es:

$$Pérd_{Ener} = E_{BSNI} - E_{BT} = 50.158,02 - 44.874,92 = 5.283,10 \text{ MWh}$$

Los \*valores calculados se los ubica en la columna [6] del formulario de la Tabla No. 101.

(g) Cálculo de ahorro de energía

El ahorro de energía se lo calcula con la fórmula # 12 considerando como demanda, la máxima del año registra o proyectada para los años futuros en la subestación Cananville multiplicada por el porcentaje de variación 0,82% como resultado del ingreso del nuevo proyecto.

$$\Delta_{pérdS/E} = \widehat{D} * 0,0004 = 10,85 * 0,0004 = 0,0040086 \text{ [MW]}$$

$$\text{Ahorro de Energía} = T * \Delta_{pérdS/E} * F_c$$

$$\text{Ahorro de Energía} = 8760 * 0,0040086 * 0,52 = 18,26 \text{ [MWh]}$$

Los cálculos para el resto de la vida útil se los añade en la columna [7] del formulario de la Tabla No. 101.

(h) Cálculo de la energía no suministrada ENS

Para el cálculo de la energía no suministrada se toma como insumos los índices de interrupción FMIk (frecuencia media de interrupción) y TTIk (tiempo medio de interrupción) anuales, registrados en el año anterior en este caso 2014, cuyos valores se detallan en el siguiente cuadro.

Tabla 97.  
FMIk y TTIk de alimentadores a nivel cabecera de subestación

ALIMENTADOR	COD.	FMIK	LIMITE FMI	TTIK	LIMITE TTIK
0101 (La Esperanza Alimentador 1)	101	27,00	5	19,70	10
0103 (La Esperanza Alimentador 3)	103	33,00	5	23,43	10
0203 (Cayambe Alimentador 3)	203	32,00	5	26,48	10
<b>VALORES PROMEDIO</b>		<b>30,67</b>	5	<b>23,20</b>	10

Los valores de FMIk y TTIk son calculados a nivel de alimentadores; para establecer los índices de interrupción para cada subestación, se considera los valores promedios de sus alimentadores asociados, como ejemplo tomemos la nueva subestación Cananvalle, que se conectará en la derivación de la línea de subtransmisión Cayambe – La Esperanza; a esta nueva subestación se conectarán, el alimentador No. 3 de la subestación Cayambe y los alimentadores No. 1 y 3 de la subestación La Esperanza, calculando el promedio de los índices de interrupción de estos alimentadores resultan los datos detallados en el siguiente resultado:

$$\left. \begin{array}{l} FMIk_{C3} = 32 \\ FMIk_{E1} = 27 \\ FMIk_{E3} = 33 \end{array} \right\} FMIk_{CV} = \frac{32+27+33}{3} = 30,6667$$

$$\left. \begin{array}{l} TTIk_{C3} = 26,48 \\ TTIk_{E1} = 19,70 \\ TTIk_{E3} = 23,43 \end{array} \right\} TTIk_{CV} = \frac{26,48+19,7+23,43}{3} = 23,2043$$

Una vez determinados los valores promedios de FMIk y TTIk para la subestación, se debe elegir cuál es la fórmula que se debe aplicar para calcular la energía no suministrada ENS, por lo que de acuerdo a la Tabla No. 10 y lo enunciado en la página 24 se tiene:

$FMik > Lim FMik$  ;  $TTIk > Lim TTIk$  y  $\frac{TTIk}{FMik} < \frac{Lim TTIk}{Lim FMik}$  ;  $\rightarrow$  Caso c) y la ENS se calcula con la siguiente fórmula:

$$ENS = (FMik - LimFMik) * \frac{TTIk}{FMik} * \frac{ETF}{THPA}$$

$$ENS = (30,67 - 5) * \frac{23,20}{30,67} * \frac{44874,92}{8760} = 99,49 \text{ [ MWh]}$$

Cálculo requerido para cada uno de los años que dure el proyecto, el mismo que se lo ha automatizado una hoja de Excel utilizando funciones lógicas, para que determine energía no suministrada de acuerdo al caso que le corresponda estos se los registra en la columna [8] del formulario de la Tabla No. 101.

FMik	LimFMik	TTIk	LimTTIk	THPA [HORAS]	ETF [MWh]	TTIk	LimTTIk	ENS [MWh] Caso c)
						FMik	LimFMik	
30,6667	5,00	23,2043	10,00	8760	44874,92	0,76	2,00	99,49

#### 5.8.4. Análisis Económico

Para establecer el modelo paramétrico se tomó como referencia la aplicación de los índices económicos que requiere el ARCONEL, dentro de su formulario “964ProyInv(BASE)” Archivo en Excel que en su hoja “Indicadores” requiere los siguientes indicadores Económicos: VAN, TIR, B/C y Retorno Económico en Dólares, para ARCONEL de acuerdo a consultas realizadas, el Retorno Económico es traer a valor presente los Beneficios del proyecto determinando inicialmente los siguientes pasos, para la evaluación económica se deben considerar los siguientes parámetros de referencia.

Tabla 98.  
Parámetros de referencia para análisis económico

Índice	Valor	Unidad	Fuente
Tasa de actualización	12,00	[ % ]	ARCONEL
Costo de la Energía No Suministrada	153,30	[¢USD/kWh]	ARCONEL
Costo Medio de Generación	3,80	[¢USD/kWh]	ESTUDIO DE COSTOS 2016
Costo Medio de Transmisión	0,60	[¢USD/kWh]	ESTUDIO DE COSTOS 2016
Costo de Distribución	5,30	[¢USD/kWh]	ESTUDIO DE COSTOS 2016
Costo de comercialización	2,15	[¢USD/kWh]	ESTUDIO DE COSTOS 2016
Precio medio de la energía	9,70	[¢USD/kWh]	ESTUDIO DE COSTOS 2016
Vida útil	30	[ años]	ARCONEL

#### 5.8.5. Determinación de egresos e ingresos

Para establecer un modelo base se ha creado una hoja de Excel denominada 2016-142-001 (ANALISIS ECONOMICO BASE), el primer número representa el

año inicial del Plan de Expansión recordando que los planes son decenales este sería un análisis de un proyecto para el Plan de Expansión 2016-2025 que se lo presenta cada 30 de marzo del año anterior, con la nueva Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, suscrita el 08 de Enero de 2015 y en etapa transitoria mediante Acuerdo Ministerial No. 255, suscrito el 15 de junio de 2015 en su Artículo 11 DEL PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD indica: “Disponer y encargar a la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL, la coordinación del desarrollo y elaboración del Plan Maestro de Electricidad, PME, que incluirá la recopilación de informes técnicos, económicos, sociales y ambientales , y demás insumos necesarios que se requiera (...)”.

(a) Compra de energía

La compra de energía se la liquida en puntos de conexión con el SNT (Sistema Nacional de Transmisión), para en caso de EMELNORTE se tiene cuatro puntos de interconexión tres en la subestación Bellavista de la ciudad de Ibarra y otra en la subestación Tulcán de propiedad de CELEC TRANSELECTRIC EP, para la compra se establece en el Estudio de Costos 2016 un costo medio de generación el cual tiene un valor de **3,80** ctvsUSD/kWh; un costo de transmisión a un valor de **0,6** ctvsUSD/kWh y un costo de distribución para EMELNORTE de **5,30** ctvsUSD/kWh, restado el costo de comercialización de **2,151** ctvsUSD/kWh, para determinar únicamente el costo total referido a la energía, cuyo resultado da un valor de **7,549** ctvsUSD/kWh, incluido los gastos de administración operación y mantenimiento para el primer año mediante el siguiente cálculo.

$$\text{Compra de energía.} = (E_{BSNI} - \text{Ahorro de energía.})MWh * \frac{7.54 \text{ ctvsUSD}}{\text{kWh}} * 10$$

$$\text{Compra de energía.} = ( 50.158,02 - 18,26 ) * 7,549 * 10 \text{ USD}$$

$$\text{Comp. de energ.} = 3.785.051 \text{ USD}$$

La compra para el resto de los años se la registra en la columna [10] del formulario de la Tabla No. 101.



(b) Multas por energía no suministrada ENS.

Si bien es cierto las multas por ENS, ARCONEL todavía no tiene un reglamento para su aplicación, este organismo ha dispuesto se la considere para los análisis de evaluación de proyectos eléctricos y de acuerdo a la resolución No. 025/11, el valor de la multa por costo social es de 153,3 ctvsUSD/kWh, para el caso de la nueva subestación Cananvalle se ha calculado la energía no suministrada para el primer año y se la valora de acuerdo al siguiente procedimiento.

$$\text{Multa ENS} = \text{ENS} * \text{Costo de ENS}$$

$$\text{Multa ENS} = 99,4881 \text{ MWh} * 153,3 \frac{\text{ctvsUSD}}{\text{KWh}} * 10 = 152.515,26 \text{ USD}$$

Para los demás años, se ubican en la columna [11] del formulario de la Tabla No. 101.

(c) Cálculo de los gastos de operación y mantenimiento

Los gastos de operación y mantenimiento se encuentran dentro del costo de distribución ya que allí se toma en cuenta los gastos administrativos, de operación, mantenimiento y comercialización. Sin embargo para establecer los gastos de mantenimiento se puede determinar el SUELDO/EMPLEADO-HORA correspondiente al personal que trabaja en Departamento de Subestaciones, para distribuir estos rubros en un mantenimiento considerando un tiempo promedio de 4 horas y 6 personas asociadas a esta actividad.

Tabla 99. Mano de obra en trabajos de mantenimiento en una subestación

CARGO	SUELDO/EMPLEADO-HORA	HORAS LABORABLES	No. EMPLEADOS	USD
Operador de subestaciones *	9,81	4	1	39,25
Jefe de subestaciones	11,63	4	1	46,50
Ingeniero eléctrico *	12,79	4	1	51,16
liniero *	9,68	4	2	77,46
Secretaria	4,68	4	1	18,72
		TOTAL	6	233,09

\*.- Se considera el valor de hora extra ya que el personal operativo realiza los mantenimientos los fines de semana en la madrugada para mitigar el impacto de las desconexiones.

De la cuenta “**servicios relacionados con el personal**”, cuyo valor es de 360.094,17 USD para subestaciones, se realiza la distribución para los 55 empleados entre personal administrativo y operativo una vez distribuidos se

establece el Rubro/EMPLEADO-HORA y se determina el costo por servicios relacionados con el personal de acuerdo al siguiente cálculo.

RUBRO	Rubro/EMPLEADO-HORA	HORAS LABORABLES	No. EMPLEADOS	USD
Servicios relacionados con el personal	3,41	4	6	81,84

A continuación se distribuye el valor de la cuenta Materiales de 21.206 USD, y 10.820 USD de Otros Gastos para las 16 subestaciones, lo que da como resultado un valor de 1.325 USD/subestación y 676,25 USD/subestación respectivamente.

Mano de Obra	233,09	USD
Servicios relacionados con el personal	81,84	USD
Materiales / subestación	1.325,00	USD
Otros gastos / Subestación	676,25	USD
	<b>2.316,18</b>	<b>USD</b>

De esta manera se obtiene el costo de mantenimiento.

#### (d) Venta de energía

El precio medio de venta de acuerdo a la Resolución ARCONEL 049/15, Artículo 2, indica que el Pliego Tarifario para el Servicio Público de Energía Eléctrica, correspondiente al año 2016, será el mismo Pliego Tarifario que se rige para el año 2015 sin modificaciones en su estructura y nivel tarifario por lo que el precio medio de venta para EMELNORTE es de **10,1514** ctvsUSD/kWh, el mismo que multiplicando por el consumo (energía en baja tensión  $E_{BT}$ ), resulta la venta en dólares anual; el resto de valores se registran en la columna [14] del formulario de la Tabla No. 101.

$$.Venta\ de\ Energía = E_{BT} * 10,1514 * 10$$

$$Venta\ de\ Energía. = 44.874,92\ MWh * \frac{10,1514\ ctvsUSD}{kWh} * 10 = 4.555.433,73\ USD$$

#### 5.9. Cálculo de los índices económicos

Los cálculos técnicos y la valoración realizada en EL numeral 5.8, se han referido al primer año del proyecto, para poder calcular los índices económicos y determinar los impactos que producirán los nuevos proyectos se debe determinar el flujo de caja del proyecto tomando en cuenta la inversión y extender los cálculos para el tiempo de vida útil del proyecto.

A continuación se presenta en un formulario, los cálculos para los treinta años de vida útil del proyecto de subtransmisión.

(a) Flujo de caja

El flujo de caja necesario para el cálculo del valor actual neto se lo obtiene restando los egresos de los ingresos, de acuerdo a la Tabla No. 101, este se lo ubica en la columna denominada “**BENEFICIOS NETOS [USD]**” columna [16].

(b) Valor actual neto

Con el flujo de caja y utilizando la función “**VNA**”, del EXCEL y el segundo método especificado en la página 42, se obtiene el valor actual neto del proyecto; obsérvese que al final de la columna [19], el valor actual neto también se lo obtiene sumando de los beneficios netos actualizados más la inversión.

En definitiva se puede utilizar cualquiera de los tres métodos analizados en el marco teórico lo importante es tener el criterio suficiente para la aplicación de estos en la hoja de Excel, se recomienda en segundo método ya que es este el que proporciona una mejora facilidad en cuanto a aplicar una fórmula o función de Excel directamente para encontrar el valor actual neto de la inversión.

Recuerde que al valor actual neto obtenido se le debe restar la inversión inicial como se indica en la tabla No. 98.

Tabla 100.  
Flujo de caja resultante

	B	O	Q	R	S	T	U
31	AÑO	EGRESOS [ USD ]	INGRESOS [ USD ]	BENEFICIOS NETOS [ USD ]	VALORES ACTUALIZADOS [ USD ]		
32		TOTAL	TOTAL		COSTOS	BENEFICIOS	D. NETOS
33		[13]	[14]	[15]	[17]	[18]	[19]
34	-3						
35	-2						
36	-1						
37	0	2.240.000		-2.240.000	2.240.000		-2.240.000
38	1	3.348.160	4.555.499	645.279	3.510.000	4.067.351	549.351
39	2	4.376.750	5.840.322	653.564	3.483.125	4.010.114	520.309
40	3	5.280.435	6.881.366	680.878	3.750.552	4.320.536	570.044
41	4	5.742.176	6.570.379	656.199	3.630.151	4.100.675	550.004
42	5	6.079.347	6.334.875	320.720	3.446.100	3.360.626	522.446
43	6	6.320.425	7.207.456	359.891	3.206.177	3.632.052	405.875
44	7	6.617.329	7.620.434	1.002.511	2.939.642	3.447.037	453.405
45	8	6.871.456	7.911.032	1.040.435	2.775.266	3.195.400	420.214
46	9	7.153.539	8.243.070	1.089.539	2.581.002	2.972.537	390.735
47	10	7.705.304	8.364.030	1.170.106	2.500.070	2.806.197	379.319
48	11	8.179.550	9.416.632	1.237.001	2.351.425	2.707.057	355.631
49	12	8.579.220	9.863.174	1.235.359	2.200.532	2.539.171	332.639
50	13	8.967.007	10.321.715	1.354.709	2.055.006	2.365.471	310.464
51	14	9.360.329	10.774.257	1.413.934	1.915.430	2.204.626	289.196
52	15	9.754.304	11.226.799	1.471.015	1.782.159	2.051.034	268.895
53	16	10.149.209	11.679.341	1.530.132	1.655.556	1.905.159	249.599
54	17	10.543.616	12.131.009	1.580.266	1.535.610	1.766.340	231.322
55	18	10.930.220	12.584.424	1.646.156	1.422.009	1.636.479	214.071
56	19	11.339.060	13.036.366	1.709.030	1.315.046	1.519.600	197.034
57	20	11.720.166	13.489.500	1.761.342	1.215.021	1.390.414	182.539
58	21	12.129.550	13.942.050	1.810.500	1.122.151	1.260.471	160.320
59	22	12.519.256	14.394.532	1.875.335	1.034.629	1.109.605	154.302
60	23	12.915.329	14.847.199	1.931.011	952.335	1.035.540	142.544
61	24	13.311.799	15.299.675	1.987.002	877.009	1.007.375	130.366
62	25	13.700.715	15.752.217	2.043.502	806.332	926.537	120.206
63	26	14.106.149	16.204.759	2.090.616	740.066	851.007	110.221
64	27	14.504.190	16.657.301	2.159.162	680.151	784.120	100.369
65	28	14.902.763	17.109.842	2.207.074	629.360	716.377	92.409
66	29	15.302.110	17.562.304	2.260.274	572.049	656.539	84.496
67	30	15.702.249	18.014.326	2.310.677	524.100	604.304	77.192
68	31	16.103.279	18.467.460	2.364.103	479.305	550.362	70.457
69	32	16.505.309	18.920.010	2.414.701	439.104	503.436	64.252
70	33	16.900.450	19.372.551	2.464.034	404.707	460.240	58.541
71	34	17.342.000	19.825.099	2.512.299	367.245	420.535	53.290
72	35	17.710.666	20.277.637	2.550.367			
73							
74	TOTAL		VALOR PRESENTE<-->		61.559.552	60.274.040	6.720.496

Tabla 101.  
Formulario propuesto para el cálculo de índices económicos

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A.																			
PROYECTO: COSTRUCCION DE LA SUBESTACION CANANVALLE																			
DIRECCION DE PLANIFICACION																			
ÁREA: ESTUDIOS ELECTRICOS																			
EVALUACION ECONOMICA																			
DATOS BASICOS			VALOR	UNIDAD	INVERSION														
Tasa de Actualización			12,00	%	S/ECANANVALLE 2.240.000 [ USD ]														
Costo de Energía no Suministrada			153,30	[ \$/KWH ]	-														
Costo medio de generación			3,80	[ \$/KWH ]	-														
Costo de transmisión			0,80	[ \$/KWH ]	-														
Costo de distribución			5,30	[ \$/KWH ]	-														
Costo de comercialización			2,15	[ \$/KWH ]	7,5480	-													
Precio medio aplicado			10,15	[ \$/KWH ]	Mantenimiento 2.316 [ USD ]														
Variación de Pérd. en el sistema			0,04	%	-														
DATOS PARA EL CALCULO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA																			
Frecuencia Media de Interrupción FmK			30,6667	#	Factores de expansión														
Limite de Frecuencia Media de Interrupción Lim FmK			5	#	ETAPA FUNC. f-exp														
Tiempo Medio de Interrupción TTK			23,2043	[ Horas ]	LST 1,0114														
Limite de Tiempo Medio de Interrupción Lim TTK			10	[ Horas ]	S/E 1,0031														
Tiempo en Horas en el periodo de Analisis THPA			8,760	[ Horas ]	RP 1,0122														
TTK/FmK			0,76		TD 1,0212														
Lim TTK/Lim FmK			2,00		RS 1,0147														
ET/THPA			5,64		BT 1,0504														
AÑO	DEMANDA [ MW ]	VARIACION DE PERDIDAS [ MW ]	ENERGIA [ MWH ]						EGRESOS [ USD ]					INGRESOS [ USD ]		BENEFICIOS NETOS [ USD ]	VALORES ACTUALIZADOS [ USD ]		
	[ 1 ]	[ 2 ]	ENERGIA EN BARRA DE SIN 69 kV [ 3 ]	ENERGIA EN BARRA DE S/E [ 4 ]	CONSUMO [ 5 ]	PÉRDIDAS DE ENERGIA [ 6 ]	AHORRO DE ENERGIA [ 7 ]	ENERGIA NO SUMINISTRADA [ 8 ]	INVERSION [ 9 ]	COMPRA DE ENERGIA [ 10 ]	MULTAS POR ENER [ 11 ]	OMM [ 12 ]	TOTAL [ 13 ]	VENTA DE ENERGIA [ 14 ]	TOTAL [ 15 ]	[ 16 ]	COSTOS [ 17 ]	BENEFICIOS [ 18 ]	B.NETOS [ 19 ]
-3																			
-2																			
-1																			
0									2.240.000				2.240.000			-2.240.000	2.240.000		-2.240.000
1	10,85	0,004	50.158,02	49.439,40	44.874,92	5.283,10	18,26	99,4881	3.785,051	152,515	2,594	3.940,160	4.555,432,73	4.555,433	615,273	3.518,000	4.067,351	549,351	
2	12,01	0,004	55.496,94	54.701,83	49.651,50	5.845,44	20,20	121,27	4.187,939	168,914	2,905	4.376,758	5.040,322	5.040,322	663,564	3.489,125	4.018,114	528,989	
3	14,49	0,005	66.959,45	66.000,11	59.906,67	7.052,78	24,38	146,32	5.052,928	224,313	3,254	5.280,495	6.081,366	6.081,366	800,870	3.758,552	4.328,596	570,044	
4	15,87	0,006	72.431,80	71.394,06	64.802,62	7.629,18	26,37	158,28	5.465,888	242,645	3,645	5.712,176	6.578,373	6.578,373	866,198	3.630,191	4.180,675	550,484	
5	16,66	0,006	77.008,52	75.905,61	68.897,64	8.111,28	28,04	169,29	5.811,287	257,978	4,082	6.073,347	6.994,075	6.994,075	920,728	3.446,180	3.968,626	522,446	
6	17,36	0,006	80.239,22	79.089,62	71.787,69	8.451,53	29,21	175,34	6.055,653	268,800	4,572	6.328,425	7.287,456	7.287,456	959,031	3.206,177	3.692,052	485,875	
7	18,16	0,007	83.905,50	82.703,38	75.067,81	8.837,69	30,55	183,35	6.331,720	281,082	5,120	6.617,923	7.620,434	7.620,434	1.002,511	2.993,612	3.447,097	453,485	
8	18,85	0,007	87.114,63	85.866,53	77.938,92	9.175,71	31,71	190,37	6.573,889	291,832	5,735	6.871,456	7.911,892	7.911,892	1.040,435	2.775,266	3.195,480	420,214	
9	19,64	0,007	90.761,19	89.460,84	81.201,39	9.559,79	33,04	198,34	6.849,088	304,048	6,423	7.159,539	8.243,078	8.243,078	1.083,539	2.581,802	2.972,537	390,735	
10	21,26	0,008	98.699,96	97.295,87	88.303,98	10.395,98	35,93	215,68	7.448,147	330,643	7,194	7.785,984	8.964,090	8.964,090	1.178,106	2.506,878	2.886,197	379,319	
11	22,44	0,008	103.682,71	102.197,24	92.761,90	10.920,81	37,75	228,57	7.824,158	347,335	8,057	8.179,550	9.416,632	9.416,632	1.237,061	2.351,425	2.707,057	355,631	
12	23,51	0,009	108.665,46	107.108,60	97.219,83	11.445,64	39,66	237,46	8.200,169	364,027	9,024	8.573,220	9.869,174	9.869,174	1.295,953	2.200,532	2.533,171	332,639	
13	24,59	0,009	113.648,22	112.019,97	101.677,75	11.970,47	41,37	248,35	8.576,181	380,719	10,107	8.967,007	10.321,715	10.321,715	1.354,709	2.055,006	2.365,471	310,464	
14	25,67	0,009	118.630,97	116.931,33	106.135,66	12.495,29	43,19	259,24	8.952,192	397,411	11,319	9.360,923	10.774,257	10.774,257	1.413,334	1.915,430	2.204,626	289,196	
15	26,75	0,010	123.613,73	121.842,70	110.593,60	13.020,12	45,00	270,13	9.328,203	414,104	12,678	9.754,984	11.228,799	11.228,799	1.471,815	1.782,199	2.051,094	268,895	
16	27,83	0,010	128.596,48	126.754,07	115.051,53	13.544,95	46,82	281,01	9.704,214	430,796	14,199	10.149,209	11.679,341	11.679,341	1.530,132	1.655,556	1.905,153	249,598	
17	28,90	0,011	133.579,23	131.665,43	119.509,45	14.069,78	48,63	291,90	10.090,225	447,488	15,803	10.543,616	12.131,883	12.131,883	1.588,266	1.535,618	1.766,940	231,322	
18	29,98	0,011	138.561,99	136.576,80	123.967,38	14.594,61	50,44	302,79	10.456,236	464,180	17,611	10.939,228	12.584,424	12.584,424	1.646,196	1.422,403	1.636,473	214,071	
19	31,06	0,011	143.544,74	141.488,16	128.425,30	15.119,44	52,26	313,68	10.832,248	480,872	19,549	11.333,068	13.036,966	13.036,966	1.703,898	1.315,846	1.515,680	197,834	
20	32,14	0,012	148.527,50	146.399,53	132.883,23	15.644,27	54,07	324,57	11.208,259	497,564	22,343	11.728,166	13.489,508	13.489,508	1.761,342	1.215,821	1.398,414	182,593	
21	33,22	0,012	153.510,25	151.310,89	137.341,15	16.169,10	55,89	335,46	11.584,270	514,256	25,024	12.123,550	13.942,050	13.942,050	1.818,500	1.122,151	1.290,471	168,320	
22	34,30	0,013	158.493,00	156.222,26	141.799,08	16.693,93	57,70	346,35	11.960,281	530,949	28,026	12.519,256	14.394,592	14.394,592	1.875,335	1.034,623	1.189,605	154,982	
23	35,37	0,013	163.475,76	161.133,63	146.257,00	17.218,76	59,51	357,23	12.336,292	547,641	31,390	12.913,323	14.847,133	14.847,133	1.931,811	952,995	1.095,540	142,544	
24	36,45	0,013	168.458,51	166.044,98	150.714,93	17.743,58	61,33	368,12	12.712,303	564,333	35,156	13.311,793	15.299,675	15.299,675	1.987,882	877,009	1.007,975	130,966	
25	37,53	0,014	173.441,27	170.966,36	155.172,85	18.268,41	63,14	379,01	13.088,315	581,025	39,375	13.708,715	15.752,217	15.752,217	2.043,502	806,392	926,597	120,206	
26	38,61	0,014	178.424,02	175.867,72	159.630,78	18.793,24	64,96	389,90	13.464,326	597,717	44,100	14.106,143	16.204,759	16.204,759	2.098,616	740,866	851,087	110,221	
27	39,69	0,015	183.406,77	180.779,09	164.088,70	19.318,07	66,77	400,79	13.840,337	614,409	49,392	14.504,138	16.657,301	16.657,301	2.153,162	680,151	781,120	100,969	
28	40,76	0,015	188.389,53	185.690,45	168.546,63	19.842,90	68,58	411,68	14.216,348	631,101	55,319	14.902,769	17.109,842	17.109,842	2.207,074	623,968	716,377	92,409	
29	41,84	0,015	193.372,28	190.601,82	173.004,55	20.367,73	70,40	422,57	14.592,359	647,793	61,958	15.302,110	17.562,384	17.562,384	2.260,274	572,043	656,539	84,496	
30	42,92	0,016	198.355,04	195.513,19	177.462,48	20.926,56	72,21	433,45	14.968,370	664,498	69,393	15.702,249	18.014,926	18.014,926	2.312,677	524,108	601,301	77,192	
31	44,00	0,016	203.337,79	200.424,55	181.920,40	21.417,39	74,02	444,34	15.344,382	681,178	77,729	16.100,279	18.467,468	18.467,468	2.364,189	479,505	550,362	70,657	
32	45,08	0,017	208.320,54	205.335,92	186.378,33	21.942,22	75,84	455,23	15.720,393	697,870	87,466	16.505,309	18.920,010	18.920,010	2.414,701	439,194	503,436	64,252	
33	46,16	0,017	213.303,30	210.247,28	190.838,25	22.467,05	77,65	466,12	16.096,404	714,562	97,842	16.908,458	19.372,551	19.372,551	2.464,094	401,707	460,248	58,541	
34	47,23	0,017	218.286,05	215.158,65	195.294,18	22.991,88	79,47	477,01	16.472,415	731,254	109,191	17.312,860	19.825,093	19.825,093	2.512,233	367,245	420,535	53,290	
35	48,31	0,018	223.268,81	220.070,01	199.752,10	23.516,70	81,28	487,90	16.848,426	747,946	122,293	17.718,666	20.277,635	20.277,635	2.558,969	335,583	384,049	48,466	
TOTAL															VALOR PRESENTE-->	61.553.552	68.274.046	6.720.496	

(c) Tasa interna de retorno TIR

Con esta misma información se calcula la tasa interna de retorno TIR, utilizando la función "TIR", de la hoja de EXCEL, que requiere como argumento el flujo de caja, en este caso particular en la celda donde se requiere calcular la TIR se debe escribir la siguiente fórmula.

= TIR(R37:R72) = 35,99%; Obsérvese que para este cálculo es necesario incluir la inversión inicial.

(d) Relación beneficio costo B/C

Para el cálculo de la relación beneficio costo se deben traer a valor presente por separado tanto los beneficios como los costos y luego dividir la suma de los valores actuales de los beneficios al final de la columna [18] con relación a la suma de los costos que se encuentran al final de la columna [17] incluida la inversión.

En la Tabla No. 99, utilizando la fórmula # 32, página 53, se ha actualizado tanto los egresos como los ingresos netos y se los ha ubicado en las columnas “**COSTOS**” y “**BENEFICIOS**” de la etiqueta “**VALORES ACTUALIZADOS**” para cada uno de los 30 años, la automatización del cálculo se logra utilizando la función “**POTENCIA**” del EXCEL que requiere como argumento, el año y rubro del beneficio o costo deseado actualizar (año n ; donde n=1,2,3,.....30); de acuerdo al siguiente cálculo.

Tabla 102.  
Actualización de costos y beneficios

	B	O	Q	R	S	T	U	V
31	AÑO	EGRESOS [ USD ]	INGRESOS [ USD ]	BENEFICIOS NETOS [ USD ]	VALORES ACTUALIZADOS [ USD ]			
32		TOTAL	TOTAL		COSTOS	BENEFICIOS	B. NETOS	
33		[ 13 ]	[ 15 ]	[ 16 ]	[ 17 ]	[ 18 ]	[ 19 ]	
34	-3							
35	-2							
36	-1							
37	0	2.240.000		-2.240.000	2.240.000		-2.240.000	
38	1	3.940.160	4.555.433	615.273	=O38/POTENCIA(\$K\$9;B38-\$B\$37)	=3.518.000	351	
39	2	4.376.758	5.040.322	663.564	3.489.125	4.018.117	328.989	
40	3	5.280.495	6.081.366	800.870	3.758.552	4.328.596	570.044	
41	4	5.712.176	6.578.373	866.198	3.630.191	4.180.675	550.484	
42	5	6.073.347	6.994.075	920.728	3.446.180	3.968.626	522.446	

En esta función, el valor O38, es la celda donde se ubica el egreso 3.904.160 USD, 1,12 es el valor (1+i) de la fórmula de actualización, para este caso el valor es (1+0,12), como un valor constante y en la celda B38 va el valor del primer año “1”, obteniéndose de esta manera la actualización del primer egreso.

$$C_1 = \frac{3.940.160}{(1 + 0,12)^1} = 3.518.000 \text{ USD}$$

Donde:

$C_1$ : Es el cálculo del costo actualizado para el primer año.

Una vez actualizados tanto los beneficios ubicados en la columna [18] como los costos en la columna [17], al final de estas columnas se ha procedido hacer la suma para calcular de la relación beneficio costo.

$$B/C = \frac{68.274048 \text{ USD}}{61.553.552 \text{ USD}} = 1,11$$

(e) Retorno económico

El retorno económico es un parámetro que ha solicitado el ARCONEL que se lo calcule y es igual al valor presente de los beneficios en este caso calculado en el literal iii., este valor corresponde a 68.274.048 USD.

(f) Recuperación de la inversión en años

Para el cálculo de la inversión de años se determina previamente los beneficios netos actualizados que no son otra cosa que restar los beneficios menos los costos de la columna valores actualizados, una vez obtenido el flujo de caja neto actualizado se procede analizar en qué año, la suma de estos valores da un valor mayor a la inversión, en este caso se obtiene que en el año 4, el valor recuperado es de 2.721.314 USD que es mayor al valor de la inversión 2.240.000 USD.

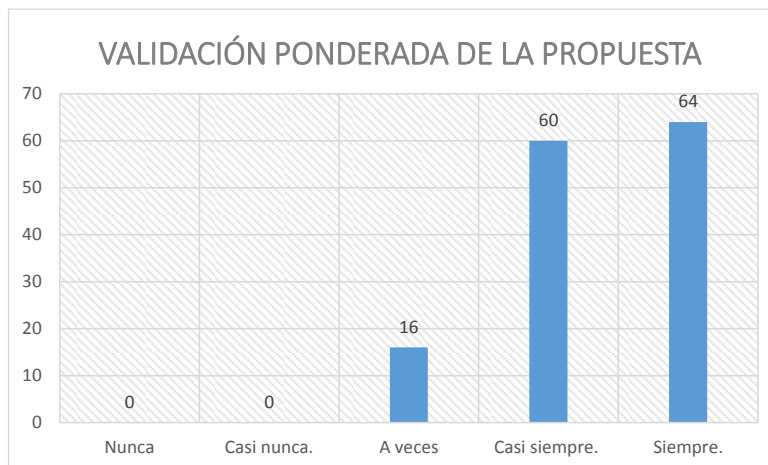
Al final se presenta el siguiente cuadro de resultados necesarios para reportar los índices económicos al ARCONEL, así como también se puede evidenciar que el proyecto es viable tanto técnica como económicamente.

Tabla 103.  
Resultado de indicadores económicos

VAN	6.720.496
TASA INTERNA DE RETORNO [TIR]	35,99%
RELACION BENEFICIO/COSTO [B/C]	1,11
RETORNO ECONÓMICO	68.274.048
RECUPERACION DE LA INVERSIÓN EN AÑOS	4

## 5.10. Validación de la propuesta

Mediante Oficio Nro. EMELNORTE-DP-2015-0648-MM del 11 de diciembre de 2015, se convocó al personal de EMELNORTE que se encargan de realizar los proyectos para el Plan de Expansión Decenal dentro de las áreas de Distribución, Talento Humano, Planificación, TIC'S, Comercial, Subestaciones, a una reunión de trabajo el día martes 15 de diciembre de 2015 para la presentación del modelo de evaluación de proyectos eléctricos de subtransmisión de la empresa, en esta reunión mantenida se presentó un ejemplo práctico para la estructuración del Marco Lógico necesario para levantar información en el formato SEMPLADES, y plantear el modelo paramétrico para la evaluación de proyectos de subtransmisión el mismo que utiliza datos del Estudio de Costos aprobado por el ARCONEL e índice de interrupciones calculados por la Dirección de Planificación al final de la reunión se solicitó se llene una encuesta de que ayudó a validar el modelo de evaluación de proyectos de subtransmisión planteado obteniendo el siguiente resultado.



*Ilustración 52. Validación de la propuesta*

La validación ponderada establece que el 81,81% de las personas están seguras que la estructuración del Marco Lógico como parte fundamental del planteamiento del problema y establecimiento de los objetivos tanto generales como específicos y el registro de este como parte de integral del formato SENPLADES en los proyectos eléctricos, y el 18,18% dice que a veces, ninguno se pronuncia por el casi nunca y el nunca. En cuanto a los parámetros establecidos en



el modelo paramétrico el 80% de las personas indican que estos son correctos y ayudan a desarrollar de una mejor manera la evaluación de proyectos de subtransmisión de la Empresa.

La calificación del modelo planteado, este recibe una calificación de 39/45 puntos dando un valor equivalente del 8,6/10, el formato de validación se presenta en el **Anexo D**.

5.11. Contrastación de las preguntas de investigación con la validación de la propuesta.

¿Cómo estructurar un modelo que permita mejorar la evaluación de proyectos eléctricos de subtransmisión orientados a la expansión del servicio eléctrico?

Para estructurar un modelo que permita mejorar la evaluación de proyectos eléctricos de subtransmisión se debe utilizar las herramientas e información disponible en la empresa, los programas homologados del MEER han ayudado en gran manera a determinar parámetros eléctricos como las pérdidas de potencia, niveles de voltaje, cargabilidad de las líneas, mediante la corrida de flujos de potencia, la valoración se la realizó mediante la utilización del Estudio de Costos aprobado por el ARCONEL, la utilización del programa ARGIS ayuda a encontrar los centros de carga que permiten ubicar geográficamente el proyecto y los índices de interrupciones para calcular la energía no suministrada son parámetros específicos que permiten una vez calculados mejorar el proceso de evaluación de estos proyectos eléctricos.

Los métodos de la Ingeniería Económica establecen mediante índices la factibilidad de un proyecto eléctrico, este requiere de la determinación de índices económicos mediante la utilización de hojas electrónicas de Excel que posee funciones financieras que permiten obtenerlos de forma más ágil y mediante el cual se estructura un formato específico para la evaluación de proyectos eléctricos.

¿Qué aspectos importantes deben ser considerados para la aprobación de proyectos eléctricos de subtransmisión?

Dentro de los aspectos importantes para la aprobación de proyectos de subtransmisión tenemos la alineación de los objetivos del proyecto con el Plan Nacional del Buen Vivir, donde se destaca la cobertura eléctrica, lineamientos políticos del estado dentro de estos planes y programas como el Plan de Cocción Eficiente, Plan de Mejoras de Distribución, programa de electrificación rural, urbano marginal, adicionalmente debe cumplir con formatos preestablecidos, memoria descriptiva, ubicación del proyecto, identificación del problema, identificación de índices, presupuesto, planos y cronograma valorado de componentes todos estos establecidos dentro del formato SENPLADES.

## CONCLUSIONES

- Para la evaluación de proyectos de subtransmisión se requiere un modelo de análisis técnico que involucren parámetros técnicos como proyección de la demanda, consumo de energía, pérdidas, ahorro de energía, índices de interrupción, cargabilidad de líneas de subtransmisión y transformadores de potencia, niveles de voltaje y la utilización de índices económicos como el VAN, TIR, B/C, recuperación de la inversión
- El levantamiento de procesos relacionados con la evaluación de proyectos eléctricos de subtransmisión permitirán optimizar las actividades a realizar dentro de cada subproceso y obtener documentación de respaldo que permitan sustentar la necesidad de realizar un proyecto de subtransmisión.
- El modelo paramétrico proporciona los procedimientos necesarios para ayudar eficientemente a calcular los índices técnicos y económicos, utilizando funciones especiales del Excel en forma automática se obtienen los índices económicos necesarios para establecer la factibilidad de los proyectos de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Norte.
- El levantamiento de los procesos ayuda a identificar los macroprocesos, procesos y subprocesos asociados a la evaluación de proyectos eléctricos de subtransmisión y a establecer la secuencia de actividades dentro de un modelo paramétrico para la evaluación de proyectos eléctricos de subtransmisión, este involucra la utilización de programas computacionales homologados por el MEER y que permiten aprovechar sus bondades para mejorar de una manera eficiente el proceso de evaluación tanto técnica como económica.
- La matriz de marco lógico sintetiza en forma resumida los aspectos más importantes del proyecto y presenta información necesaria para realizar el seguimiento de los objetivos establecidos en un proyecto.

## RECOMENDACIONES

- Se debe difundir el modelo paramétrico al personal de planificación quien realiza las actividades relacionadas con la evaluación de proyectos eléctricos para que tengan pleno conocimiento de los procedimientos que se deben realizar para originar documentos que respalden la necesidad de implementar un proyecto de subtransmisión como sustento técnico y económico del análisis realizado para su aprobación y asignación de recursos.
- Con el levantamiento de procesos planteado establecer e identificar los procesos en cada una de las áreas para mejorar los procesos en cuanto a la disminución de tiempos muertos, eficiencia en el desarrollo de las actividades delegación de funciones específicas y mejoramiento continuo.
- Utilizar el trabajo de grado como un instrumento de consulta para determinar los métodos y técnicas para la evaluación de proyectos en general utilizando el programa de Excel como herramienta para establecer formatos que consideren en la evaluación cualquier proyecto dentro del Plan de Expansión de la Empresa.
- Investigar de una manera más profunda las herramientas computacionales utilizadas y establecer las bondades que brindan estos programas para establecer mejoras continuas en el proceso de evaluación de proyectos eléctricos de subtransmisión.
- Se debe capacitar al nuevo personal incorporado a la Dirección de Planificación en los métodos y técnicas ideadas para la evaluación de proyectos eléctricos de subtransmisión.

## Bibliografía

- Briceño, P. L. (2014). Evaluación de proyectos de inversión. Bogotá: upc.
- Carlos, M. (2010). Metodología y diseño de la investigación científica. Lima: Editorial Ricaldo Palma.
- Chain, N. S. (2010). Preparación y evaluación de proyectos. México: McGraw-Hill.
- Chain, R. (2010). Preparación y evaluación de proyectos. Chile: Edición Digital.
- Crane, M. (2012). Producción y distribución de energía eléctrica. España: Editoriale INSHT.
- Michale, P. (1985). The Competitive Advantage of Nations. Harvard Bussines Review.
- Electrobras Comite de Distribución. (2010). Planejamento de Sistemas de Distribucao. Rio de Janeiro: Editora Campus Ltda.
- Herrera, T. (2010). Tesis publicada de la "Propuesta de mejoramiento del proceso de cobranza de la Compañía Comercial Kywy S. A." Quito, Pichincha: E.P.N.
- Joe P. (2010). La esencia de la reingeniería en los procesos de negocios. México: Prentice Hall .
- Jordan, R. (2013). Fundamentos de finanzas corporativas. México: McGraw Hill.
- Mauricio, R. (2014). Seguimiento, medición, análisis de gestión, enfoque bajo medida de gestión y balance score card. Bogotá: Editorial INCOTEL.
- Ortegón, E. (2015). Metodología del marco lógico para la planificación. Santiago de Chile: Editorial Naciones Unidas.
- Pino, R. (2009). Metodología de la investigación. Lima: Editorial San Marcos.
- Poveda, M. (2010). Planificación de Sistemas de Distribución. Quito: EPN.
- Rosa, P. (2010). Metodología de la investigación. México: Editorial Santillana.
- Serge, J. (2010). Evaluación una herramienta para mejorar el desempeño de los proyectos. New York: Editorial BID.
- Trishler, W. (2010). Mejora del valor añadido en los procesos. Barcelona: Editorial Gestión 2000.
- Urbina, G. (2010). Evaluación de Proyectos (5ta. ed.). México: McGraw-Hill.
- Uribe, J. (2011). Matemáticas Financieras Empresariales. Bogotá: Editorial ELCOE.
- Woodbury, R. (2010). Elements of Parametric Desing. New York: Editorial Routhedge.
- Zambrano, S.(2010). Reingeniería de procesos. Quito: Editorial ASD.

## Anexo A

**FORMATO SEMPLADES PARA LA PRESENTACIÓN DEL PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE LA NUEVA SUBESTACIÓN CANANVALLE.**

### **PLAN DE EXPANSIÓN 2016 - 2025**

#### **EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE**



**PROYECTO: 2015-142- CONSTRUCCIÓN DE LA  
SUBESTACIÓN CANANVALLE 20/25 MVA – 69/13.8 kV.**

## 1. Datos generales del proyecto

### 1.1. Nombre del proyecto:

## CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CANANVALLE DE 20/25 MVA – 69/13.8 KV

La S/E Cananvalle se construirá a 4,7 km de la subestación Cayambe, la obra civil comprende la construcción de la cada de control, casa de guardia, y montaje electromecánico, las estructuras metálicas y pórticos soportarán las barras de 69 kV, los pararrayos tipo estación y los soportes aislados para puentes, se incluye un transformador de potencia de 20/25 MVA, los seccionadores tripolares, disyuntores y los remates de línea de 69 kV que entran y salen de la subestación.

### 1.2. Entidad Ejecutora

El Comité de Técnico llevará a cabo la elaboración de pliegos para el concurso de ofertas mediante licitación obra para ser cargado al sistema oficial de contratación pública SERCOP para la contratación del suministro de equipos electromecánicos, construcción de la obra civil, y montaje electromecánico de la nueva S/E Cananvalle, la supervisión y control de este proyecto estará a cargo del Departamento de Subestaciones de EMELNORTE.

Datos Funcionario Responsable del Proyecto			
Responsable del Proyecto	Cargo Responsable del Proyecto	Correo Electrónico Responsable del Proyecto	Teléfono Responsable del Proyecto
Ing. Mario Burgos	Director de Distribución	mburgos@emelnorte.com	(06) 2 997 100 Ext. 2205

### 1.3. Cobertura y Localización.

Tipo, Sector y Cobertura Eléctrica del Proyecto FERUM	
Tipo de Proyecto FERUM	SUBTRANSMISIÓN
Sector Proyecto FERUM	Urbano Marginal
Cobertura eléctrica de la Parroquia	96,64%

CONSTRUCCIÓN DE LA RED ELECTRICA DEL SITIO	
ZONA	1
REGION	Sierra
COBERTURA GEOGRAFICA	Cantonal
COORDENADA X	809724.22
COORDENADA Y	5479.47
PARROQUIA	Tabacundo
CANTON	Pedro Moncayo

PROVINCIA	Pichincha
SUBESTACIÓN	Cananvalle
ALIMENTADOR	Transferencia de carga de los alimentadores No.1 y No.3 de S/E La Esperanza y No.3 de la S/E Cayambe

#### 1.4. Monto

La inversión total del proyecto es de **USD 2.240.000,00** Dólares de los Estados Unidos de Norteamérica, incluido el IVA y serán aportes fiscales.

#### 1.5. Plazo de Ejecución

Fecha Inicio estimada	Fecha Final estimada	Meses de duración
31/03/16	31/01/17	10

#### 1.6. Sector y Tipo de Intervención (SENPLADES)

Sector y Tipo de Intervención	
Sector de Intervención	Recursos Naturales y Energía
Tipo de Intervención	Subtransmisión

#### 1.7. Fase del Proyecto, Tipo y Estado de la Obra

Fase del Proyecto, Tipo y Estado de la Obra	
Fase del Proyecto	Construcción
Tipo de Obra	Subestación
Estado de la Obra	Nuevo con prioridad

## 2. DIAGNÓSTICO DEL PROBLEMA O NECESIDAD

### 2.1. Descripción de la situación actual del área de intervención del proyecto

El Cantón Pedro Moncayo, en la provincia de Pichincha es una de las principales zonas industriales del país, ya que es conocida por la producción y comercialización de flores, en los últimos años se ha desarrollado la producción agroindustrial de flores, frutas y productos no tradicionales destinados a la exportación.

En los cantones Pedro Moncayo y Cayambe, que son parte del área de concesión de EMELNORTE, predominan los abonados industriales representados por un número considerable de plantaciones florícolas que exportan sus productos a Europa y América del Norte e industrias de productos lácteos; se ubican en este sector empresas importantes como Ecuajugos y Miller Ecuador antes Molinos La Unión.



## 2.2. Identificación, descripción y diagnóstico del problema

En la zona del Cantón Pedro Moncayo actualmente se cuenta con una subestación que sirve a los usuarios a través de cuatro circuitos alimentadores, muchos de los cuales son extensos, razón por la cual la calidad de servicio, especialmente el nivel de voltaje, se encuentra en los límites inferiores permitidos por los organismos de control del sector eléctrico. Por ello, se requiere realizar los estudios de diseño para la construcción de una nueva subestación en el sector de Cananvalle, con la finalidad de aliviar la demanda de la subestación La Esperanza y principalmente mejorar la calidad de servicio eléctrico en esta zona en donde se concentran la mayor cantidad de empresas florícolas, con esto se tendrán alimentadores más cortos que permitirán hacer transferencias con las subestaciones aledañas, garantizando de esta manera la continuidad de servicio de esta importante zona industrial, mejorando la confiabilidad y calidad del suministro.

La ejecución de este proyecto ayudará a contar con los estudios técnicos de diseño necesarios para la construcción de la nueva subestación, de manera que se obtenga la mejor alternativa técnico - económica.

Esta zona requiere ejes de actuación tales como la dinamización de la economía local, satisfacción de las necesidades básicas como son salud integral, fortalecimiento de las capacidades locales, fortalecimiento productivo, comercialización asociativa aplicación de prácticas agro ecológicas, gestión ambiental, turismo comunitario y, manejo de sistemas financieros alternativos nuestros ejes de actuación son: dinamización de economías locales y apoyo a la satisfacción de necesidades básicas.

## 2.3. Línea Base del Proyecto

El cantón Pedro Moncayo en donde se encuentra la zona de influencia del proyecto, actualmente tiene el 96.64% de cobertura según el Censo de población y vivienda 2010, se requiere el reforzamiento del sistema de subtransmisión para abastecer el incremento de carga debido a la implementación del programa de cocción eficiente.

## 2.4. Análisis de Oferta y Demanda

### **Demanda**

El análisis de la demanda comprende los siguientes conceptos:

- **Población de referencia:** La población total del área de influencia del proyecto es de aproximadamente 11.207,00 viviendas.
- **Población demandante potencial:** La población potencialmente demandante de energía eléctrica son de alrededor de 33.172,00 habitantes del sector donde se ejecutara el proyecto.
- **Población demandante efectiva:** La población que requiere y demanda efectivamente los servicios ofrecidos por este proyecto son alrededor de 23.709,00 personas.

## **Oferta**

El Proyecto en mención, está en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional Norte S. A., siendo la única empresa eléctrica que puede ofertar el servicio de distribución de energía eléctrica que demanda este sector.

### **2.5. Identificación y Caracterización de la población objetivo (Beneficiarios)**

La S/E Cananvalle permitirá abastecer el incremento de la demanda residencial, agroindustrial y florícola del sector, específicamente servirá a los sectores de Angumba, Santa Ana, Simón Bolívar, San José Chico Ugsha, Tupigachi, San José Alto, San Juan Alto y al sector es un área eminentemente industrial, con empresas que se dedican a la elaboración de productos lácteos como Nestlé, Dulac, la fábrica de fideos de Molinos la unión y una gran cantidad de empresas florícolas.

### **3. Objetivos del proyecto**

Los objetivos esperados con la ejecución de este proyecto para dotar del servicio eléctrico a este sector son los siguientes:

#### **3.1. Objetivo General y Objetivos Específicos.**

##### **Objetivo General o Propósito:**

Ampliar y mejorar el sistema de Subtransmisión de EMELNORTE, para reforzamiento del sistema en cuanto a la implementación del programa PEC de cocinas de inducción, aumentando la confiabilidad del sistema y mejorando los índices de calidad de servicio a los abonados del sector de Tabacundo, cantón Pedro Moncayo.

##### **Objetivos Específicos o Componentes:**

1. Contratación de Consultor especializado para elaboración de estudios de diseño.
2. Obtener los estudios técnicos para la aprobación por parte del Ministerio de Electricidad.
3. Identificar las obras a ejecutarse, las inversiones necesarias para su construcción y el respectivo cronograma de ejecución.
4. Atender el importante crecimiento del sector industrial.

#### **3.2 Indicadores de Resultados:**

Al concluir la ejecución del proyecto se contará con los estudios de diseño de la subestación Cananvalle, con los cuales se procederá a la aprobación por parte del MEER y el CONELEC para su construcción e implementación.

### 3.3. Matriz de Marco Lógico

Resumen Narrativo de Objetivos	Indicadores Verificables Objetivamente	Medios de Verificación	Supuestos (o Riesgos)
<b>FIN:</b> Implementación de cocinas de inducción para la cocción eficiente	En el transcurso del 2016 y 2017, la Empresa Eléctrica Regional Norte, procederá con la construcción de la subestación Cananvalle, lo cual se podrá verificar en función del cumplimiento del cronograma de obra.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ARCONEL               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Visitas de campo</li> </ul> </li> <li>• GPR               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Monitoreo de Resultados.</li> <li>- Planillas de pago.</li> </ul> </li> </ul>	Participación del Gobierno Nacional con políticas de Estado que contribuyan al apoyo efectivo y permanente para el Sector Rural y Urbano Marginal.
<b>PROPÓSITO:</b> <b>(Objetivo General):</b> Contratación de estudios de diseño para la nueva subestación Cananvalle para la mejora del servicio en la zona de Tabacundo y parte de Cayambe y reforzar el sistema de subtransmisión de EMELNORTE.	Al concluir la ejecución del proyecto se dispondrá de los estudios de diseño necesarios para identificar las obras a ejecutarse, las inversiones necesarias para su construcción y el respectivo cronograma de ejecución.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• MEER: Subsecretaría de Distribución y Comercialización.</li> <li>• ARCONEL: Dirección de Supervisión y Control.</li> <li>• Empresa Eléctrica Regional Norte</li> <li>• Departamento de Fiscalización</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aceptación de la población a la implementación del proyecto de construcción de la nueva subestación Cananvalle.</li> </ul>
<b>COMPONENTES:</b> 1. Transformador de potencia 2. Interruptores 3. Seccionadores sin Puesta a tierra 4. Seccionadores con Puesta a tierra 5. Celdas de Distribución 6. Celdas de Control	1x 20/25 MVA 3 x 69 kV 3 x 69 kV  2 x 69 kV  6x13.8 kV 1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informes de Avances de Obra</li> <li>• GPR</li> <li>• Departamento de Fiscalización</li> <li>• Inspecciones de campo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cumplimiento del Contratista.</li> <li>• Gestión oportuna del financiamiento del proyecto.</li> </ul>
<b>Actividades</b>			
<b>CONTRACTUAL</b>			
2.1 Elaboración de Pliegos. 2.2 Adjudicación del Proceso 2.3 Pago para Construcción y puesta en operación de la S/E 2.4 IVA 2.5 Acta entrega Recepción y pago final. TOTAL	2.000.000,00  <u>240.000,00</u>  <b>2.240.000,00</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• GPR (Gobierno por resultados)</li> <li>• CONELEC</li> <li>• EMELNORTE</li> <li>• Dirección Financiera</li> <li>• Departamento de contabilidad.</li> <li>• Departamento de Fiscalización.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gestión oportuna de los recursos económicos.</li> <li>• Cumplimiento en la ejecución de proyecto por parte de la Empresa Eléctrica Regional Norte.</li> </ul>

## 4. VIABILIDAD Y PLAN DE SOSTENIBILIDAD

### 4.1 Viabilidad técnica

Para la contratación de la construcción del patio de 69 kV, se adjunta el siguiente detalle:

DESCRIPCIÓN	ANEXOS
Memoria Técnica	8.1
Plano de Ubicación	8.2

## 4.2 Viabilidad Económica y/o Financiera

Viabilidad Económica:

Este proyecto será presentado al ARCONEL para su aprobación dentro del Plan Maestro de Electrificación, y el Plan de Expansión Decenal de EMELNORTE, este proyecto de acuerdo al análisis económico realizado es factible de construir por lo que se espera sea aprobado por el ARCONEL y recibir la asignación de fondos del Presupuesto General de Estado para la construcción de este proyecto.

### 4.2.1 Indicadores Económicos y Sociales (TIR, VAN, VAE, B/C)

Para este proyecto se han calculado: el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y la Relación Beneficio Costo B/C, indicadores suficientes para el análisis del proyecto propuesto, encontrados con las formulas del Excel.

Para el análisis de viabilidad económica y financiera se consideran los siguientes parámetros, se indica los valores utilizados y las justificaciones necesarias.

Índice	Valor	Unidad	Fuente
Tasa de actualización	12,00	[ % ]	ARCONEL
Costo de la Energía No Suministrada	153,30	[¢USD/kWh]	ARCONEL
Costo Medio de Generación	3,80	[¢USD/kWh]	ESTUDIO DE COSTOS 2016
Costo Medio de Transmisión	0,60	[¢USD/kWh]	ESTUDIO DE COSTOS 2016
Costo de Distribución	5,30	[¢USD/kWh]	ESTUDIO DE COSTOS 2016
Costo de comercialización	2,15	[¢USD/kWh]	ESTUDIO DE COSTOS 2016
Precio medio de la energía	9,70	[¢USD/kWh]	ESTUDIO DE COSTOS 2016
Vida útil	30	[ años]	ARCONEL

### 4.2.2 Identificación y valoración de la inversión total, costos de operación y mantenimiento.

PRESUPUESTO REFERENCIAL TOTAL PARA EJECUCIÓN DE LA OBRA					
RUBRO No.	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	Obra Civil	global	1	234.724,97	234.724,97
2	Suministro y montaje mecánico de estructuras metálicas.	global	1	69.759,08	69.759,08
3	Suministro de equipos eléctricos mayores.	global	1	1.486.684,28	1.486.684,28
4	Suministro de equipos eléctricos menores y complementarios y montaje eléctrico de todos los equipos.	global	1	184.784,91	184.784,91
5	Pruebas y Puesta en marcha	global	1	24.046,76	24.046,76
<b>PRECIO SUBTOTAL</b>					<b>2.000.000,00</b>
<b>I.V.A.</b>					<b>240.000,00</b>
<b>PRECIO TOTAL</b>					<b>2.240.000,00</b>

El valor de los costos de operación y mantenimiento

### 4.2.3 Indicadores Económicos



El Proyecto contribuye al mantenimiento e incremento del capital social de su área de influencia. Es un proyecto que está en comunión con la sostenibilidad social puesto que se interesa por los: derechos humanos, educación, empleo, empoderamiento de las mujeres, transparencia, participación ciudadana, cohesión social, identidad cultural, diversidad, solidaridad, sentido de comunidad, tolerancia, humildad, pluralismo, honestidad y ética.

## 5.- PRESUPUESTO DETALLADO Y FUENTES DE FINANCIAMIENTO

El presupuesto detallado se presenta con la única fuente de financiamiento que es en este caso el Estatal; así como también por componentes y actividades propuestas para la ejecución del proyecto.

Componentes/ Rubros	FUENTES DE FINANCIAMIENTO [ DÓLARES]						TOTALES
	Externas		Internas				
	Crédito	Cooperación	Crédito	Fiscales	Autogestión	A. Comunidad	
Obra civil	-	-	-	220.000,00	-	-	220.000,00
Suministro de Equipos y materiales	-	-	-	1.640.000,00	-	-	1.640.000,00
Montaje electromecánico	-	-	-	50.000,00	-	-	50.000,00
Fiscalización	-	-	-	50.000,00	-	-	50.000,00
Riesgos Laborales y Ambientales	-	-	-	20.000,00	-	-	20.000,00
Pruebas y puesta en servicio	-	-	-	20.000,00	-	-	20.000,00
IVA	-	-	-	240.000,00	-	-	240.000,00
<b>SUBTOTALES</b>				<b>2.240.000,00</b>			<b>2.240.000,00</b>

## 6.- ESTRATEGIA DE EJECUCIÓN

### 6.1 Estructura operativa

Como estrategia operativa para la ejecución del proyecto se ha previsto:

- a. Realizar inspecciones para determinar los servicios básicos con los cuales cuenta el terreno de la subestación existente en donde se construirá la nueva subestación de 20/25 MVA, para la planificación de trabajos civiles y electromecánicos.
- b. Adquirir los materiales, estructuras y equipos necesarios para la implementación de la nueva subestación.
- c. Realizar la obra civil necesaria para el montaje electromecánico de estructuras, equipos y tendido de conductores de potencia y control.
- d. Realizar el montaje de equipos, tendido de conductores de fuerza y control, conexión de tableros de control de la nueva subestación.
- e. Ejecución de pruebas funcionales y calibración de equipos.
- f. Fiscalización de la obra.
- g. Conexión de la nueva subestación al sistema de subtransmisión de la empresa.
- h. Liquidación y recepción final de la obra.

### 6.2 Arreglos institucionales y modalidad de ejecución

- a. La construcción de este proyecto se realizará mediante el financiamiento del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

### 6.3. Cronograma valorado por componentes y actividades

ACTIVIDAD	CRONOGRAMA VALORADO DE COMPONENTES								TOTALES
	AÑO 1				AÑO 2				
	PRIMER T.	SEGUNDO T.	TERCER T.	CUARTO T.	PRIMER T.	SEGUNDO T.	TERCER T.	CUARTO T.	
Obra civil	-	110.000,00	110.000,00	-	-	-	-	-	220.000,00
Suministro de Equipos y materiales	-	820.000,00	-	492.000,00	328.000,00	-	-	-	1.640.000,00
Montaje electromecánico	-	20.000,00	-	-	30.000,00	-	-	-	50.000,00
Fiscalización	-	20.000,00	-	-	30.000,00	-	-	-	50.000,00
Riesgos Laborales y Ambientales	-	8.000,00	-	-	12.000,00	-	-	-	20.000,00
Pruebas y puesta en servicio	-	-	-	-	20.000,00	-	-	-	20.000,00
IVA	-	117.360,00	13.200,00	59.040,00	50.400,00	-	-	-	240.000,00
<b>TOTAL</b>	-	<b>1.095.360,00</b>	<b>123.200,00</b>	<b>551.040,00</b>	<b>470.400,00</b>	-	-	-	<b>2.240.000,00</b>

## 7. ESTRATEGIA DE SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN

### 7.1 Monitoreo de la ejecución

Las acciones previstas durante la ejecución del proyecto son:

- La Dirección de Distribución y la Dirección de Planificación de la Empresa Eléctrica Regional Norte, realizará el seguimiento y evaluará el proceso de la ejecución del proyecto.
- 

### 7.2 Evaluación de resultados e impactos

Una vez terminada la nueva subestación, se realizará su conexión al sistema de subtransmisión de la empresa, con lo cual se mejorará la calidad de servicio al usuario final y se tendrá mayor capacidad de potencia instalada para servir a nuevos usuarios.

### 7.3 Actualización de Línea de Base

La Empresa Eléctrica Regional Norte S. A. una vez liquidado actualizará el GIS de la Empresa y el SISDAT del ARCONEL.

## 8. ANEXOS

### 8.1. Planos eléctricos

# Anexo B

## DISTRIBUTIVO 2015 EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE

Suelos y Salarios Empresa Eléctrica Regional Norte											SUELDOS/EMPLEADO				
Año	Etapas funcional	Puesto Institucional	Número de Empleados, según relación laboral: [#]				Sueldos y Salarios, según relación laboral: [USD-ANUAL]					Mensual	Diario	Horario	
			Servidor Público	Contratos / Ocasional	Código de trabajo	Servicio Profesor	Total	Servidor Público	Ocasional / Contrator	Código de trabajo	Servicio Profesional				Total
2015	SUBTRANSMISIÓN	Ingeniero Eléctrico	1				1	12.490				12.490	1.041	52.04	6.51
2015	SUBTRANSMISIÓN	Ingeniero Electrónico	1				1	11.590				11.590	966	48.28	6.04
2015	SUBTRANSMISIÓN	Jefe de Departamento	1				1	22.321				22.321	1.860	93.00	11.63
2015	SUBTRANSMISIÓN	Liniero			1		1			12.726		12.726	1.060	53.02	6.63
2015	SUBTRANSMISIÓN	Secretaria	1				1	8.368				8.368	697	34.87	4.36
2015	SUBTRANSMISIÓN	Ayudante de cuadrilla			1		1			13.625		13.625	1.135	56.77	7.10
2015	SUBTRANSMISIÓN	Operador despacho de carga			4		4			50.811		50.811	1.059	52.93	6.62
2015	SUBTRANSMISIÓN	Operador de Subestaciones		32	17		49			252.956	175.932	428.888	729	36.47	4.56
2015	SUBTRANSMISIÓN						59					560.818	-	-	-
2015	DISTRIBUCIÓN	Director	1				1	33.600				33.600	2.800	140.00	17.50
2015	DISTRIBUCIÓN	Chofer			8		8			74.317		74.317	774	38.71	4.84
2015	DISTRIBUCIÓN	Ingeniero Eléctrico	6	5			11	74.940	57.949			132.889	1.007	50.34	6.29
2015	DISTRIBUCIÓN	Ingenieros	1				1	14.442				14.442	1.204	60.18	7.52
2015	DISTRIBUCIÓN	Jefe de Departamento	6				6	133.926				133.926	1.860	93.00	11.63
2015	DISTRIBUCIÓN	Jefe de Grupo			12		12			11.510		11.510	80	4.00	0.50
2015	DISTRIBUCIÓN	Liniero		4	46		50			25.958	465.837	491.796	820	40.98	5.12
2015	DISTRIBUCIÓN	Operador Líneas Energizadas			10		10			106.956		106.956	891	44.57	5.57
2015	DISTRIBUCIÓN	Secretaria A	1				1	11.289		106.956		117.245	941	47.04	5.88
2015	DISTRIBUCIÓN	Secretaria B	4				4	29.202				29.202	608	30.42	3.80
2015	DISTRIBUCIÓN	Tecnólogo	1				1	12.830				12.830	1.069	53.46	6.68
2015	DISTRIBUCIÓN	Tecnólogo			1		1			13.489		13.489	1.124	56.21	7.03
2015	DISTRIBUCIÓN	Tecnólogo			16		16			192.190		192.190	1.201	50.05	6.26
2015	DISTRIBUCIÓN						122					1.258.437	-	-	-
2015	COMERCIALIZACIÓN	Director	1				1	33.600				33.600	2.800	140.00	17.50
2015	COMERCIALIZACIÓN	Abogado	1				1	14.400				14.400	1.200	60.00	7.50
2015	COMERCIALIZACIÓN	Analista	2				2	24.980				24.980	1.041	52.04	6.51
2015	COMERCIALIZACIÓN	Asistente / Auxiliar Comercial	51	2	2	2	56	449.444	11.857	13.254		474.555	719	35.95	4.49
2015	COMERCIALIZACIÓN	Atención al Cliente		1			1			4.343		4.343	362	18.10	2.26
2015	COMERCIALIZACIÓN	Auxiliar Acometidas y Medidores			2		2			18.565		18.565	774	38.68	4.83
2015	COMERCIALIZACIÓN	Auxiliar Coactiva			1		1			6.627		6.627	552	27.61	3.45
2015	COMERCIALIZACIÓN	Bodeguero	1				1	12.017				12.017	1.001	50.07	6.26
2015	COMERCIALIZACIÓN	Choleros A, B, etc.			12		12			137.286		137.286	953	47.67	5.96
2015	COMERCIALIZACIÓN	Electricistas A, B, etc.			23		23			223.469		223.469	810	40.48	5.06
2015	COMERCIALIZACIÓN	Ingeniero Eléctrico	2	3			5	24.980	34.780			59.760	996	49.80	6.23
2015	COMERCIALIZACIÓN	Ingeniero de Sistemas	1				1	14.137				14.137	1.118	58.90	7.36
2015	COMERCIALIZACIÓN	Inspector Contratador			2		2			22.454		22.454	936	46.78	5.85
2015	COMERCIALIZACIÓN	Jefe de Clientes	1				1	22.321				22.321	1.860	93.00	11.63
2015	COMERCIALIZACIÓN	Jefe de Facturación	1				1	22.321				22.321	1.860	93.00	11.63
2015	COMERCIALIZACIÓN	Jefe de Sección	4				4	45.921				45.921	957	47.83	5.98
2015	COMERCIALIZACIÓN	Jefe de Sub-Agencia	12				12	150.473				150.473	1.045	52.25	6.53
2015	COMERCIALIZACIÓN	Jefe Departamento	4				4	89.284				89.284	1.860	93.00	11.63
2015	COMERCIALIZACIÓN	Secretarias A, B, etc.	5				5	58.994				58.994	983	49.16	6.15
2015	COMERCIALIZACIÓN	Supervisor	1				1	8.867				8.867	739	36.94	4.62
2015	COMERCIALIZACIÓN	Auxiliar de Bodega			1		1			6.627		6.627	552	27.61	3.45
2015	COMERCIALIZACIÓN	Inspector de Acometidas		2			2			26.775		26.775	1.116	55.78	6.97
2015	COMERCIALIZACIÓN	Auxiliar de Electricidad		125			125			828.360		828.360	552	27.61	3.45
2015	COMERCIALIZACIÓN	Operador de equipo de computo	2				2	24.255				24.255	1.011	50.53	6.32
2015	COMERCIALIZACIÓN	Ayudante de banco de medidores			1		1			6.627		6.627	552	27.61	3.45
2015	COMERCIALIZACIÓN	Auxiliar de clientes	5				5	50.932				50.932	849	42.44	5.31
2015	COMERCIALIZACIÓN	Operador de Produccion	1				1	10.678				10.678	890	44.49	5.56
2015	COMERCIALIZACIÓN						272					2.398.629	-	-	-
2015	ADMINISTRACIÓN	Presidente Ejecutivo	1				1	49.200				49.200	4.100	205.00	25.63
2015	ADMINISTRACIÓN	Abogado	2				2	23.154				23.154	965	48.24	6.03
2015	ADMINISTRACIÓN	Administrativo	1		1		2	8.046	6.048			14.094	587	29.36	3.67
2015	ADMINISTRACIÓN	Analista	1				1	12.010				12.010	1.001	50.04	6.26
2015	ADMINISTRACIÓN	Analistas	9	2			11	103.833	22.288			126.121	955	47.77	5.97
2015	ADMINISTRACIÓN	Asistentes		1			1		7.660			7.660	638	31.92	3.99
2015	ADMINISTRACIÓN	Auditor Interno	3				3	36.240				36.240	1.007	50.33	6.29
2015	ADMINISTRACIÓN	Auxiliares	6		1		7	48.648		6.372		55.020	655	32.75	4.09
2015	ADMINISTRACIÓN	Auxiliar/enfermera Médica/Odontología			2		2			21.315		21.315	888	44.41	5.55
2015	ADMINISTRACIÓN	Ayudantes			3		3			26.530		26.530	737	36.85	4.61
2015	ADMINISTRACIÓN	Bodegueros	2				2	23.576				23.576	982	49.12	6.14
2015	ADMINISTRACIÓN	Choferes			4		4			30.340		30.340	832	31.60	3.95
2015	ADMINISTRACIÓN	Cantador General	1				1	22.320				22.320	1.860	93.00	11.63
2015	ADMINISTRACIÓN	Coordinadores		1			1		22.100			22.100	1.842	92.08	11.51
2015	ADMINISTRACIÓN	Directores	5				5	164.400				164.400	2.740	137.00	17.13
2015	ADMINISTRACIÓN	Ingeniero Civil	1				1	13.140	11.144			24.284	1.012	50.59	6.32
2015	ADMINISTRACIÓN	Ingeniero Eléctrico	9	5			14	104.192	55.720			159.912	1.352	67.59	8.50
2015	ADMINISTRACIÓN	Ingeniero en Sistemas	8				8	95.943				95.943	999	49.97	6.25
2015	ADMINISTRACIÓN	Ingenieros	1				1	12.010				12.010	1.001	50.04	6.26
2015	ADMINISTRACIÓN	Jefes de Sección	6				6	71.265				71.265	990	49.49	6.19
2015	ADMINISTRACIÓN	Jefes Departamentales	10				10	209.022				209.022	1.742	87.09	10.89
2015	ADMINISTRACIÓN	Médico	1	1			2	19.080	19.080			38.160	1.590	79.50	9.94
2015	ADMINISTRACIÓN	Mensajero			1		1			12.004	12.004	1.000	50.02	6.25	
2015	ADMINISTRACIÓN	Odontólogo	1				1	19.080				19.080	1.590	79.50	9.94
2015	ADMINISTRACIÓN	Operadores		4			4		20.168			20.168	420	21.01	2.63
2015	ADMINISTRACIÓN	Pagador	1	1			2	12.105	5.929			18.034	751	37.57	4.70
2015	ADMINISTRACIÓN	Periodista	2				2	20.533				20.533	856	42.78	5.35
2015	ADMINISTRACIÓN	Secretarias/os	13	1			14	115.130	5.929			121.059	721	36.03	4.50
2015	ADMINISTRACIÓN	Supervisores	3				3	9.413				9.413	261	13.07	1.63
2015	ADMINISTRACIÓN	Trabajador/a Social	2	1			3	20.848	9.408			30.256	840	42.02	5.25
2015	ADMINISTRACIÓN	Auditor General	1				1	33.600				33.600	2.800	140.00	17.50
2015	ADMINISTRACIÓN	Asistente Jurídico	1				1	7.660				7.660	638	31.92	3.99
2015	ADMINISTRACIÓN	Asistente TICs	5	1			6	43.337	7.660			50.997	708	35.42	4.43
2015	ADMINISTRACIÓN	Inspector de campo			2		2			25.262	25.262	1.053	52.63	6.58	
2015	ADMINISTRACIÓN	Auxiliar de Adquisiciones	3				3	26.475				26.475	735	36.77	4.60
2015	ADMINISTRACIÓN	Liniero		1	1		2		6.240	9.055		15.295	637	31.87	3.98
2015	ADMINISTRACIÓN	Asistente de Contabilidad													





## Anexo D

Encuesta para determinar un modelo paramétrico en la evaluación de proyectos de subtransmisión de las empresas de distribución, proyectos necesarios para la expansión del servicio eléctrico.

**Instrucciones.-** En estas preguntas usted puede seleccionar múltiples respuestas, en otras debe escoger una opción, rango, porcentaje o enlistar; en caso de seleccionar otra respuesta sea lo más claro posible, en las preguntas marque con x en el casillero correspondiente.

---

1.- *¿Qué parámetros técnicos toma en cuenta para la implementación de un nuevo proyecto de subtransmisión?*

- a.- Cargabilidad del transformador de potencia.
- b.- Nivel de voltaje en alimentadores.
- c.- Confiabilidad del sistema.
- d.- Vida útil
- e.- Otros(especifique) \_\_\_\_\_

---

2.- *¿Cómo se determina el lugar donde se va a implementar un proyecto de subtransmisión?*

- a.- Determinación del centro de carga por microáreas.
- b.- Mediante la modelación del sistema eléctrico.

Que programa computacional utiliza(especifique) \_\_\_\_\_

C. Otro método(especifique) \_\_\_\_\_

---

3.- *¿Qué tipo de evaluación toma en cuenta para la evaluación de los proyectos de subtransmisión?*

- a.- Técnica
- b.- Económica
- c.- Financiera
- d.- Social
- e.- Otro (Especifique) \_\_\_\_\_

---

4.- *¿Qué parámetros económicos o financieros toma en cuenta para la evaluación de estos proyectos?*

- a.- Valor Presente Neto
- b.- TIR
- c.- Relación B/C
- d.- Periodo de recuperación
- e.- Otros(Especifique) \_\_\_\_\_

5.-

---

*¿Qué parámetros técnicos toma en cuenta para la evaluación de estos proyectos?*

- a.- Conductor económico
- b.- Efecto Corona
- c.- Regulación de voltaje
- d.- Separación de conductores
- e.- Indices de interrupción
- f.- Otros(Especifique) \_\_\_\_\_

---

6.- *¿Qué parámetros sociales toma en cuenta en la evaluación de los proyectos de subtransmisión?*

- a.- Energía no suministrada
- b.- Costo de Oportunidad
- c.- Beneficio social
- d.- Otros(Especifique) \_\_\_\_\_

7.- Para determinar el lugar donde se ubicará el proyecto de subtrasmisión ¿se toma en cuenta el impacto ambiental y los procedimientos ambientales legales para su ejecución?.

Si \_\_\_\_\_ No \_\_\_\_\_

8.- ¿Con cuanto personal técnico cuenta su empresa para realizar la evaluación de proyectos de subtrasmisión?

a.- 1-3 personas

b.-4-6 personas

c.- 7-9 personas

d.- mas de 10 personas; especifique cuantas \_\_\_\_\_

9.- ¿Qué programas computacionales utiliza usted para la evaluación de proyectos de subtrasmisión?

Enliste:

a.- \_\_\_\_\_

b.- \_\_\_\_\_

c.- \_\_\_\_\_

d.- \_\_\_\_\_

10.-¿Toma en consideración las políticas, objetivos y estratégicos planteados en el Plan de Nacional del Buen Vivir en la evaluación de estos Proyectos.

Si: \_\_\_\_\_ No \_\_\_\_\_

11.- ¿La evaluación de estos proyectos toma en cuenta los lineamientos planteados por SEMPLADES?.

Si: \_\_\_\_\_ No \_\_\_\_\_

12.- ¿Su empresa se rige bajo un manual orgánico funcional o mediante un manual de procedimientos para este tipo de evaluaciones?

**Respuesta**

No \_\_\_\_\_ Si \_\_\_\_\_ (especifique) \_\_\_\_\_

13.- ¿En que porcentaje se han ejecutado los proyectos de subtrasmisión de acuerdo al Plan de expansión planteado en el período 2001-2011?

a.- 0% - 20%

b.- 20% - 40%

c.- 40% - 60%

d.- 60% - 80%

e.- 80%-100%

14.- ¿Cuál es la mejor gestión que la empresa ha realizado para la ejecución de estos proyectos y en que año? \_\_\_\_\_

15.- ¿Con qué recursos cuenta su empresa para la realización de estos proyecto?

b.- Presupuesto General del Estado

c.- Prestamos

e.- Otros(Especifique). \_\_\_\_\_

## Anexo E

### Encuesta para la validación de la propuesta

Funcionario \_\_\_\_\_  
Cargo \_\_\_\_\_ Años de servicio \_\_\_\_\_

#### Validación de Marco Lógico y Formularios

---

**1.- ¿Cree que el árbol de problemas, árbol de objetivos, y la estructura analítica del problema ayudan a estructurar la formulación de problemas?**

- Siempre.   
Casi siempre.   
A veces   
Casi nunca.   
Nunca

**2.- ¿Cree que el Marco Lógico es una buena herramienta que ayuda a establecer los objetivos generales y específicos de un proyecto?**

- Siempre.   
Casi siempre.   
A veces   
Casi nunca.   
Nunca

**3.- ¿La Estructura Analítica del Problema ayuda a construir el Marco Lógico?**

- Siempre.   
Casi siempre.   
A veces   
Casi nunca.   
Nunca

**4.- ¿El planteamiento establecido ayudara a usted a elaborar el Marco Lógico?**

- Siempre.   
Casi siempre.   
A veces   
Casi nunca.   
Nunca

**5.- ¿Los parámetros establecidos para la evaluación de proyectos eléctricos son correctos?**

- Si   
No

**6.- ¿Los parametros establecidos ayudarán a desarrollar de una mejor manera la evaluación de proyectos?**

- 1.- Si   
2.- No

**7.- Del 1 al 5 ¿Cuál es su puntuación para el modelo de formulario planteado? \_\_\_\_\_**



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE  
BIBLIOTECA UNIVERSITARIA**

**AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN  
A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**

**1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA**

La Universidad Técnica del Norte dentro del proyecto Repositorio Digital Institucional, determinó la necesidad de disponer de textos completos en formato digital con la finalidad de apoyar los procesos de investigación, docencia y extensión de la Universidad.

Por medio del presente documento dejo sentada mi voluntad de participar en este proyecto, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	040082661-6		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Segundo Hernán Pérez Cruz		
DIRECCIÓN:	Marco Tulio Nieto 3-102 y Hugo Guzmán Lara		
EMAIL:	hperez1568@hotmail.com		
TELÉFONO FIJO:	062616522	TELÉFONO MÓVIL	0999626710

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	"DISEÑO DE UN MODELO PARAMÉTRICO PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE SUBTRANSMISIÓN ORIENTADOS A LA EXPANSIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA EMELNORTE"
AUTOR (ES):	Segundo Hernán Pérez Cruz
FECHA: AAAAMMDD	Marzo del 2016
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input type="checkbox"/> PREGRADO <input checked="" type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Magister en Administración de Negocios
ASESOR /DIRECTOR:	Dr. Eduardo Lara

## 2. AUTORIZACIÓN DE USO A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD

Yo, Segundo Hernán Pérez Cruz , con cédula de identidad Nro. 040082661-6, en calidad de autor (es) y titular (es) de los derechos patrimoniales de la obra o trabajo de grado descrito anteriormente, hago entrega del ejemplar respectivo en formato digital y autorizo a la Universidad Técnica del Norte, la publicación de la obra en el Repositorio Digital Institucional y uso del archivo digital en la Biblioteca de la Universidad con fines académicos, para ampliar la disponibilidad del material y como apoyo a la educación, investigación y extensión; en concordancia con la Ley de Educación Superior Artículo 144.

## 3. CONSTANCIAS

El autor (es) manifiesta (n) que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto la obra es original y que es (son) el (los) titular (es) de los derechos patrimoniales, por lo que asume (n) la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá (n) en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, marzo del 2016

EL AUTOR:

(Firma).....

Nombre: Segundo Hernán Pérez Cruz  
c.c. 040082661-6



## UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

### CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE GRADO A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Yo, Segundo Hernán Pérez Cruz , con cédula de identidad Nro. 040082661-6 manifiesto mi voluntad de ceder a la Universidad Técnica del Norte los derechos patrimoniales consagrados en la Ley de Propiedad Intelectual del Ecuador, artículos 4, 5 y 6, en calidad de autor (es) de la obra o trabajo de grado titulado: **"DISEÑO DE UN MODELO PARAMÉTRICO PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE SUBTRANSMISIÓN ORIENTADOS A LA EXPANSIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA EMELNORTE"** Qué ha sido desarrollada para optar por el Título de **Magister en Administración de Negocios** en la Universidad Técnica del Norte, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente. En mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Técnica del Norte.

Ibarra, marzo del 2016

  
(Firma).....  
Nombre: Segundo Hernán Pérez Cruz  
Cédula: 040082661-6