

1-1-2005

Viabilidad técnica, económica y administrativa, para garantizar un servicio en energía eléctrica constante en la Costa Pacífica chocoana

Jerlin Lloreda Ramos
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Lloreda Ramos, J. (2005). Viabilidad técnica, económica y administrativa, para garantizar un servicio en energía eléctrica constante en la Costa Pacífica chocoana. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/493

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.



UNIVERSIDAD DE LA SALLE
ENSEÑANZA LIBERADORA

**VIABILIDAD TECNICA, ECONOMICA Y ADMINISTRATIVA. PARA GARANTIZAR UN
SERVICIO DE ENERGIA ELÉCTRICA CONSTANTE EN LA COSTA PACIFICA
CHOCOANA.**

**PRESENTADO POR:
JERLIN LLOREDA RAMOS**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA
SANTAFE DE BOGOTA D.C
2005**

JERLIN LLOREDA RAMOS

**VIABILIDAD TECNICA, ECONOMICA Y ADMINISTRATIVA. PARA GARANTIZAR UN
SERVICIO DE ENERGIA ELÉCTRICA CONSTANTE EN LA COSTA PACIFICA
CHOCOANA.**



**PRESENTADO POR:
JERLIN LLOREDA RAMOS**

Trabajo realizado para optar el titulo de ingeniero electricista

**Director
Ingeniero electricista, DIEGO OTERO
Director de Consultores Unidos**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA
SANTAFE DE BOGOTA D.C
2005**



UNIVERSIDAD DE LA
SANTA FE DE BOGOTÁ

Nota de aceptación

Firma del director del proyecto

Firma del jurado

Firma del jurado

Santa fe de Bogota 14 de marzo del 2005

FIRMA DEL JURADO A R. A. M. O. S.



Dedico este trabajo al todo poderoso y a la virgen del carmen por haberme permitido que naciera en la familia más humilde y más linda del mundo, la cual junta me apoyó.

A mi madre Nelly Ramos Rivas quien me dio apoyo y fuerza de voluntad para romper los obstáculos que día a día se me presentaban, a mi tía Celsa Ramos Rivas quien me colaboró incondicionalmente con todos los recursos económicos necesarios para culminar con éxitos mis estudios, a mis hermanos César y Jackson y a todas esas personas que siempre han creído en mi.

AGRADECIMIENTOS

- 1. A la universidad de la Salle por los conocimientos y valores impartidos durante el transcurso de la carrera.**
- 2. Al ingeniero Diego Otero por sacrificar parte de su tiempo y orientarme en el desarrollo de este trabajo.**
- 3. Al ingeniero Fernando Gómez por ese espíritu de maestro el cual me colaboró siempre que así se lo pedía para el desarrollo de mi proyecto**

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1, Cantidad de usuarios por estrato sector residencial del Chocó año 2003.	8
Tabla 2, Consumo mensual por estrato en el Chocó año 2003.	9
Tabla 3, Cantidad de usuarios por sectores año 2003 en el Chocó.	9
Tabla 4, Consumo mensual por sectores en el Chocó año 2003.	10
Tabla 5, Consumo promedio mensual por sectores en el Chocó año 2003.	10
Tabla 6, Consumo promedio mensual por sectores en el Chocó año 2004.	11
Tabla 7, Consumo mensual por sector año 2003.	11
Tabla 8, cantidad de usuarios en la zona del proyecto año 2004.	12
Tabla 9, Usuarios proyectados por grupo en la zona del proyecto año 2019.	16
Tabla 10, Consumo promedio mensual por grupo en la zona del proyecto.	17
Tabla 11, Consumo promedio mensual proyectado en Nuqui año 2019.	18
Tabla 12, Consumo promedio mensual proyectado en Pizarro año 2019.	19
Tabla 13, Consumo promedio mensual proyectado en Pie pato año 2019.	20
Tabla 14, Potencia Instalada proyectada en la zona del proyecto año 2019.	20
Tabla 15, Datos de parámetros eléctricos calculados de la línea a 44KV.	26
Tabla 16, Datos eléctricos de los municipios del proyecto.	27
Tabla 17, Datos del conductor seleccionado para las redes de 13,2KV.	27
Tabla 18, Nuevas distancias para las redes de 13,2KV.	32
Tabla 19, Costos de inversión del proyecto por interconexión.	34
Tabla 20, Valor unitario del \$/KWH mensual en DISPAC año 2004	36

Tabla 21, Valor presente de los costos por interconexión (inversión, operación y mantenimiento)	37
Tabla 22, Gastos totales del proyecto por interconexión.	38
Tabla 23, Gastos de inversión por generación diesel.	38
Tabla 24, Valor presente de los gastos por generación diesel (inversión, operación y mantenimiento).	39
Tabla 25, Gastos totales por generación diesel.	40
Tabla 26, Funcionarios área técnica.	42
Tabla 27, Funcionarios área comercial	43
Tabla 28, Total funcionarios de la empresa	44

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1, Mapa del sistema interconectado nacional.	1
Figura 2, Interconexión proyectada para la costa pacífica, alternativa 1.	6
Figura 3, Generación con plantas diesel en la costa pacífica, alternativa 2.	7
Figura 4, Porcentaje del consumo mensual en el Choco año 2003.	9
Figura 5, Esquema de interconexión viable para la costa pacífica.	31

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A, Proyección anual de los usuarios en el municipio de Nuqui	54
Anexo B, Proyección de la demanda de energía anual en el municipio de Nuqui	55
Anexo C, Proyección de la demanda de potencia anual en Nuqui	56
Anexo D, Proyección anual de los usuarios en el municipio de Pizarro	57
Anexo E, Proyección de la demanda de energía anual en el municipio de Pizarro	58
Anexo F, Proyección de la demanda de potencia anual en Pizarro	59
Anexo G, Proyección anual de los usuarios en el municipio de Pié pato	60
Anexo H, Proyección de la demanda de energía anual en el municipio de Pie pato	61
Anexo I, Proyección de la demanda de potencia anual en Pie pato	62
Anexo J, Proyección anual de los usuarios en la zona del proyecto	63
Anexo K, Proyección del consumo de energía anual en la zona del proyecto	64
Anexo L Proyección de la potencia anual en la zona del proyecto	65
Anexo M, Especificaciones técnicas de las plantas diesel del proyecto	66
Anexo N, Gastos de combustible anual por generación con plantas diesel	67
Anexo O, Costos anuales por mantenimiento y operación (diesel e interconexión)	68
Anexo P, Costos totales del proyecto con cada alternativa (inversión, operación y mantenimiento)	69

ABREVIATURAS

CREG: Comisión reguladora de energía y gas

DANE: Departamento nacional de estadística

DISPAC: Empresa distribuidora de energía en el sistema interconectado del departamento del CHOCO

IPSE: Instituto de planificación y promoción de soluciones energéticas

PLANTAS DIESEL: Maquinas rotativas cuyo movimiento es producido por la combustión del ACPM.

UPME: Unidad de planeación minero energética

ISA: Interconexión eléctrica S.A

SSP: Súper Intendencia de Servicios Públicos

SIN: Sistema Interconectado Nacional

ZNI: Zonas no Interconectadas

DNP Departamento Nacional de Planeación

ACPM: Aceite Combustible para motores diesel

EADE: Empresa Antioqueña de Energía

FAZNI: Fondo de apoyo financiero para zonas no interconectadas

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1.0 METODOLOGIA EN EL DESARROLLO DEL PROYECTO	5
2.0 ESTUDIO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN SISTEMA INTERCONECTADO DEL CHOCO	8
2.1 NUMERO DE USUARIOS SECTOR RESIDENCIAL AÑO 2003	8
2.2 CONSUMO POR ESTRATO MENSUAL AÑO 2003	8
2.3 USUARIOS POR SECTORES AÑO 2003	9
2.4 CONSUMO POR SECTORES MWH - MES AÑO 2003	10
2.5 CONSUMO PROMEDIO MENSUAL POR USUARIO 2003	10
2.6 CONSUMO PROMEDIO POR USUARIO MENSUAL AÑO 2004	11
2.7 DEMANDA MAXIMA POR GRUPO AÑO 2003	11
2.8 ESTUDIO DE CARGA EN LA ZONA DEL PROYECTO AÑO 2004	12
2.8.1 Datos estadísticos de la zona del proyecto	12
2.8.2 Estadísticas demográficas	13
2.8.3 Tipos de usuarios año 2004	13
2.8.4 Cantidad de usuarios por sector año 2019	13
2.8.4.1 Municipio de Nuqui	13
2.8.4.2 Municipio de Pizarro	15
2.8.4.3 Municipio de Pie Pato	16
2.8.5 Usuarios por municipios año 2019	17

2.9 CÁLCULO DE LA CARGA EN LOS MUNICIPIOS DEL PROYECTO	17
2.9.1 Municipio de Nuqui	17
2.9.1.1 Demanda máxima proyectada en Nuqui	19
2.9.2 Estudio de carga para el municipio de Pizarro	19
2.9.2.1 Demanda máxima proyectada en PIZARRO	20
2.9.3 Estudio de carga para el municipio de Pie de pato	20
2.9.3.1 Demanda máxima proyectada en Pie de pato	21
2.9.4 Resumen de las cargas instaladas por municipios.	21
3.0 CÁLCULO Y DISEÑO DE LA LINEA DE TRANSMISION	22
3.1 CÁLCULO DE LA TENSION DE SERVICIO	22
3.2 SELECCIÓN DEL TIPO DE ESTRUCTURA	22
3.3 CÁLCULO DE LOS PARAMETROS DE DISEÑO ELECTRICOS DE LA LINEA	23
3.3.1 Selección del conductor	23
3.3.2 Cálculo de la distancia equivalente	23
3.3.3 Cálculo de la inductancia	24
3.3.4 Cálculo de la capacitancia línea tierra	24
3.3.5 Cálculo de la reactancia inductiva	24
3.3.6 Cálculo de la reactancia capacitiva	24
3.3.7 Cálculo de la susceptancia de la línea	25
3.3.8 Cálculo de la impedancia de la línea	25
3.3.9 Cálculo de la impedancia característica de la línea	25
3.3.10 Regulación, pérdidas y eficiencia de la línea	26
3.3.10.1 Cálculo del voltaje de salida	26

3.3.11 Tablas de parámetros eléctricos calculados	27
3.4 CÁLCULO Y DISEÑO DE LAS REDES DE 13,2KV	28
3.4.1 Línea hacia el municipio de Pizarro	28
3.4.1.1 Inductancia de la línea	28
3.4.1.2 Resistencia total	29
3.4.1.3 Voltaje de recibo	29
3.4.1.4 Regulación	29
3.4.1.5 Perdidas	29
3.5 REGULACIÓN FINAL DE VOLTAJE EN LA LINEA DE 44KV	32
3.6 EFICIENCIA FINAL DE LA LINEA	32
3.7 PERDIDAS FINALES EN LAS REDES DE 13,2KV	33
3.8 CÁLCULO FINAL DE LA REGULACION EN LAS REDES DE 13,2KV	33
4.0 COSTOS DEL PROYECTO	35
4.1 COSTOS POR INTERCONEXION	35
4.1.1 Costos de inversión	35
4.1.2 Costos de operación y mantenimiento por interconexión	35
4.1.3 Valor presente de los gastos por interconexión	36
4.1.4 Valor total del proyecto de interconexión	38
4.2 VALOR TOTAL DEL PROYECTO DE INTERCONEXION	38
4.2.1 Costos por generación con plantas diesel	38
4.2.2 Costos por operación y mantenimiento de las plantas diesel	39
4.2.3 Valor presente de los gastos por generación diesel	39
4.2.4 Costo del proyecto por generación con plantas diesel	40

4.3 RESULTADOS DE LOS VALORES PRESENTES DEL PROYECTO	40
5.0 ESQUEMA EMPRESARIAL PARA ADMINISTRACION DEL PROYECTO	41
5.1 VALORES EMPRESARIALES	41
5.2 VISIÓN	41
5.3 MISIÓN	41
5.4 FUNCIONES Y DEPENDENCIA	41
5.4.1 Área técnica	41
5.4.2 Área comercial	42
5.4.3 Área de planeación	43
5.4.4 Área de oficina jurídica	43
5.4.5 oficina de recursos humanos	43
5.4.6 oficina general	44
5.5 TOTAL DE PERSONAL QUE LABORAN EN LA EMPRESA	44
CONCLUSIONES	45
BIBLIOGRAFÍA	47
ÍNDICE	50
ANEXOS	54

GLOSARIO

kW: Kilow atios

KWH: Kilow atios hora

ZIL: Potencia propia de la línea

\$/kWh: Pesos por kilovatios hora

PMAX: Potencia máxima

DMAX: Demanda máxima

FC: Factor de carga

FP: Factor de potencia

RA1 053: Estructura de retención a 44kV norma EADE

RA1 054: Estructura de suspensión a 44kV norma EADE

RA2 011: Estructuras de suspensión a 13,2Kv norma EADE

RA1 055: Estructura en ángulo a 44kV norma EADE

RA2 012: Estructura en ángulo a 13.2kv norma EADE

RA2 015: Estructura en retención a 13,2kV norma EADE

ACSR: Conductor de aluminio reforzado con acero

RMG: Radio medio geométrico del conductor

DEQ: Distancia equivalente de los conductores en la estructura

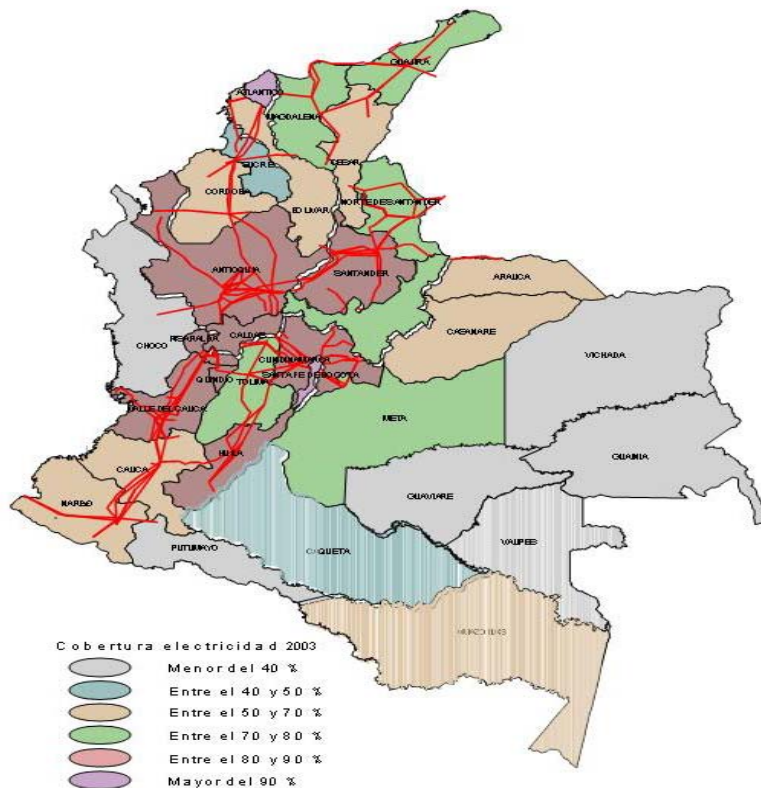
ELECTRO BAUDO, Empresa encargada de prestar el servicio de energía eléctrica en el municipio de Pizarro.

CHOCO 7 DIAS: Diario semanal que circula en el departamento del Chocó semanal.

INTRODUCCIÓN

El departamento del Chocó es unas de las regiones del país con mayores problemas en materia de prestación del servicio de energía eléctrica, ya que hasta la fecha está interconectado tan solo el 40% del departamento¹, existe un 15% que pese a todas las fuentes de recursos hídricos no cuenta aun con el servicio de energía eléctrica, el resto del territorio que ocupa aproximadamente el 45% del departamento, el servicio es prestado con plantas diesel con un promedio de 4 a 6 horas diarias.

Figura 1. Sistema interconectado nacional



Fuente UPME 2004

Este problema es una de las limitantes en materia de desarrollo de los pueblos y por ende del Territorio departamental, por la falta de microempresas que produzcan bienes de consumo con la explotación de los productos que dada su ubicación geográfica les brinda

¹ Estrategias para la interconexión de zonas rurales UPME 2004

la tierra, ya que fabricas de mariscos, atún, arroz, pulpadora de borjón, y hasta el turismo se ven seriamente perjudicados por lo costoso y mala calidad del servicio de energía eléctrica.

El departamento del Chocó está interconectado al sistema nacional a través de la línea de 115KV desde Bolombólo (Antioquia) hasta Istmina² (Chocó), pasando por las subestaciones de Quibdó y Certegui. Con la puesta en funcionamiento de la línea de transmisión a 115KV la Virginia (Risaralda) – Certegui (Chocó) en el mes de Septiembre del 2004, esta región va a tener un sistema más estable y eficiente, parece justo que es tiempo de garantizar iguales condiciones a la costa pacifica de este departamento donde se encuentran las tierras más promisorias.

El trabajo que se propone realizar es analizar, técnica, económica y administrativamente si es viable interconectar la costa pacifica Chocoana, para así garantizarle una mejor calidad de servicio de energía eléctrica y desarrollo a estos municipios.

En el concejo comunitario, con la participación del señor presidente de la republica de Colombia, realizado el mes de abril del año 2004, el gobierno nacional se comprometió con el pueblo a la terminación de la carretera al mar Animas Nuqui. Esto significa progreso para la región ya que se puede sacar en mayor cantidad los recursos que dado su ubicación geográfica explotan; pero para que tales productos puedan ser sacados en mayor cantidad hay que garantizar a estos municipios un servicio de energía confiable y económica.

ANTECEDENTES

La costa pacifica chocoana donde se encuentran ubicados un total de 6 municipios 5 de ellos no cuentan con un servicio de energía eléctrica constante y eficiente; este es prestado por plantas diesel con unos costo muy elevado para los usuarios debido al constante incremento del combustible y lo dispendioso del transporte hasta los sitios de consumo.

El otro punto que encarece este servicio es la falta de personal calificado, ya que al presentarse una falla se ven obligado los usuarios a permanecer meses sin el servicio hasta que el personal autorizado llegue a estos sitios, como lo sucedido el 16 de marzo del año 2004 cuando por falta de personal calificado para el mantenimiento de la planta de Nuqui, esta se quemó, dejando desde ese día mas de 3500 habitantes sin este servicio vital. Algo que no se debe olvidar es que en Mutata (Bahía Solano) se construyó una microcentral pero su capacidad, distancia y tensión de servicio no puede abastecer a estos municipios; es mas, existen corregimientos del municipio de Bahía Solano que aun el servicio es prestado con plantas diesel por lo distante de la micro central, en otras palabra los altos costos en que se incurrió para la realización de este proyecto ha

² Estudio de coordinación de protecciones del sistema interconectado del Chocó, IEB S.A año 2000

demostrado que no era técnica ni financieramente viables como solución del problema a esta región. En la actualidad el servicio de energía eléctrica prestado en las condiciones manifestadas se efectúa a través de una empresa pública creada por las alcaldías, lo que ha generado una serie de problemas ya que se han presentado muchas quejas de los usuarios a la Superintendencia de Servicios Públicos, a lo cual ella manifiesta que no esta dentro de sus facultades vigilar el comportamiento de los alcaldes.

OBJETIVO GENERAL

Encontrar una forma de prestar el servicio de energía eléctrica en la costa pacifica Chocoana, de forma constante y permanente, para contribuir con el desarrollo de esta región; que cumpla desde el punto de vista técnico, económico y administrativo y presentarlo a la gobernación departamental para que sea presentado al Fondo Nacional de Regalías, al FAZNI (Fondo de Apoyo Financiero para las Zonas no Interconectadas) y Plan Pacifico, para su estudio.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Cálculo de la demanda de energía eléctrica para los municipios de Nuqui, Pizarro y Pie de Pato, teniendo en cuenta la población actual, numero de hogares, entidades oficiales, comerciante y otros.
2. Determinar el nivel de voltaje de la línea, el cual debe cumplir con la eficiencia y regulación permitidas según las normas colombianas.
3. Evaluar los costos de inversión, operación y mantenimiento, por construcción de la línea de transmisión y subestaciones.
4. Calcular los costos por generación con plantas diesel, forma de generación actual teniendo en cuenta los gastos por inversión, operación y mantenimiento.
5. Realizar un esquema empresarial para la administración del proyecto, si resulta viable la interconexión.

ALCANCES

En la realización de este proyecto se van a estudiar dos alternativas de generación, las cuales son:

- Generación a través de plantas diesel, como se genera actualmente, teniendo presente los costos por inversión, operación y mantenimiento, para garantizar un servicio constante y una vida útil de 15 años.
- Construcción de una línea de transmisión desde la subestación de Istmina hasta una zona conocida como La Herradura, donde se construirá la otra subestación.
- Analizar este proyecto técnica, económica y administrativamente para un periodo de 15 años.
- Tener muy en cuenta la distancia de la línea y estructuras normalizadas de la empresa prestadoras de este servicio en el departamento. No se va a profundizar sobre su construcción, ya que únicamente se necesita saber los costos, según el tipo de voltaje que sea seleccionado.
- Para la construcción de las redes a 13,2kV, se tiene en cuenta que cumpla con los niveles de regulación establecidos en las normas; saliendo desde la subestación hasta la cabecera municipal donde las redes de media y baja tensión ya están construidas.
- En lo concerniente a la creación de un esquema empresarial realizar un organigrama detallado con el personal necesario y perfil profesional, ubicado estratégicamente en cada sitio y con los recursos físicos que requiera cada dependencia; al igual que las funciones de cada funcionario.

LIMITACIONES

- La explotación con los recursos hídricos no será estudiada pues se deben construir mínimo 3 micro centrales, donde puede resultar técnicamente viable, pero no existen recursos para financiar tal proyecto y como ha ocurrido con otros quedan en estudio y el problema continua para esta región.
- No se harán cálculos para las subestaciones de salida y llegada, solamente se especificaran los precios de los equipos a utilizar según los datos de placas, para ello se consultaran con subestaciones de tensión de servicio similar en otras empresas.
- El proyecto abarca únicamente las cabeceras municipales de Bajo Baudo, Alto Baudo y Nuqui. Debido a la falta de datos de los corregimientos no se evaluarán en este proyecto pues se debe viajar a cada sitio para buscar tal información y no hay recursos para ello, pero en un futuro se pueden interconectar los corregimientos de cada municipio. Por eso la capacidad del transformador de potencia en la subestación de llegada; va a estar dimensionado para tal fin.

1.0 METODOLOGÍA EN EL DESARROLLO DEL PROYECTO

Para la realización de este proyecto se va a calcular la demanda máxima que se puede presentar durante la vida útil del mismo teniendo como base los datos del DANE (Departamento Nacional de Estadísticas) en lo concerniente al índice de crecimiento anual, número de habitantes y hogares en toda la zona del proyecto. Para el cálculo de los consumos promedio se toma como base los datos reportados por la empresa DISPAC S.A. E.S.P, empresa encargada prestar el servicio en el sistema interconectado del CHOCO ya que las condiciones de vida y costumbres son iguales, pues están dentro del mismo departamento.

Debido a la mala calidad en materia de prestación del servicio que actualmente esta región padece no se toman tales datos, pues ante la no permanencia del servicio el factor de utilización es mucho mayor. Para calcular el incremento de los usuarios por cada sector anual mente, se tendrá presente los datos de población y el índice de crecimiento demográfico proyectado por el DANE.

Al mejorar las condiciones de vida y aumentar los avances tecnológicos los usuarios hacen un mayor uso del servicio de energía eléctrica. Para calcular el consumo promedio anual para los años 2005 hasta el año 2019, se utilizan los porcentajes estimados del aumento del consumo publicado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en su plan de expansión 2003 - 2020.

Teniendo definido el estudio y crecimiento de la demanda, por cada sector y municipio se calculará el voltaje con el cual se alimentará dicha carga, el cual debe garantizar la regulación y eficiencia permitida, también se calculará la capacidad de la subestación. Si la regulación en las redes de 13,2KV registra valores mayores a 7%, se extenderá la línea de 44KV hasta una distancia que haga cumplir tal porcentaje, teniendo presente los costos de inversión, operación y mantenimiento en ambas alternativas y durante la vida útil del proyecto, con una tasa de interés de oportunidad del 9% efectivo anual ya que son dineros en tiempos diferentes, se asume un incremento en el costo de vida del 4.5% anual. Para los costos por operación con la alternativa de generación se tendrán en cuenta los precios en que incurre la empresa distribuidora de energía para llevar el servicio a los usuarios del sistema interconectado del departamento.

Definidos los costos arrojados por cada una de las dos alternativas, con cada una de ellas se hace un estudio y se sacan las conclusiones.

Para un mayor entendimiento sobre lo que se va a realizar ver mapa del CHOCO, con las proyecciones de las dos alternativas.

Figura -2 Interconexión de la costa pacifica



Fuente Agustín Codazzi año 2004

Figura -3 Generación diesel en la costa pacifica



Fuente Agustín Codazzi año 2004

2.0 ESTUDIO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO DEL CHOCÓ

Los municipios de Nuqui, Pizarro y Piepato, tienen condiciones de vidas iguales al resto de municipios interconectados del departamento del Chocó. De ahí que para el estudio de la demanda se tomará como base los datos de la empresa prestadora del servicio en el citado departamento en los dos últimos años, hay que tener presente algo que es muy importante y es que la empresa DISPAC S.A. E.S.P llega a prestar tal servicio en julio del año 2002, encontrando más del 95% de los usuarios sin medidor. Las tarifas eran cobradas con promedios de estratos a los residenciales y con aforos a los comerciales, industriales y oficiales, dando desde luego valores no confiables.

La empresa DISPAC S.A. E.S.P inicia un proceso masivo de instalación de medidores en el departamento a mediados del año 2003. Los Chocoanos deciden darle un uso racional a este servicio y la empresa a tener datos reales de los consumos a cada tipo de usuario³.

2.1 NUMERO DE USUARIOS SECTOR RESIDENCIAL AÑO 2003

En el año 2003 la empresa distribuidora de energía en el departamento del Chocó registró en su base de datos los siguientes usuarios por estrato.

Tabla 1, Usuarios por estrato año 2003

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Total usuarios
Total	23322	5776	3157	33	32288

Fuente CREG 2004

2.2 CONSUMOS POR ESTRATO MENSUAL AÑO 2003

Los consumos mensuales que la empresa DISPAC S.A registró ante la CREG en el año 2003 no existe la información correspondiente a los meses de enero y febrero, por lo cual el análisis se realiza con la información de los meses siguientes.

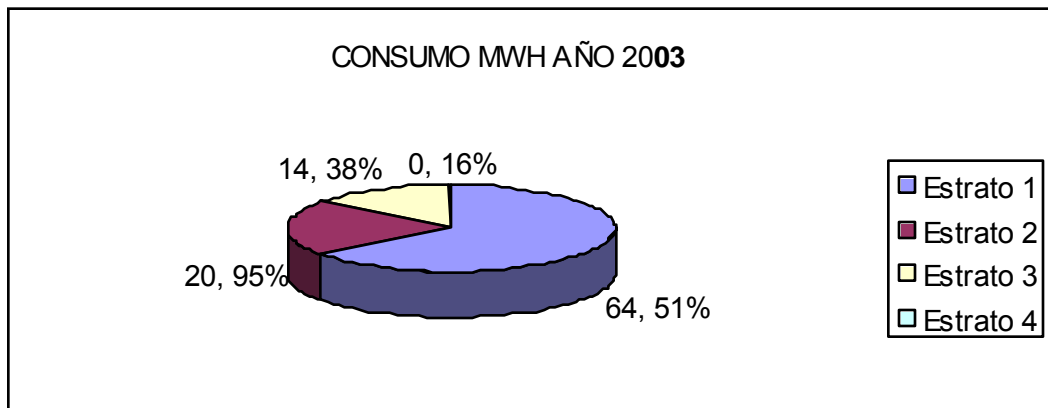
³ Informe de gestión de DISPAC S.A año 2004

Tabla 2, Consumo residencial mensual por estratos año 2003

MWH	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	MWH
MAR	2885,42	1025,73	713,42	9,64	4634.21
ABR	2892,53	1024,67	728,52	9,18	4654.9
MAY	3071,76	1084,61	771,62	9,26	4937.25
JUN	3747,67	1602,84	955,44	10,12	6316.07
JUL	4643,69	1409,03	1092,16	10,32	7155.2
AGO	4792,46	1642,51	953,94	12,24	7401.15
SEP	4700,42	1653,05	1051,91	11,25	7416.63
OCT	4803,07	1582,66	1042,57	9,99	7438.29
NOV	5639,45	1105,56	1089,97	12,25	7847.23
DIC	5159,6	1614,57	1039,79	9	7822.96
Total	42336.07	13745.23	9439.34	103.25	65623.89

Fuente CREG año 2004

Figura 4, Grafica porcentual del consumo sector residencial año 2003



Fuente CREG 2004

2.3 USUARIO POR SECTOR AÑO 2003

En el año 2003 la empresa DISPAC registro en su base de datos los siguientes usuarios por sector, el sector residencial se tiene en cuenta de forma global.

Tabla 3, Total de usuarios por sectores año 2003

SECTORES	NÚMERO DE USUARIOS	PORCENTAJE %
Residencial	32288	91.59
Industrial	122	0.346
Comercial	2271	6.44
Oficial	553	1.56
Provisional	13	0.036
Alumbrado	4	0.011
Especial	0	0
TOTAL	35251	100%

Fuente CREG 2004

2.4 CONSUMO POR SECTORES MWH - MES AÑO 2003

Tabla 4, Consumo mensual por sectores año 2003

Mes	Industrial	Comercial	Oficial	Provisional	Alumbrado	Residencial	Total
Mar	98	1663	401	24	0	4634,21	6820
Abr	98	1658	401	24	0	4654,9	6836
May	107	1986	476	6	0	4937,25	7512
Jun	114	1955	481	11	0	6316,07	8877
Jul	106	2001	471	15	0	7155,2	9748
Ago	105	1927	501	13	0	7401,15	9947
Sep	106	2007	502	7	1	7416,63	10040
Oct	103	1928	496	13	9	7438,29	9987
Nov	104	1985	465	6	12	7847,23	10419
Dic	116	2050	516	16	15	7822,96	10536
Total	1057	19160	4710	135	37	65623,89	90723
Promedio	105	1916	471	13,5	3,7	6562,389	9072

Fuente CREG 2004

2.5 CONSUMO PROMEDIO MENSUAL POR USUARIO 2003

Tabla 5, Consumo promedio mensual por sectores año 2003

Tipos de usuarios	Total usuarios	Consumo MWH-Mes	Consumo por usuario (KWH-Mes/Usuario)
Oficial	553	471.1	852
Residencial	32288	6562.4	203.24
Comercial	2271	1916.54	844
Industrial	122	105.18	862.13
Alumbrado	4	3.72	930
Provisional	13	13.45	1345
Especial	0	0	0
Total	38761	9072.4	

Fuente Autor

2.6 CONSUMO POR SECTORES MWH - MES AÑO 2004

El consumo del sector residencial incluye la suma de los estratos 1, 2, 3 y 4

Tabla 6, Consumo mensual por sectores año 2004

Mes	Industrial	Comercial	Oficial	Provisional	Alumbrado	Residencial	Total
Ene	132	760	190	12	56	8623	9773
Feb	118	522	208	9	58	8221	9136
Mar	115	528	358	8	57	8233	9299
Abr	107	501	354	9	52	8144	9167
May	105	612	333	7	55	8211	9323
Jun	120	595	213	8	51	8477	9464
Jul	117	601	252	10	50	8453	9483
Ago	118	649	342	8	51	7401	8569
Sep	149	787	236	15	55	8521	9763
Oct	147	783	304	15	54	8502	9805
Nov	138	840	325	14	65	8568	9950
Dic	170	920	210	16	80	8965	10361
Total	1536	8098	3325	131	684	100319	114093
Promedio	128	675	277	11	57	8360	9508

Fuente CREG 2004

2.7 CONSUMO PROMEDIO POR USUARIO MENSUAL AÑO 2004

Este consumo es el resultado de dividir la energía consumida en un mes por la cantidad de usuarios existente en cada sector.

Tabla 7, consumo mensual por sectores año 2004

Tipos de usuarios	Total usuarios	Consumo MWH-Mes	Consumo por usuario (KWH-Mes/Usuario)
Oficial	553	277	501
Residencial	33798	8360	247.35
Comercial	2271	675	297
Industrial	122	128	1050
Alumbrado	2280	57	25
Provisional	13	11	846
Especial	0	0	0
Total	38761	9538	

Fuente CREG, año junio 2004

2.8 ESTUDIO DE CARGA EN LA ZONA DEL PROYECTO AÑO 2004

Al realizar un promedio de consumo por usuario mensual entre los años 2003 y 2004 en la zona interconectada del departamento, donde las condiciones de vida son similares a la zona del proyecto, obtenemos un consumo promedio mensual por usuario para los municipios a estudiar en el año 2004.

2.8.1 DATOS ESTADÍSTICOS DE LA ZONA DEL PROYECTO

Según informaciones suministradas por el Departamento administrativo nacional de estadísticas (DANE), estos municipios presentan en promedio un índice de crecimiento anual del 1,25%⁴, distribuidos así: Nuqui 1,2%, Pizarro 1.3% Pie Pato 1.25%. También se analizan las proyecciones realizadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), donde estiman un incremento en el consumo de energía anual para todos los sectores; producto de la reactivación de la economía y los adelantos tecnológicos en los siguientes porcentajes⁵:

⁴ Informe de coyuntura económica Regional del Chocó, DANE año Julio del 2003

⁵ Proyecciones sectoriales de consumo de energía eléctrica, Plan de expansión referencia generación transmisión 2002 - 2011

Sector Oficial 0.01%, Industrial 0.2%, Comercial 0.045%, residencial 0.16%. Estos valores también se tendrán en cuenta para la proyección de la demanda durante la vida útil del proyecto, garantizando de esta manera un servicio eficiente.

2.8.2 ESTADÍSTICAS DEMOGRÁFICAS.

Los datos demográficos del DANE muestran un promedio de 5 habitantes por vivienda y una población distribuida de la siguiente forma:

Nuqui = 2759 habitante
 Pizarro = 6119 habitantes
 Pie pato = 3101 habitantes
 TOTAL = 11979 habitantes

2.8.3 TIPOS DE USUARIOS AÑO 2004

Tabla 8, Cantidades de usuarios zona del proyecto año 2004

Tipos de usuarios	Nuqui	Pizarro	Pie pato	Total por sector
Residencial	510	1130	572	2212
Oficial	8	17	9	34
Comercial	32	71	36	139
Industrial	1	4	2	7
Provisional	1	2	1	4
Alumbrado				
Total municipio	552	1224	620	2396

Fuente DANE 2004

2.8.4 CANTIDAD DE USUARIOS POR SECTOR AÑO 2019

Como la vida útil del proyecto es de 15 años, se calcula el índice de crecimiento para este año partiendo del índice anual proyectado. Debido a que las condiciones de vida son similares en los tres municipios la tasa de crecimiento para efectos de cálculos se considera igual para todos, según el promedio es de 1.25% anual.

2.8.4.1 Municipio de Nuqui

Usuarios residenciales,

Donde Vf= numero de usuarios futuro año 2019

Vp= numero de usuarios presente año 2004
i= tasa de crecimiento anual en porcentaje
n= numero de periodo

$$Vf = Vp * (1+i)^n$$

$$Vf = 510 * (1 + 0.0125)^{15}$$

$$Vf = 510 * 1.2048$$

$$Vf = 614$$

Usuarios comerciales

$$Vf = Vp * (1+i)^n$$

$$Vf = 32 * (1 + 0.0125)^{15}$$

$$Vf = 32 * 1.2048$$

$$Vf = 39$$

Usuarios oficiales

$$Vf = Vp * (1+i)^n$$

$$Vf = 8 * (1 + 0.0125)^{15}$$

$$Vf = 8 * 1.2048$$

$$Vf = 10$$

Usuarios Industriales

$$Vf = Vp * (1+i)^n$$

$$Vf = 1 * (1 + 0.0125)^{15}$$

$$Vf = 1 * 1.2048$$

$$Vf = 2$$

Usuarios provisionales

$$Vf = Vp * (1+i)^n$$

$$Vf = 1 * (1 + 0.0125)^{15}$$

$$Vf = 1 * 1.2048$$

$$Vf = 2$$

2.8.4.2 Municipio de Pizarro

Usuarios residenciales,

$$Vf = Vp * (1+i)^n$$

$$Vf = 1130 * (1 + 0.0125)^{15}$$

$$Vf = 1130 * 1.2048$$

$$Vf = 1361$$

Usuarios comerciales

$$Vf = Vp * (1+i)^n$$

$$Vf = 71 * (1 + 0.0125)^{15}$$

$$Vf = 71 * 1.2048$$

$$Vf = 85$$

Usuarios oficiales

$$Vf = Vp * (1+i)^n$$

$$Vf = 17 * (1 + 0.0125)^{15}$$

$$Vf = 17 * 1.2048$$

$$Vf = 20$$

Usuarios Industriales

$$Vf = Vp * (1+i)^n$$

$$Vf = 4 * (1 + 0.0125)^{15}$$

$$Vf = 4 * 1.2048$$

$$Vf = 5$$

Usuarios provisionales

$$Vf = Vp * (1+i)^n$$

$$Vf = 2 * (1 + 0.0125)^{15}$$

$$Vf = 2 * 1.2048$$

$$Vf = 2$$

2.8.4.3 Municipio de Pie Pato

Usuarios residenciales,

$$Vf = Vp * (1+i)^n$$

$$Vf = 572 * (1 + 0.0125)^{15}$$

$$Vf = 572 * 1.2048$$

$$Vf = 689$$

Usuarios comerciales,

$$Vf = Vp * (1+i)^n$$

$$Vf = 36 * (1 + 0.0125)^{15}$$

$$Vf = 36 * 1.2048$$

$$Vf = 43$$

Usuarios oficiales

$$Vf = Vp * (1+i)^n$$

$$Vf = 9 * (1 + 0.0125)^{15}$$

$$Vf = 9 * 1.2048$$

$$Vf = 11$$

Usuarios Industriales

$$Vf = Vp * (1+i)^n$$

$$Vf = 2 * (1 + 0.0125)^{15}$$

$$Vf = 2 * 1.2048$$

$$Vf = 2$$

Usuarios provisionales

$$V_f = V_p * (1+i)^n$$

$$V_f = 1 * (1 + 0.0125)^{15}$$

$$V_f = 1 * 1.2048$$

$$V_f = 2$$

Alumbrado publico

El servicio de alumbrado en el departamento del Chocó es sumamente precario pues se tiene un promedio de una luminaria de 70w por cada 17 usuarios. Para este proyecto se tomarán datos de otros lugares del país donde se tiene un promedio de 4 usuarios por cada luminaria de 70w⁶.

2.8.5 USUARIOS POR MUNICIPIOS AÑO 2019

Tabla 9, Usuarios proyectados por grupo

Tipos de usuarios	Nuqui	Pizarro	Pie pato	Total por sector
Residencial	614	1361	689	3664
Oficial	10	20	11	41
Comercial	38	85	43	166
Industrial	2	5	2	9
Provisional	2	2	2	6
Alumbrado	166	368	187	721
Total municipio	666	1473	747	

Fuente Autor

2.9 CÁLCULO DE LA CARGA EN LOS MUNICIPIOS DEL PROYECTO

Los consumos promedios mensuales por usuarios en los años 2003 y 2004 en el Chocó, según los reportes fueron los siguientes:

⁶ Estudio de demanda de energía y potencia eléctrica en la microcentral de Guapi (Cauca), Consultores Unidos año 2004.

Tabla 10, Consumo promedio por grupo

Consumo KWH/Mes	Año 2003	Año 2004	Valor promedio
Residencial	203.24	247.35	225.3
Comercial	844	297	570.5
Oficial	852	501	676.5
Industrial	862.13	1050	956
Provisional	1345	846	1095.5

Fuente Autor.

2.9.1 MUNICIPIO DE NUQUI

Utilizando los factores del crecimiento del consumo por sector según datos de la UPME explicados en la página 12 obtenemos los siguientes valores.

Consumo promedio por usuario residencial (KWH-MES) año 2019

$$Vf = Vp * (1+i)^n$$

$$Vf = 1 * (1 + 0.0016)^{15}$$

$$Vf = 225.3 * 1.024$$

$$Vf = 230KWH$$

Consumo medio Comercial proyectado (KWH-MES)

$$Vf = Vp * (1+i)^n$$

$$Vf = 570.5 * (1 + 0.00045)^{15}$$

$$Vf = 570.5 * 1.007$$

$$Vf = 574KWH$$

Consumo promedio oficial proyectado (KWH-MES)

$$Vf = Vp * (1+i)^n$$

$$Vf = 676.5 * (1 + 0.0001)^{15}$$

$$Vf = 676.5 * 1.0015$$

$$Vf = 677KWH$$

Consumo promedio Industrial proyectado (KWH-MES)

$$Vf = Vp * (1+i)^n$$

$$Vf = 956 * (1 + 0.002)^{15}$$

$$Vf = 956 * 1.030$$

$$Vf = 985KWH$$

Consumo para el alumbrado publico proyectado (KWH-MES). Se proyecta la utilización de luminarias de sodio de 70W para todos los municipios del proyecto, con una luminaria por cada cuatro usuarios.

Tabla 11, Consumo promedio en Nuqui proyectado

Usuarios	Usuarios Año 2019	Consumo promedio Por usuario mensual	Consumo Promedio (KWH/Mes)
Residencial	614	230	141220
Comercial	38	574	21812
Industrial	2	985	1970
Provisional	2	1095.5	2191
Oficial	10	677	6775
Alumbrado	166	25.2	4183
TOTAL			178151

Fuente Autor

El análisis realizado con el municipio de Nuqui para el cálculo del crecimiento del consumo por cada sector es igual para los municipios restantes PiePato y Pizarro, por ello no se realizar.

2.9.1.1 Demanda máxima proyectada en NUQUI

Se asumen unas pérdidas de diseño máximas del 20%, las cuales mediante campañas de uso racional del servicio e instalación masiva de medidores se proyecta su reducción en un 9% para todo los municipios.

$$Dmedia = Dmax * (1 - Fper)$$

$$Dmax = 178151 / (1 - 0.2)$$

$$Dmax = 178151 / (0.8)$$

$$Dmax = 222688 KWH MES$$

Potencia Instalada KW

El factor de carga se supone de 0.6⁷

$$P_{max} = D_{max} / (720 * F_c)$$

$$P_{max} = 223475 / 720 * 0.6$$

$$P_{max} = 223475 / 432$$

$$P_{max} = 511 \text{ KW}$$

2.9.2 ESTUDIO DE CARGA PARA EL MUNICIPIO DE PIZARRO

Realizando igual procedimiento que en el municipio de NUQUI, se calcula la demanda máxima para los municipios restantes.

Tabla 12, Consumo promedio proyectado en Pizarro

Usuarios	Usuarios Año 2019	Consumo promedio Por usuario mensual	Consumo Promedio (KWH/Mes)
Residencial	1361	230	313030
Comercial	86	574	49364
Industrial	5	985	4925
Provisional	3	1095.5	3286.5
Oficial	20	677	13540
Alumbrado	368	25.2	9273.6
TOTAL			393419

Fuente Autor

2.9.2.1 Demanda máxima proyectada en PIZARRO

$$D_{media} = D_{max} * (1 - F_{per})$$

$$D_{max} = 393419 / (1 - 0.2)$$

$$D_{max} = 393419 / (0.8)$$

$$D_{max} = 491773 \text{ KWH MES}$$

Potencia Instalada KW

⁷ Factor de carga del sistema interconectado del Chocó, DISPAC S.A 2004

$$P_{max} = D_{max} / (720 * F_c)$$

$$P_{max} = 491773 / 720 * 0.6$$

$$P_{max} = 491773 / 432$$

$$P_{max} = 1138 \text{ KW}$$

2.9.3 ESTUDIO DE CARGA PARA EL MUNICIPIO DE PIE DE PATO

Tabla 13, Consumo promedio proyectado en Pie Pato

Usuarios	Usuarios Año 2019	Consumo promedio Por usuario mensual	Consumo Promedio (KWH/Mes)
Residencial	689	230	158470
Comercial	43	574	24682
Industrial	2	985	1970
Provisional	2	1095.5	2191
Oficial	11	677	7447
Alumbrado	187	25.2	4712.4
TOTAL			199472

Fuente Autor

2.9.3.1 Demanda máxima proyectada en PIE DE PATO

$$D_{media} = D_{max} * (1 - F_{per})$$

$$D_{max} = 199472 / (1 - 0.2)$$

$$D_{max} = 199472 / (0.8)$$

$$D_{max} = 249340 \text{ KWH MES}$$

Potencia Instalada KW

$$P_{max} = D_{max} / (720 * F_c)$$

$$P_{max} = 249340 / 720 * 0.6$$

$$P_{max} = 249340 / 432$$

$$P_{max} = 577 \text{ KW}$$

2.9.4 RESUMEN DE LAS CARGAS INSTALADAS POR MUNICIPIOS.

Tabla 14, Potencia instalada proyectadas

Municipios	Cargas KW
Nuqui	511
Pie de pato	577
Pizarro	1010
TOTAL	2102

Fuente Autor

3.0 CÁLCULO Y DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Cuando se diseña una línea de transmisión se debe garantizar que la regulación de voltaje y eficiencia estén dentro de los porcentajes mínimos establecidos y a los menores costos. Para este proyecto la línea sale desde la subestación de Istmina hasta la vereda conocida como la herradura, la ruta de la línea se hace buscando un eje donde los daños ecológicos son mínimos, gran facilidades de accesos para su construcción y mantenimiento. La ruta además de su construcción deberá ser paralela a vías, caminos, buscando punto con suelo mecánico firme y estable para los apoyos y alineamientos.

3.1 CÁLCULO DE LA TENSIÓN DE SERVICIO

Teniendo los datos de carga y distancia podemos utilizar la siguiente formula que nos permite calcular la tensión de servicio.

Donde:

V= tensión de diseño

Distancia en millas, L= 60KM

Carga = 2102KW

Factor de potencia 0.85

$$V = 5.5 * \sqrt{L + (KVA / 150)}$$

$$V = 5.5 * \sqrt{37.3 + (2473 / 150)}$$

$$V = 5.5 * \sqrt{37.3 + 17.54}$$

$$V = 5.5 * \sqrt{53.78}$$

$$V = 5.5 * 7.33$$

$$V = 40.33KV$$

Se asume para el diseño de la línea el voltaje de 44KV, con esta tensión seleccionada se puede transmitir hasta un 65% más de la potencia calculada. Significa esto que se pueden interconectar corregimientos y veredas que no tienen el servicio o simplemente es prestado de la misma forma que en los municipios estudiados.

3.2 SELECCIÓN DEL TIPO DE ESTRUCTURA

Para selección de las estructuras se toma como base experiencias existentes en diferentes proyectos realizados en el país.

Para la selección del vano de diseño o regulador, se tiene en cuenta que esta región es bastante plana y por ello tomamos un vano de 100mts para el diseño de la línea. La empresa DISPAC S.A. E.S.P, sigue las normas de la empresa antioqueña de energía EADE, la cual tiene para este tipo de tensión las siguientes estructuras normalizadas.

Retensión RA1 054
Suspensión RA1 055
Terminal RA1 053

3.3 CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DE DISEÑO ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA

Los parámetros eléctricos son indispensables en un diseño, estos sirven para garantizar que la regulación y eficiencia estén dentro de los parámetros establecidos para su correcto funcionamiento.

3.3.1 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR

Corriente nominal

$$I_n = S / \sqrt{3} * V * \eta$$

$$I_n = 2631 / \sqrt{3} * 44 * 0.95$$

$$I_n = 2631 / 76.21$$

$$I_n = 36.3A$$

Donde,

S, potencia aparente

I_n, corriente nominal

V, voltaje seleccionado

n, eficiencia de la línea 0.95

Factor de potencia 0.85

Con este valor de corriente seleccionamos por tabla el conductor PEGUIN 4/0 ACSR, este tiene las siguientes características:

Resistencia AC 50°C = 0.354Ω/km
 RMG =0.248cm
 Corriente=360A
 Tensión de rotura= 3776kg
 Radio =7.155cm
 Peso =433kg/Km.

3.3.2 CÁLCULO DE LA DISTANCIA EQUIVALENTE

Esta distancia se refiere a la equivalente entre los conductores según su disposición.

$$Deq = \sqrt[3]{(D12 * D13 * D32)}$$

$$Deq = \sqrt[3]{(2.3 * 1.4 * 1.4)}$$

$$Deq = \sqrt[3]{4.508}$$

$$Deq = 1.65M$$

3.3.3 CÁLCULO DE LA INDUCTANCIA

$$L = 2 * 10^{-4} \ln Deq / Ds$$

$$L = 2 * 10^{-4} \ln(1.651 / 0.00248)$$

$$L = 2 * 10^{-4} * 6.5$$

$$L = 1.3 * 10^{-3} H / KM$$

3.3.4 CÁLCULO DE LA CAPACITANCIA LÍNEA TIERRA

$$Cn = 2 * \pi * K / \ln(Deq / r)$$

$$Cn = 2 * \pi * 8.85 * 10^{-12} / \ln(1.651 / 0.00715)$$

$$Cn = 2 * 3.1416 * 8.85 * 10^{-12} / \ln(1.651 / 0.00715)$$

$$Cn = 5.56 * 10^{-11} / 5.44$$

$$Cn = 1.022 * 10^{-8} F / KM$$

3.3.5 CÁLCULO DE LA REACTANCIA INDUCTIVA

$$X_L = 2 * \pi * f * L$$

$$X_L = 2 * \pi * 60 * 1.3 * 10^{-3}$$

$$X_L = 2 * 3.1416 * 60 * 1.3 * 10^{-3}$$

$$X_L = 0.49 \Omega / KM$$

3.3.6 CÁLCULO DE LA REACTANCIA CAPACITIVA

$$X_C = 1 / 2 * \pi * f * C$$

$$X_C = 1 / 2 * \pi * 60 * 1.022 * 10^{-8}$$

$$X_C = 1 / 2 * 3.1416 * 60 * 1.022 * 10^{-8}$$

$$X_C = 259548.1 \Omega / KM$$

3.3.7 CÁLCULO DE LA SUSCEPTANCIA

$$B_C = 1 / X_C$$

$$B_C = 1 / 259548.1$$

$$B_C = 3.852 * 10^{-6} S / KM$$

3.3.8 CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA DE LA LÍNEA

$$Z_L = R + jX_L$$

$$Z_L = 0.354 + j0.49 [\Omega / KM]$$

$$Z_L = 0.6 \angle 54^\circ \Omega / KM$$

3.3.9 CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA DE LA LÍNEA

Una línea de transmisión dependiendo de su geometría o disposición del conductor y calibre, tiene una impedancia propia que la caracteriza, la cual es de suma importancia para calcular la potencia que dicha línea puede transmitir, también es conocida como el ZIL.

$$Z_c = \sqrt{ZL / BC}$$

$$Z_c = \sqrt{(36 / 0.000216)}$$

$$Z_c = \sqrt{173611.1}$$

$$Z_c = 416.66 \Omega$$

Zc=impedancia característica

ZL= impedancia de la línea

Bc= susceptancia

Potencia característica de la línea (ZIL)

Donde, V es el voltaje línea neutro

P, potencia aparente

Zc, impedancia propia de la línea

$$P_{c1\phi} = V^2 / Z_c$$

$$P_{c1\phi} = (25403.4)^2 / 416.66$$

$$P_{c1\phi} = 645332731.6 / 416.66$$

$$P_{c1\phi} = 1548823.3VA$$

$$P_{c3\phi} = 1548823.3 * 3$$

$$P_{c3\phi} = 4.64MVA$$

Teniendo las proyecciones mencionadas al comienzo de este capítulo se ve que con el diseño de esta línea y según los datos arrojados se puede transmitir hasta un 78% más de la potencia real.

3.3.10 CALCULO DE LA REGULACIÓN, PÉRDIDAS Y EFICIENCIA DE LA LÍNEA

Para todos es sabido que en una línea de transmisión se presentan caídas de tensión producto de la corriente que circula y la impedancia propia de ella, llegando a su valor máximo cuando la demanda de la carga es máxima, dicho valor llevado a porcentajes debe cumplir con los valores establecidos en las normas para cada nivel de tensión. Una regulación por encima del valor estipulado significa mal diseño y pérdidas excesivas en la línea.

3.3.10.1 CÁLCULO DEL VOLTAJE DE SALIDA

Partiendo del hecho que la subestación de llegada va a tener un voltaje entre líneas de 44KV, se debe saber cual es el voltaje que habrá en la subestación de Istmina o punto de partida.

$$Vs_{1\phi} = Vr + In * ZL$$

$$Vs_{1\phi} = 44000 / \sqrt{3} + 36.3 \angle 31.78^\circ * (36 \angle 54^\circ)$$

$$Vs_{1\phi} = 25403.4 + 1306.8 \angle 22.22^\circ$$

$$Vs_{1\phi} = 25403.4 \angle 0^\circ + 1306.8 \angle 22.22^\circ$$

$$Vs_{1\phi} = 26.6 * \sqrt{3}$$

$$Vs_{3\phi} = 46000 \angle 1^\circ V$$

$$Vs_{3\phi} = 46 \angle 1^\circ KV$$

Donde la regulación Rv

$$Rv = (Vs - Vr) / Vr * 100$$

$$Rv = 46000 - 44000 / 44000 * 100$$

$$Rv = 2000 / 44000 * 100$$

$$Rv = 4.5\%$$

Perdidas en la línea

Las pérdidas en una línea son originadas por el calentamiento del conductor, producto de la resistencia del mismo al paso de la corriente, también son conocidas como pérdidas por efecto JOULE.

$$P_{perdidas} = In^2 * R_{linea}$$

$$P_{perdidas} = 36.3^2 * 21.24$$

$$P_{perdidas} = 1317.69 * 21.24$$

$$P_{perdidas} = 27.98KW$$

$$P_{totales} = P_{perdidas} * 3$$

$$P_{totales} = 27.98 * 3$$

$$P_{totales} = 83.94KW$$

Eficiencia de la línea

$$\eta = P_{Recibida} / P_{Salida} * 100$$

$$\eta = P_{Recibida} / (P_{Recibida} + P_{perdidas}) * 100$$

$$\eta = 1 - P_{perdidas} / P_{Recibida} * 100$$

$$\eta = 1 - 83.94 / 2236.1 * 100$$

$$\eta = (1 - 0.037) * 100$$

$$\eta = 96.24\%$$

3.3.11 TABLA DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS CALCULADOS

Tabla 15, Datos de parámetro eléctricos de la línea

Constantes eléctricas Por unidad de longitud	Distancia	Valor total constantes Eléctricas
L=0.00137H/KM	60KM	0.08262H
R=0.354Ω/KM	60KM	21.24Ω
Cn=1.022*10 ⁻⁸ F/KM	60KM	6.12*10 ⁻⁸
XL=0.516Ω/KM	60KM	30.96Ω
BC=0.0000036S/KM	60KM	0.000216S
XC=277757.3Ω/KM	60KM	16.66MΩ
ZL=0.6Ω/KM	60KM	36Ω

Fuente Autor

3.4 CÁLCULO Y DISEÑO DE LAS REDES DE 13,2KV

Para el diseño de las redes de distribución se va a calcular parámetros importantes como: la regulación y las pérdidas, teniendo como datos el tipo de conductor, potencia a transmitir y la distancia. Para visualizar las distancias existente desde las subestaciones hasta los municipios ver mapa de la figura 2 pagina 6.

Tabla 16, Datos eléctricos de los municipios

Municipios	Potencia(KVA)	Distancia (Km.)	Corrientes(A)
Nuqui	574	37.5	25.1
Pizarro	1263	47.5	55.2
Pie pato	645	30	28.2

Fuente Autor

Tabla 17, Conductor seleccionado

Características	
Tipo	ACSR
Calibre	1/0 AWG
Resistencia (Ω/Km.)	0.53
RMG(cm.)	0.155

Fuente Autor

3.4.1 LÍNEA HACIA EL MUNICIPIO DE PIZARRO

El caso mas preocupante es el tramo desde la subestación hasta el municipio de Pizarro, ya que presenta la mayor distancia y carga. Si este tramo no esta dentro de los parámetros establecidos, se extenderá la línea de 44KV 40 kilómetros más y se diseñarán dos subestaciones de 44KV cada una con una potencia de 2MVA.

3.4.1.1 Inductancia de la línea

$$L = 2 * 10^{-4} \ln D_{eq} / D_s$$

$$L = 2 * 10^{-4} \ln(1.651 / 0.00155)$$

$$L = 2 * 10^{-4} * 6.97$$

$$L = 1.39 * 10^{-3} \text{ H / KM}$$

$$XL = L * 2 * \pi * F$$

$$XL = 1.39 * 10^{-3} * 3.1416 * 60$$

$$XL = 0.52 \Omega / \text{KM}$$

$$XL_{total} = XL * 47.5$$

$$XL_{total} = 0.52 * 47.5$$

$$XL_{total} = 24.7 \Omega$$

3.4.1.2 Resistencia total

$$R_{total} = R_{conductor} * \text{Distancia Total}$$

$$R_{total} = 0.53 * 47.5$$

$$R_{total} = 25.17 \Omega$$

3.4.1.3 Voltaje de recibo

$$V_r = V_s - I * (R * \cos \phi + jXL * \sin \phi)$$

$$V_r = 7.62 - 1.28 + j0.611$$

$$V_r = 6.34 + j0.611$$

$$V_r = 6.36 * 1.73$$

$$V_r = 11.1 \text{ KV}$$

3.4.1.4 Regulación

$$Rv = (Vs - Vr) / Vr * 100$$

$$Rv = (13.2 - 11.1) / 11.1$$

$$Rv = 2.1 / 11.1$$

$$Rv = 0.189 * 100$$

$$Rv = 18.9\%$$

3.4.1.5 Perdidas (%)

$$Pp = (In^2 * R) / P * 100$$

$$Pp = (55.2^2 * 25.17) / 379$$

$$Pp = 76693 / 379000 * 100$$

$$Pp = 0.2 * 100$$

$$Pp = 20\%$$

Con estos datos que arrojan los cálculos se debe plantear un nuevo esquema para la electrificación de la costa pacífica, con el fin de disminuir la distancia que existe entre los municipios en mención y con ello estar entre los márgenes permitidos de regulación y pérdidas para el nivel de tensión de 13,2kV. Esto se logra construyendo 40 kilómetros más de línea de 44kV y otra subestación de iguales características. Hay que hacer claridad en algo muy importante y es que la distancia que va a existir desde la subestación de Istmina hasta cualquiera de las dos subestaciones diseñadas es de 80 kilómetros de línea a 44Kv, todos estos gastos se deben tener presente en el análisis de precio. Para una mejor apreciación ver en la figura 5 lo que se va hacer para mejorar la regulación en las redes de 13,2KV y cumplir desde el punto de vista técnico con lo estipulado.

Figura 5, esquema de interconexión viable para la costa Pacifica



Fuente Agustín Codazzi año 2004

3.5 REGULACIÓN FINAL DE VOLTAJE EN LA LÍNEA DE 44KV

Con los datos del valor de la regulación calculada en el tramo de 60KM se analiza el voltaje a una distancia de 20KM sabiendo que la carga se ha disminuido en más de la mitad, el conductor y las estructuras siguen siendo iguales. Para efectos del cálculo se toma el tramo más crítico, este pertenece a las redes que alimentan el municipio de Pizarro simplemente por transportar mayor corriente y ser mas larga.

Caída de tensión en un kilómetro de línea.

$$Rv = Vr / (Vr - I_{pizarro} * (R * \cos \phi + XL * \text{SEN} \phi)) - 1$$
$$Rv = 25.4 / (25.4 - 55.2 * (0.354 * 0.85 + 0.6 * 0.526)) - 1$$
$$Rv = 25.4 / (25.4 - 0.0166 \cdot 10174) - 1$$
$$Rv = 25.4 / (25.38) - 1$$
$$Rv = 0.08 / \text{KM}$$

Con este valor de regulación por kilómetro se calcula el porcentaje total en dicho tramo.

$$Rv_{total} = Rv * L$$
$$Rv_{total} = 0.08 * 20$$
$$Rv_{total} = 1.6\%$$

Regulación total de la línea (%)

$$Rv_{linea} = Rv_{60} + Rv_{20}$$
$$Rv_{linea} = 4.5 + 1.6$$
$$Rv_{Linea} = 6.1\%$$

3.6 EFICIENCIA FINAL DE LA LÍNEA

$$\eta_{linea} = 1 - (P_{p60} + P_{pizarro} + P_{pNuqui}) / P_{transmitida}$$
$$\eta_{linea} = 1 - (83.9 + 6.13 + 6.54) / 2236.1$$
$$\eta_{linea} = 1 - 96.57 / 2236.1 * 100$$
$$\eta_{linea} = 95.68\%$$

η_{linea} : Eficiencia total de la línea a 44Kv

P_{p60} : Perdidas de la línea a 44kV en los primeros 60 kilómetros

Estos datos de regulación están dentro de los parámetros de un diseño normal de una línea a dicho nivel de tensión, con la disminución de la distancia de las redes de 13,2KV también se cumplen los parámetros de regulación en media tensión.
Con esta variación en la línea de 44KV las nuevas distancias desde las subestaciones de 44KV hasta los municipios del proyecto son las siguientes:

Tabla 18 Nuevas distancias en redes de 13,2KV

Municipios	Distancia hasta subestación (KM)
Nuqui	17.5
Pizarro	27.5
Pie pato	10
Total distancia	55

Fuente Autor

3.7 PERDIDAS FINALES EN LAS REDES DE 13,2KV

Estas pérdidas están contempladas por la distancia existente desde las subestaciones hasta los municipios, teniendo en cuenta las corrientes que circulan por cada tramo de línea y la resistencia eléctrica del conductor seleccionado.

P_{redes} = Pérdidas en las redes de 13,2KV

PP_{Nuqui} = pérdidas de las redes hasta Nuqui

$PP_{Pizarro}$ = Pérdidas de las redes hasta Pizarro

$PP_{Piepato}$ = Pérdidas en las redes hasta Pie de Pato

$P_{transmitida}$ = Potencia a transmitir para las zona del proyecto

$P_{totales}$ = Pérdidas totales, están incluidas las redes y la línea de 44KV

$$P_{redes} = (P_{pNuqui} + P_{pizarro} + P_{piepato}) / p_{transmitida}$$

$$P_{redes} = 25^2 * 0.53 * 17.5 + 28^2 * 0.53 * 10 + 55^2 * 0.53 * 27.5) / 2236.1$$

$$P_{redes} = 1 (17.39 + 132.268 + 12.46 / 2236.1 * 100$$

$$P_{redes} = 7.25\%$$

$$P_{totales} = P_{redes} + P_{linea}$$

$$P_{totales} = 7.25 + 4.32$$

$$P_{totales} = 11.57\%$$

3.8 CÁLCULO FINAL DE LA REGULACIÓN EN LAS REDES DE 13,2KV

Ante la construcción de la nueva subestación y la disminución de la distancia, la regulación debe mejorar de forma considerable. Se realizará el cálculo para el tramo mas

critico, por tener mayor distancia y transportar mayor corriente, este es el tramo hacia Pizarro.

$$V_r = V_s - I(R \cdot \cos\phi + jXL \cdot \sin\phi)$$

$$V_r = 7.62 - 55.2 \cdot (0.53 \cdot 27.5 \cdot 0.9 + j0.52 \cdot 27.5 \cdot 0.4358)$$

$$V_r = 7.62 - 55.2(13.117 + j6.231)$$

$$V_r = 7.62 - 55.2(14.54 \angle 25^\circ)$$

$$V_r = 7.62 - 0.802$$

$$V_r = 6.817 \cdot \sqrt{3}$$

$$V_r = 12.48 \text{KV}$$

$$R_v = (V_s - V_r) / V_r \cdot 100$$

$$R_v = (13.2 - 12.48) / 12.48$$

$$R_v = 0.72 / 12.48$$

$$R_v = 0.057 \cdot 100$$

$$R_v = 5.7\%$$

Se debe tener claro que la regulación final en el punto de conexión del usuario resulta de la suma de las calculadas en la línea de 44KV, las redes de 13,2KV y las de baja tensión, de igual manera para efectos de mejorar esta variable se realizaran maniobras en los taps de los transformadores desde la subestación de Istmina hasta los transformadores de distribución que conectan al usuario final.

4.0 COSTOS DEL PROYECTO

4.1 COSTOS POR INTERCONEXIÓN

4.1.1 COSTOS DE INVERSIÓN

Para el estudio de los costos por inversión, se toman los siguientes precios⁸ y valores de la resolución CREG⁹

Tabla 19, costos de inversión

DESCRIPCIÓN	UNID	VRUNITARIO \$millones/KM	VRTOTAL (\$millones)
Suministro de materiales y equipos línea de 44KV, subestación de Istmina, hasta la herradura(costa pacifica)	100km	25.0366	2503.66
Suministro de materiales y equipo, subestación de 44/13.2KV 2MVA.	2	508.581	1017.162
Suministro de materiales y equipos redes de 13,2KV, hasta los municipios del proyecto.	55km	17.2946	951.2052
Suministro de materiales y equipo, modulo de subestación 115/44KV, 5MVA en Istmina.	1	744.5115	744.5115
Suministro de materiales y equipos modulo 44KV, subestación de Istmina.	1	397.267	397.267
Valor total materiales y equipos		1692.6907	5613.8057
Obra civil y montaje subestaciones de 44KV	2	120.6134	241.2268
Obra civil y montaje modulo 44KV, subestación Istmina.	1	109.2066	109.2066
Obra civil y montaje de redes 13,2KV	55km	8.9093	490.0148
Obra civil y montaje de línea de 44KV	100km	14.0141	1401.416
Obra civil y montaje modulo 115/44KV, 5MVA, Istmina.	1	319.0763	319.0763
Valor total obra civil y montaje		571.8197	2560.9405
VALOR TOTAL INVERSION			8174.7462

Fuente 1 y 2

4.1.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO POR INTERCONEXIÓN

⁸ Interconexión a 44KV Cauchera (Antioquia) - Río sucio (Choco) ISA, Abril 2004

⁹ Resolución CREG 082/2002 Anexo 2

Los costos por operación y mantenimiento serán calculados anualmente, estos son originados por la compra de energía y cambio de aisladores y herrajes en mal estado. Para el cálculo de los costos por mantenimiento se toma es del 2% del costo inicial del proyecto¹⁰; este valor se actualiza anualmente aumentándole el valor promedio de la inflación, equivalente al 4.5%.

Para los costos por operación se tiene en cuenta el valor promedio unitario anual del KWH, cobrado durante el año 2004 que depende de: generación, transmisión y distribución a nivel 4 de tensión¹¹. Este valor del precio unitario será actualizado teniendo presente un aumento anual del 2% hasta el año 2010¹². La empresa prestadora del servicio en el sistema interconectado del CHOCÓ esta cobrando de la siguiente forma en este año. Este valor es de suma importancia para efectos de calcular los costos por mantenimiento del proyecto, ver Anexo O

Tabla 20 Valor unitario (\$/KWH) DISPAC S.A.

Mes	Generación	Transmisión	Otros
Enero	71.79	17.23	10.34
Febrero	70.47	17.54	9.94
Marzo	71.21	18.09	8.54
Abril	72.92	17.04	6.76
Mayo	72.19	17.51	7.01
Junio	72.94	17.61	6.13
Julio	72.94	18.46	6.92
Agosto	70.5	16.9	8.1
Promedio	72.06	17.64	7.94

Fuente CREG año 2004

Con estos datos se obtiene un valor promedio de 97.64\$/KWH, este es el precio que debe pagar DISPAC a los proveedores. Dicho valor se actualiza anualmente con un incremento del 2%.

4.1.3 VALOR PRESENTE DE LOS GASTOS POR INTERCONEXIÓN

Los gastos económicos en que se incurre anualmente para la operación y el mantenimiento del sistema durante su vida útil, se deben referir al año en que se evalúa el proyecto con una tasa de interés de oportunidad del 9% efectivo anual, para el cual se hace el siguiente análisis.

¹⁰ Portafolio zonas no interconectadas. Interconexión Venezuela (puerto López) Colombia (puerto Carreño) IPSE 2004.

¹¹ WWW. CREG Tarifas DISPAC S.A. 2004

¹² Plan de expansión referencia generación 1998 – 2010 UPME, página 144

$$V_f = V_p * (1+i)^n$$

$$V_p = V_f / (1+i)^n$$

$$FVP = 1 / (1+i)^n$$

Factor de valor presente año 2006

$$FVP = 1 / (1+i)^n$$

$$FVP = 1 / (1 + 0.09)^1$$

$$FVP = 0.9174$$

Donde, FVP es el factor de valor presente, al multiplicar los gastos anuales por este factor obtenemos el valor real de los costos para el año que se evalúa el proyecto, de igual forma se realiza con los años siguientes obteniendo la tabla a continuación.

Tabla 21 valor presente de los costos por interconexión

Años del proyecto	Años calendario	Factor De valor presente (A)	Gastos valor futuro (Millones) (B)	Gastos valor presente (Millones) C=(A*B)
0	2005	1	8174.7462	8174.7462
1	2006	0.91743	1086.1604	996.4761
2	2007	0.84167	1124.9682	946.8520
3	2008	0.77218	1165.1837	899.7315
4	2009	0.70842	1206.8587	854.9628
5	2010	0.64993	1251.1203	813.1406
6	2011	0.59626	1295.8993	772.6929
7	2012	0.54703	1342.3060	734.2816
8	2013	0.50186	1390.407	697.7896
9	2014	0.46042	1440.2516	663.1204
10	2015	0.42241	1493.7968	630.9947
11	2016	0.38753	1547.3760	599.6546
12	2017	0.35553	1602.9076	569.8817
13	2018	0.32617	1660.4732	541.5965
14	2019	0.29924	1720.9357	514.9728
15	2020	0.27453	1789.6681	491.3175
TOTAL				18902.2125

Fuente Autor

4.1.4 VALOR TOTAL DEL PROYECTO DE INTERCONEXIÓN

Tabla 22 gastos de inversión

Costos de Inversión(\$)Millones	8174.7462
Costos de Operación y mantenimiento(\$)millones	10727.4663
VALOR TOTAL DEL PROYECTO(\$)millones	18902.2125

Fuente Autor

4.2 COSTOS POR GENERACIÓN CON PLANTAS DIESEL

4.2.1 COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos de inversión están relacionados con los gastos que se incurren en la compra de las plantas generadoras, teniendo presente la potencia características de cada una de ellas.

Para garantizar un correcto funcionamiento de estas plantas generadoras, se debe tener presente su sistema de operación. Para este proyecto estas plantas van a trabajar 24horas diarias con cargas variables. Las potencias de las plantas seleccionadas son de 600 y 1200KW.

Las plantas generan un voltaje de 440/254V, para efectos de disminución de perdidas se instalarán lo más cerca posible transformadores elevadores de 13.2/0,44KV, luego se utilizan transformadores de distribución de 220/110V.

Tabla 23, gastos de inversión generación diesel

DESCRIPCION	UND	VRUNITARIO \$millones	VRTOTAL (\$millones)
Suministro de materiales y equipos planta diesel de 600KVA, de voltaje 440/254V	4	186.204	744.816
Suministro de materiales y equipos planta diesel de 1200KVA, de voltaje 440/254V	2	463.932	927.864
Suministro de transformadores trifásicos de 630KVA 13.2/0.44KV	2	17.4255	34.851
Suministro de transformador trifásico de 1250KVA 13,2/0.44KV para Pizarro.	1	28.7736	28.7736
Suministro de equipos de protecciones para los transformadores.	3	5.6	16.8
Valor total materiales y equipos		701.9351	1753.1046
Obra civil y montaje de plantas diesel y transformadores	3	140.38702	421.16106
VALOR TOTAL INVERSION		842.32212	2174.26566

Fuente Autor

4.2.2 COSTOS POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS PLANTAS DIESEL

Los costos por mantenimientos y operación son debido a la compra anual de combustible, aceites lubricantes, filtros. Hay que tener presente que como estas plantas van a trabajar en *prime*¹³ el mantenimiento se le realizará cada 720 horas de trabajo, es en esa fecha que se procede a cambiar el aceite y los filtros. Otro factor importante es la compra de repuestos por deterioro, estos se realizarán cuando lleve un promedio de 5 años de uso¹⁴.

Al realizarles el mantenimiento mensual el servicio no se puede ver interrumpido, por ello se deben tener plantas de reservas que suplan a la población bajo esa u otras condiciones. La compra de las plantas de reservas, son tenidas en cuenta en los gastos de inversión.

4.2.3 VALOR PRESENTE DE LOS GASTOS POR GENERACIÓN DIESEL

De manera similar que lo realizado en la etapa de interconexión se procede con esta alternativa.

Tabla 24 Valor presente de los gastos por generación diesel.

Años del proyecto	Años calendario	Factor de valor presente (A)	Valor futuro (\$ Millones) (B)	Valor presente (\$ Millones) C=(A*B)
0	2005	1	2174.2656	2174.26
1	2006	0.91743	2947	2703.66
2	2007	0.84167	3122	2627.69
3	2008	0.77218	3307	2553.47
4	2009	0.70842	3503	2481.48
5	2010	0.64993	4080	2651.67
6	2011	0.59626	3934	2345.92
7	2012	0.54703	4168	2279.79
8	2013	0.50186	4415	2215.51
9	2014	0.46042	4676	2153.05
10	2015	0.42241	5417	2288.07
11	2016	0.38753	5255	2036.48
12	2017	0.35553	5566	1979.04
13	2018	0.32617	5896	1923.22
14	2019	0.29924	6249	1870.07
15	2020	0.27453	7219	1981.79
TOTAL			69754	36265.1836

Fuente Autor

¹³ Guía e instalación de grupo electrógeno, plantas diesel CATERPILLAR

¹⁴ IPSE, gastos por mantenimientos y operación año 2004

4.2.4 COSTO DEL PROYECTO POR GENERACIÓN CON PLANTAS DIESEL

Tabla 25, Costo por generación diesel

Costos de Inversión(\$) millones	2174.26566
Costos de Operación y mantenimiento(\$)millones	34090.918
Valor total del proyecto(\$)millones	36265.1836

Fuente Autor

4.3 RESULTADOS DE LOS VALORES PRESENTES DEL PROYECTO

Realizando un resumen de los costos en valores presentes del proyecto con las alternativas estudiadas se observa en la figura siguiente.

Valor Presente Interconexión eléctrica = \$ 18.902,2125 Millones

Valor Presente Generación Diesel = \$ 36.265,1836 Millones

5.0 ESQUEMA EMPRESARIAL PARA ADMINISTRACIÓN DEL PROYECTO

Analizando los resultados obtenidos con el estudio de las dos alternativas, donde la interconexión resultó ser mas rentable para el desarrollo de la costa pacifica del Chocó. Esto significa que los municipios de Nuqui, Pizarro y Pie Pato van ha estar interconectados, se debe entonces organizar un esquema empresarial cuyo principal objetivo es hacer esta empresa auto sostenible en el tiempo. Podemos decir que esta empresa va hacer una sede de DISPAC S.A. E.S.P en la costa pacifica, totalmente independiente.

5.1 VALORES EMPRESARIALES

Determinan la forma de actuar de las personas en la organización, como fundamentos éticos, son esenciales en la formación de la cultura organizacional, la cual alineada hacia el logro de los objetivos comunes, hacen que se produzcan resultados extraordinarios. Dichos valores son:

- Respetto
- Lealtad
- Responsabilidad
- Trabajo en equipo
- Mejoramiento continuo

5.2 VISIÓN

La visión es ser una empresa autosuficiente, modelo de gestión en la prestación del servicio eléctrico y valorada por nuestros clientes.

5.3 MISIÓN

La misión es entregar a nuestros clientes el servicio de energía eléctrica con calidad y eficiencia, a través de la distribución y comercialización, con tecnología y personal comprometido; aportando al desarrollo socio económico de la región.

5.4 FUNCIONES Y DEPENDENCIA

5.4.1 ÁREA TÉCNICA

La principal función en esta área es la de mantener la estabilidad en el servicio de energía eléctrica a todos nuestros clientes, así como la realización de trabajos en mantenimientos programados de tipo preventivos en líneas, redes y subestaciones. En esta área encontramos los siguientes funcionarios:

Jefe de redes, Organizar los trabajos con los linieros en cada municipio semanalmente.

Operadores de subestaciones, Vigilar el correcto funcionamiento de las subestaciones de 44KV, así como realizar los mantenimiento de tipo preventivo coordinados con el jefe del área. Aquí se realizaran turnos programados de 24horas diarias.

Electricistas, deben garantizar en sus municipios el correcto funcionamiento diario del servicio de energía eléctrica, también deben realizar trabajos en la parte comercial, como son: reparto de facturación, lectura de medidores y realizar trabajos propios de la comercialización.

Jefe de perdidas, Garantizar que la energía que la empresa DISPAC S.A. E.S.P venda, en relación a la facturada el porcentaje sea mínimo; esto se logra con campañas de uso racional y con la verificación e instalación de los medidores. El objetivo principal es garantizar la disminución de las perdidas desde todos los puntos de vista.

Tabla 26, Funcionarios área técnica

Personal	Perfil	Ubicación	Cantidad
Jefe de área	Ingeniero	Nuqui	1
Jefe de redes	Técnico	Nuqui	1
Electricistas	Técnico	Nuqui	2
Electricistas	Técnico	Pizarro	2
Electricistas	Técnico	Pie pato	2
Operador S/E	Técnico	Subestaciones	3
Jefe de perdidas	Técnico	Nuqui	1

Fuente Autor

5.4.2 ÁREA COMERCIAL

La principal función de esta área es la de garantizar que la empresa recaude los dineros concernientes a la prestación del servicio, dejando la mayor satisfacción en nuestros clientes, con la solución pronta a sus quejas, derechos y peticiones. En esta área encontramos los siguientes funcionarios:

Oficina de PQR, Esta oficina de peticiones quejas y recursos tiene como función principal garantizar las soluciones e inconformidades de los usuarios, para que posteriormente puedan realizar el pago respectivo por el servicio prestado. En esta oficina se debe llevar el control de cuantos reclamos diarios se solucionan y cuantos no se pueden solucionar favorablemente al cliente.

Jefe de recaudo, Mantener informado al jefe del área sobre el recaudo diario por la prestación del servicio en todos los municipios y en cualquier sector del mismo.

Tabla 27 funcionarios área comercial

Personal	Perfil	Ubicación	Cantidad
Jefe de área	Administrador	Nuqui	1
Oficina PQR	Técnico sistema	Nuqui	2
Oficina PQR	Técnico sistema	Pizarro	2
Oficina PQR	Técnico sistema	Pie pato	2
Jefe de recaudo	Técnico sistema	Nuqui	1

Fuente Autor

5.4.3 ÁREA DE PLANEACION

Esta es un área de gran importancia en el desarrollo de la empresa ya que aquí se realizan planes y proyectos que a largo plazo van a regir el destino de la empresa, la principal actividad en estos momentos es la evaluación para la vinculación de nuevos usuarios que forman parte de regiones no interconectadas de los municipios, en estos momentos hacia allá se está centrando la estrategia. El perfil es para un ingeniero electricista con ideas innovadoras y un espíritu inteligente de trabajo en busca del éxito de la empresa.

5.4.4 ÁREA DE OFICINA JURÍDICA

Otra importante dependencia, donde se establecen las políticas, normas y procedimientos sobre el manejo como la empresa procede a solucionar los problemas a los usuarios, es aquí donde se les da solución con el soporte jurídico del caso a las acciones interpuestas por los usuarios. No debemos olvidar que todas nuestras acciones están en marcada dentro de las resoluciones emanadas por la ley 142,143, CREG y la SSP. El perfil es para un abogado el cual tendrá su sede en Nuqui.

5.4.5 OFICINA DE RECURSOS HUMANOS

La empresa con el objetivo de disminuir la carga laboral contrata con empresas de servicios la selección del personal que laborará en nuestra institución. En esta oficina se dictan las políticas, pagos de prestaciones y salarios a los trabajadores de nuestra institución. La función de esta oficina es hacer sentir la importancia que significa para nosotros contar con ese grupo selecto de trabajadores. Este cargo es para una Trabajadora social que tendrá su sede en Nuqui.

5.4.6 OFICINA GENERAL

Detrás de una buena empresa siempre hay una persona que es el que esta pendiente analizando que todos los objetivos implantados en cada dependencia se logren a cabalidad. En nuestra empresa necesitamos una persona activa que sea la que tome las riendas y día a día este inventando estrategias con el fin de lograr las metas y desde luego el éxito de la empresa. Este cargo es para un Ingeniero electricista.

5.5 TOTAL DE PERSONAL QUE LABORAN EN LA EMPRESA

Tabla 28 Total empleados en la empresa

ÁREA	CANTIDAD
Técnica	12
Comercial	8
Planeación	1
Jurídica	1
Recurso humano	1
Gerente	1
TOTAL	24

Fuente Autor

CONCLUSIONES

Habiendo realizado el estudio de demanda de energía eléctrica en los municipios de Nuqui, Pizarro y Piepato, se puede concluir que es bastante significativa y que las plantas de generación diesel que actualmente prestan este servicio no están supliendo eficientemente tal demanda.

Con un voltaje de 44KV tal y como los cálculos los reflejaron se puede interconectar la costa pacífica Chocoana desde la subestación de Istmina cumpliendo con las normas de eficiencia y regulación establecida. Con este nivel de tensión se garantiza la prestación de un buen servicio de energía eléctrica para un periodo de 15 años a los municipios de Pizarro, Nuqui y Piepato.

Con la realización de este estudio se ha podido constatar que desde el punto de vista económico resulta mucho más viable la prestación del servicio de energía eléctrica a través de una línea de interconexión, ya que con los costos en que se incurre por el mantenimiento y operación de las plantas diesel se pueden construir dos veces el proyecto de interconexión.

Según los datos arrojados una vez estudiada la generación de energía eléctrica con la utilización de plantas diesel, hemos constatado lo costoso de su mantenimiento y operación; lo que resulta sumamente difícil económicamente que regiones pobres como estos municipios del Chocó sea esta la forma de prestación del servicio de electricidad.

Desde el punto de vista de la interconexión con la utilización de la línea de transmisión a 44KV y la construcción de las dos subestaciones se puede garantizar la posible interconexión de otras regiones que por la falta de información no se analizaron.

Debido a la distancia y la carga existente entre el municipio de Pizarro y la subestación planteada inicialmente para cumplir los criterios establecidos de regulación en las redes de 13,2KV se debe incrementar los costos y diseñar otra subestación.

Con el diseño de este esquema empresarial los habitantes de estos 3 municipios van a gozar de un buen servicio ya que actualmente las quejas de estos usuarios en su mayoría no vienen siendo escuchadas, tampoco tenían a donde quejarse pues como es bien sabido estas empresas son dirigidas por las alcaldías municipales a las cuales la CREG y la SSP no está dentro de sus funciones investigar el comportamiento.

El análisis que sin duda alguna se puede sacar de la realización de este proyecto es que al estado le resulta mucho más rentable la interconexión de esta región del departamento; esto debido a que:

1. Se ahorra el combustible el cual puede exportarlo y obtener mejores ganancias que siendo consumido en Colombia, el combustible economizado puede oscilar entre 700.000 a 800.000 galones anuales de ACPM.
2. Por efectos de subsidio el estado se ahorraría el 255,83%, esto equivale a \$ 14745.6 millones. Esto obedece a que el valor unitario actualmente para las zona no interconectadas del departamento es de \$614KWH y la empresa DISPAC es de \$240KWH, este dinero que el estado se ahorra en materia de subsidio puede ser el medio de financiación del proyecto de interconexión el cual tiene un costo de \$8174.72 millones y aun así estaría sobrando dinero.
3. Analizando los precios arrojados con la alternativa diesel y la situación de estos municipios podemos concluir que aun prestando 4 horas diarias del servicio de energía eléctrica como se presta actualmente, los costos por mantenimiento y operación son mayores a los costos de inversión por interconexión, teniendo presente que el servicio con esta alternativa es de 24 horas. Todo esto deja ver que desde cualquier punto de vista resulta más rentable tanto para el estado como para estos habitantes la interconexión eléctrica.
4. El deterioro ambiental resulta ser mucho mas grave la cantidad de dióxido de carbono producto de la combustión durante la vida útil del proyecto, que la tala de árboles originado por la construcción de la línea, teniendo claro que para la licencia ambiental se exige la reforestación proporcional a la deforestación causada.

BIBLIOGRAFÍAS

BANCO DE LA REPUBLICA, Informe sobre la inflación diciembre 2003, pagina 19

CURSO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN,
Bogota: Universidad de la Salle, 2001

ISA, Evaluación costos, proyecto de interconexión Cauchera – Río sucio a 44KV, 2004
[Http// www .isa.com.co](http://www.isa.com.co)

IPSE, Proyecto de interconexión, Puerto Nuevo (Venezuela) – Puerto Carreño (Colombia),
año 2004.
[Http// www .ipse.gov.co](http://www.ipse.gov.co)

CREG, Resolución 093-2003, costo anual por el uso de activos en niveles de tensión 4

CREG, Resolución 082-2002, Metodología para establecimiento de los cargos por uso

CREG, Resolución 077-1977, Tarifas aplicadas en las zonas no interconectadas

CREG, Resolución 082-1977, Costos unitarios máximos de prestación del servicio en las
zonas no interconectadas.

CREG, Oficio de radicación # E-2004-004422, Tarifas cobradas en las zonas no
interconectadas del departamento del CHOCO, año 2004.

CHOCO 7 DÍAS, Diario semanal, se quemó la planta eléctrica de Nuqui, edición 445, de
19 al 25 de marzo año 2004.

GECOLSA (CATERPILLAR), Guía de instalación de grupos electrógenos N0 33, año
2000.

CUMMINS POWER GENERACIÓN, Costos y mantenimientos de plantas diesel, año 2003.

UPME, Plan de expansión de referencia generación transmisión, capítulo 7, Proyecciones de Energía Eléctrica, página 85. Año 2002-2011.

DANE, Informaciones Coyuntural Económicas Regional CHOCO, segundo semestre año 2003.

CREG, Usuarios por sector de DISPAC S.A. E.S.P, año 2003
[Http// www .creg.gov.co.](http://www.creg.gov.co)

CREG, Consumo por sectores de la empresa DISPAC S.A. E.S.P, año 2003
[Http// www .creg.gov.co.](http://www.creg.gov.co)

CREG, Usuarios y consumo por sectores de la empresa DISPAC S.A. E.S.P, año 2004
[Http// www .creg.gov.co.](http://www.creg.gov.co)

EADE, Estructuras normalizadas para tensiones de 44 y 13,2Kv, subgerencia técnica departamento de diseño, año 2001

PISE, Subsidios girados para las Zonas no interconectadas, años 2000, 2001, 2002, 2003,2004.

INSTITUTO GEOGRÁFICO AGUSTÍN CODAZZI, Mapa del departamento del Chocó.

CONSULTORES UNIDOS, Estudio de la demanda de potencia y energía en la micro central del municipio de GUAPI (CAUCA), año 2003.

CURSO DE GESTIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS
Bogota: Universidad de la Salle, 2004.

DANE, Proyecciones crecimiento demográfico, por municipios en el departamento del CHOCO, año 2004
[Http// www .dane.gov.co.](http://www.dane.gov.co)



UNPUCU

ELECTRICA

UNIVERSIDAD DEL CAUCA

SECCION COMERCIAL

ELECTRO BAUDO, Precios de combustibles en el municipio de Pizarro, año 2004.

UPME, Plan de expansión de referencia generación transmisión, capítulo 7, Proyecciones de las tarifas de Energía Eléctrica, página 110. Año 1998-2010.

DISPAC S.A. E.S.P, Tarifas de energía cobradas en la zona interconectada del CHOCO, año 2004

ASEA BROM BOVERI, Sección comercial, Bogota

ÍNDICE

A

Área comercial, 39
Área de oficina jurídica, 40
Área de planeación, 40
Área técnica, 38

B

Bibliografías, 44

C

Cálculo de la capacitancia línea tierra, 23
Cálculo de la carga en los municipios del proyecto, 16
Cálculo de la distancia equivalente, 22
Cálculo de la impedancia característica de la línea, 24
Cálculo de la impedancia de la línea, 24
Cálculo de la inductancia, 23
Cálculo de la nueva regulación en las redes de 13,2kv, 32
Cálculo de la reactancia capacitiva, 23
Cálculo de la reactancia inductiva, 23
Cálculo de la regulación, pérdidas y eficiencia de la línea, 25
Cálculo de la susceptancia, 24
Cálculo la tensión de servicio, 21
Cálculo de los parámetros de diseño eléctricos de la línea, 22
Cálculo del voltaje de salida, 31
Cálculo y diseño de la línea de transmisión, 21
Cálculo y diseño de las redes de 13,2kV, 27
Cantidad de usuarios por sector año 2019, 12
Cantidades de usuarios zona del proyecto tabla numero 8, 15
Conclusiones, 42
Conductor seleccionado tabla número 17, 27
Consumo mensual por estratos, tabla numero 2,9
Consumo mensual por sectores, tabla número 4, 10
Consumo por sectores mw h - mes año 2003, 10
Consumo promedio en Nuqui proyectado, tabla 11, 18
Consumo promedio mensual por sectores, tabla 5, 10
Consumo promedio mensual por usuario 2003, 10
Consumo promedio por grupo, tabla 10, 17

Consumo promedio por usuario mensual año 2004, 10
Consumo promedio proyectado en Pizarro, tabla 12, 19
Consumo promedio proyectado en Pie Pato, tabla 13, 20
Consumos por estrato mensual año 2003, 8
Costo del proyecto por generación con plantas diesel, 36
Costos anuales por mantenimiento y operación por alternativas (\$ millones), 65
Costos de inversión por interconexión, 34
Costos de inversión por generación diesel, 36
Costos de operación y mantenimiento por interconexión, 34
Costos del proyecto, 34
Costos por generación con plantas diesel, 36
Costos por interconexión, 34
Costos por operación y mantenimiento de las plantas diesel, 36
Costos totales del proyecto por alternativa (inversión, mantenimiento y operación), 66

D

Datos de parámetro eléctricos de la línea tabla 15, 26
Datos eléctricos de los municipios, tabla 16, 27
Datos estadísticos de la zona del proyecto, 11
Demanda máxima por grupo año 2003, 11
Demanda máxima proyectada en NUQUI, 18
Demanda máxima proyectada en PIE DE PATO, 20
Demanda máxima proyectada en PIZARRO, 19

E

Eficiencia de la línea, 26
Eficiencia total de la línea, 31
Especificaciones de la planta diesel del proyecto tabla M 1, 63
Esquema de interconexión viable para la costa Pacífica figura 5, 30
Esquema empresarial para administración del proyecto, 38
Estadísticas demográficas, 12
Estudio de carga en la zona del proyecto año 2004, 11
Estudio de carga para el municipio de pie de pato, 19
Estudio de carga para el municipio de Pizarro, 19
Estudio de la demanda de energía en el sistema interconectado del chocó, 8

F

Funcionarios área comercial, tabla 25, 40
Funcionarios área técnica, tabla 24, 39
Funciones y dependencia, 38

G

Gasto de combustible y aceite anual, por generación con las plantas diesel, tabla N1, 64
Gastos de inversión interconexión, tabla 21, 35
Gastos de inversión generación diesel, tabla 22, 36
Generación diesel en la costa pacifica, figura 3, 7
Grafica porcentual del consumo mensual, figura 4, 9

I

Inductancia de la línea, 27
Interconexión de la costa pacifica, figura 2, 6

L

Línea hacia el municipio de Pizarro, 27

M

Metodología en el desarrollo del proyecto, 5
Misión, 38
Municipio de Nuqui, 13
Municipio de Pie Pato, 15
Municipio de Pizarro, 14

N

Nuevas distancias en redes de 13,2kV, tabla 18, 32
Numero de usuarios sector residencial año 2003, 8

O

Oficina de recursos humanos, 40
Oficina general, 41

P

Perdidas (%), 28
Perdidas en la línea, 26
Pérdidas finales en las redes de 13,2kv, 32
Potencia instalada proyectada, tabla 14, 20

R

Regulación, 28
Regulación final de voltaje en la línea de 44KV, 31
Resistencia total, 28
Resumen de las cargas instaladas por municipios, 20

S

Selección del conductor, 22
Selección del tipo de estructura, 21
Sistema interconectado, figura 1, 1

T

Tabla de parámetros eléctricos calculados, 26
Tipos de usuarios año 2004, 12
Total de personal que trabajarían en la empresa, 41
Total de usuarios por sectores, tabla 3, 9

U

Usuario por sector año 2003, 9
Usuarios por estrato, tabla 1, 9
Usuarios por municipios año 2019, 16

V

Valor total del proyecto de interconexión, 35
Valor unitario (\$/kw h) DISPAC S.A., tabla 20, 35
Valores empresariales, 38
Visión, 38
Voltaje de recibo, 28

Anexo A

Tabla A-1 Proyección anual de los usuarios del municipio de Nuquí

Años Calendario	Usuarios Residenciales	Usuarios Comerciales	Usuarios Oficiales	Usuarios Industriales	Usuarios Provisionales	Alumbrado Publico
2004	510	32	8	1	1	138
2005	516	32	8	1	1	140
2006	523	33	8	1	1	141
2007	529	33	8	1	1	143
2008	536	34	8	1	1	145
2009	543	34	9	1	1	147
2010	549	34	9	1	1	149
2011	556g	35	9	1	1	151
2012	563	35	9	1	1	152
2013	570	36	9	1	1	154
2014	577	36	9	1	1	156
2015	585	37	9	1	1	158
2016	592	37	9	1	1	160
2017	599	38	9	1	1	162
2018	607	38	10	1	1	164
2019	614	39	10	2	2	167

Fuente Autor

Las luminarias del alumbrado público, son de 70W de potencia y de una por cada 4 usuarios.

Anexo B

Tabla B-1 Proyección de la demanda de energía anual en el municipio de Nuquí (KWH/Año)

Años Calendario	Sector Residencial	Sector Comercial	Sector Oficial	Sector Industrial	Sector Provisional	Alumbrado Publico
2004	1377000	218880	64896	11472	13092	42311
2005	1396443	221716	65717	11618	13258	42839
2006	1416161	224588	66549	11765	13427	43373
2007	1436157	227498	67390	11915	13597	43914
2008	1456436	230445	68243	12066	13770	44462
2009	1477001	233431	69106	12219	13945	45017
2010	1497856	236455	69981	12375	14122	45579
2011	1519006	239518	70866	12532	14301	46148
2012	1540454	242622	71763	12691	14483	46724
2013	1562205	245765	72671	12852	14667	47307
2014	1584264	248949	73590	13015	14853	47897
2015	1606633	252174	74521	13181	15042	48495
2016	1629319	255441	75464	13348	15233	49100
2017	1652325	258751	76419	13518	15427	49713
2018	1675656	262103	77386	13689	15623	50333
2019	1699316	265499	78365	23013	26263	51099

Fuente Autor



Anexo C

Tabla C-1 Proyección de la demanda de potencia anual en el municipio de Nuquí (KW/Año)

Años Calendario	Potencia máxima (KW/Año)
2004	414
2005	419
2006	425
2007	431
2008	437
2009	443
2010	449
2011	456
2012	462
2013	468
2014	475
2015	481
2016	488
2017	495
2018	502
2019	511

Fuente Autor

Anexo D

Tabla D-1 Proyección anual de los usuarios del municipio de Pizarro

Años Calendario	Usuarios Residenciales	Usuarios Comerciales	Usuarios Oficiales	Usuarios Industriales	Usuarios Provisional	Alumbrado Publico
2004	1130	71	17	4	2	306
2005	1144	72	17	4	2	310
2006	1158	73	17	4	2	314
2007	1173	74	18	4	2	318
2008	1188	75	18	4	2	322
2009	1202	76	18	4	2	326
2010	1217	76	18	4	2	330
2011	1233	77	19	4	2	334
2012	1248	78	19	4	2	338
2013	1264	79	19	4	2	342
2014	1279	80	19	5	3	347
2015	1295	81	19	5	3	351
2016	1312	82	20	5	3	355
2017	1328	83	20	5	3	360
2018	1345	84	20	5	3	364
2019	1361	86	20	5	3	368

Fuente Autor

Anexo E

Tabla E-1 Proyección de la demanda de energía anual en el municipio de Pizarro (KWH/Año)

Años Calendario	Sector Residencial	Sector Comercial	Sector Oficial	Sector Industrial	Sector Provisional	Alumbrado Publico
2004	3051000	485640	137904	45888	26232	93820
2005	3094080	491932	139649	46471	26232	94990
2006	3137769	498305	141416	47061	26232	96176
2007	3182074	504761	143205	47659	26232	97376
2008	3227005	511300	145017	48264	26232	98591
2009	3272570	517925	146851	48877	26232	99822
2010	3318779	524635	148709	49498	26232	101068
2011	3365640	531432	150591	50127	26232	102329
2012	3413163	538317	152496	50764	26256	103606
2013	3461357	545291	154425	51409	26256	104900
2014	3510231	552355	156379	52062	39384	106286
2015	3559795	559512	158358	52723	39384	107611
2016	3610060	566760	160361	53393	39384	108954
2017	3661034	574103	162390	54071	39420	110313
2018	3712728	581541	164444	54758	39420	111689
2019	3765151	589075	166525	55453	39420	112829

Fuente Autor

Anexo F

Tabla F-1 Proyección de la demanda de potencia anual en el municipio de Pizarro (KW/Año)

Años Calendario	Potencia máxima (KW/Año)
2004	927
2005	932
2006	945
2007	958
2008	971
2009	985
2010	999
2011	1012
2012	1026
2013	1041
2014	1055
2015	1070
2016	1085
2017	1100
2018	1115
2019	1138

Fuente Autor

Anexo G

Tabla G-1 Proyección anual de los usuarios del municipio de Piepato

Años Calendario	Usuarios Residenciales	Usuarios Comerciales	Usuarios Oficiales	Usuarios Industriales	Usuario Provisional	Alumbrado Publico
2004	572	36	9	2	1	155
2005	579	36	9	2	1	157
2006	586	37	9	2	1	159
2007	594	37	9	2	1	161
2008	601	38	9	2	1	163
2009	609	38	10	2	1	165
2010	616	39	10	2	1	167
2011	624	39	10	2	1	169
2012	632	40	10	2	1	171
2013	640	40	10	2	1	173
2014	648	41	10	2	1	175
2015	656	41	10	2	1	177
2016	664	42	10	2	1	180
2017	672	42	11	2	1	182
2018	681	43	11	2	1	184
2019	689	43	11	2	2	187

Fuente Autor

Anexo H

Tabla H-1, Proyección de la demanda de energía anual en el municipio de Pte pato (KWH/Año)

Años Calendario	Sector Residenciales	Sector Comerciales	Sector Oficiales	Sector Industriales	Sector Provisional	Alumbrado Publico
2004	1544400	246240	73008	22944	1093	46796
2005	1566207	249430	73928	23277	1093	47381
2006	1588322	252662	74860	23615	1093	47974
2007	1610749	255935	75803	23958	1093	48573
2008	1633493	259251	76758	24306	1093	49180
2009	1656558	262610	77725	24659	1093	49795
2010	1679948	266012	78705	25018	1093	50418
2011	1703669	269458	79697	25381	1093	51048
2012	1727725	272949	80701	25750	1094	51686
2013	1752120	276486	81718	26124	1094	52332
2014	1776860	280068	82748	26503	1094	52986
2015	1801950	283696	83790	26888	1094	53649
2016	1827393	287371	84846	27279	1094	54319
2017	1853196	291095	85915	27675	1095	54998
2018	1879363	294866	86998	28077	1095	55686
2019	1905900	298686	88094	28485	2190	56549

Fuente Autor

Anexo I

Tabla I-1, Proyección de la demanda de potencia anual en el municipio de Pie pato (KW/Año)

Años Calendario	Potencia máxima (KW/Año)
2004	469
2005	476
2006	482
2007	489
2008	496
2009	503
2010	510
2011	517
2012	524
2013	531
2014	538
2015	546
2016	553
2017	561
2018	569
2019	577

Fuente Autor

Anexo J

Tabla J-1 Proyección anual de los usuarios en la zona del proyecto

Años Calendario	Usuarios Residenciales	Usuarios Comerciales	Usuarios Oficiales	Usuarios Industriales	Usuarios Provisionales	Alumbrado Publico
2004	2212	139	34	7	4	599
2005	2240	141	34	7	4	606
2006	2268	142	35	7	4	614
2007	2296	144	35	7	4	621
2008	2325	146	36	7	4	629
2009	2354	148	36	7	4	637
2010	2383	150	37	8	4	645
2011	2413	152	37	8	4	653
2012	2443	154	38	8	4	661
2013	2474	155	38	8	4	669
2014	2505	157	38	8	5	678
2015	2536	159	39	8	5	687
2016	2568	161	39	8	5	695
2017	2600	163	40	8	5	704
2018	2632	165	40	8	5	713
2019	2665	167	41	9	7	722

Fuente Autor

Anexo K

Tabla K-1, Proyección del consumo de energía anual en la zona del proyecto (KWH/Año)

Años Calendario	Sector Residenciales	Sector Comerciales	Sector Oficiales	Sector Industriales	Sector Provisionales	Alumbrado Publico
2004	5972400	950760	275808	80616	52464	181062
2005	6056730	963078	278473	81682	52464	183315
2006	6142251	975555	281171	82762	52464	185596
2007	6228980	988194	283904	83856	52464	187905
2008	6316933	1000997	286671	84965	52464	190244
2009	6406128	1013965	297693	86089	52464	192687
2010	6496583	1027102	300530	87227	52464	195084
2011	6588314	1040408	303403	88381	52464	197512
2012	6681341	1053888	306313	89550	52512	199969
2013	6775682	1067541	309259	90734	52512	202457
2014	6871355	1081372	312243	91934	65640	205052
2015	6968378	1095382	315264	93150	65640	207603
2016	7066772	1109573	318323	94382	65640	210186
2017	7166554	1123948	321421	95631	65700	212801
2018	7267746	1138510	332682	96896	65700	215488
2019	7370367	1153260	335979	109088	91980	218259

Fuente Autor

Anexo L

Tabla L-1, Proyección de la demanda de potencia anual en la zona del proyecto (KW/Año)

Años Calendario	Potencia máxima (KW/Año)
2004	1812
2005	1836
2006	1861
2007	1887
2008	1913
2009	1941
2010	1967
2011	1994
2012	2022
2013	2049
2014	2080
2015	2109
2016	2138
2017	2167
2018	2198
2019	2238

Fuente Autor

Anexo M

Tabla M. 1 especificaciones de la planta diesel del proyecto

Datos técnicos	Capacidad
Potencia KW	600-1200
Combustible GL/KWH	0.07044
Aceite lubricante de mantenimiento GL-KWH/MES	0.00013095
RPM	1800
Aceite lubricante de operación GL/KWH	0.00036375
FP	0.8
Voltaje	440/254
Fases	3
Frecuencia	60hz
Temperatura máxima del aceite	121°C
Filtro de aceite	3
Filtro de combustible	1
Filtro del aire	1
Tipo de motor	4 ciclos
Generador sin escobilla	4 polos
Estatos paso de	2/3
Rotor acoplado por disco flexible	Directo
Sistema de aislamiento según NEMA clase	H y F
Elevación de temperatura	125°C
Tipo de excitador	PMG
Rotación de fases	ABC
Enfriamiento del alternador centrifugo	Mando directo
Distorsión armónica total de forma de onda	<3% plena carga
Dimensiones	
Ancho mts	1.743-1.894
Alto mts	2.328-2.507
Largo mts	4.26-5.652
Gabinete de protección	
sobre corriente y sobre carga	Según calibración
Sobre y bajo voltaje	5%
Variación de la frecuencia	5%
Aumento de la temperatura y presión del aceite	>125°C
Regulación de voltaje vacío y plena carga	0.5%
Control de medidas eléctricas y señales mecánicas	P,V,A,F

Fuente Cumins power generation Bogota

Anexo N

Tabla N. 1 gasto de combustible y aceite anual, por generación con las plantas diesel

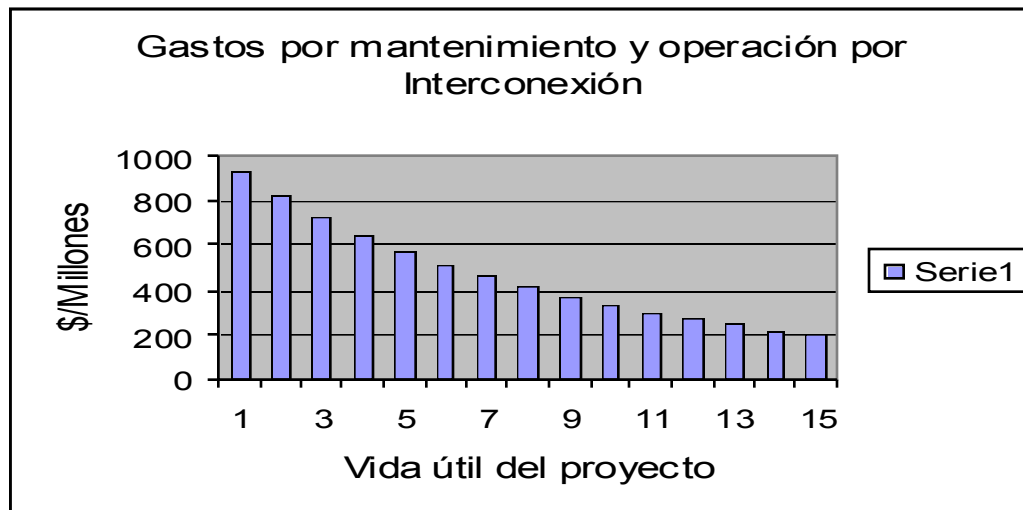
Año	Combustible ACPM (Galones)	Aceite lubricante para mantenimiento Aceite (Galones)	Aceite lubricante para Operación diaria Aceite(Galones)
2004			
2005	656903	1188	3290
2006	665879	1204	3335
2007	674979	1221	3380
2008	684206	1237	3427
2009	694277	1256	3477
2010	703762	1273	3525
2011	713379	1290	3573
2012	723133	1308	3622
2013	733019	1326	3671
2014	744182	1346	3727
2015	754345	1364	3778
2016	764649	1383	3830
2017	775101	1402	3882
2018	786143	1422	3937
2019	800648	1448	4010

Fuente Autor

Anexo O

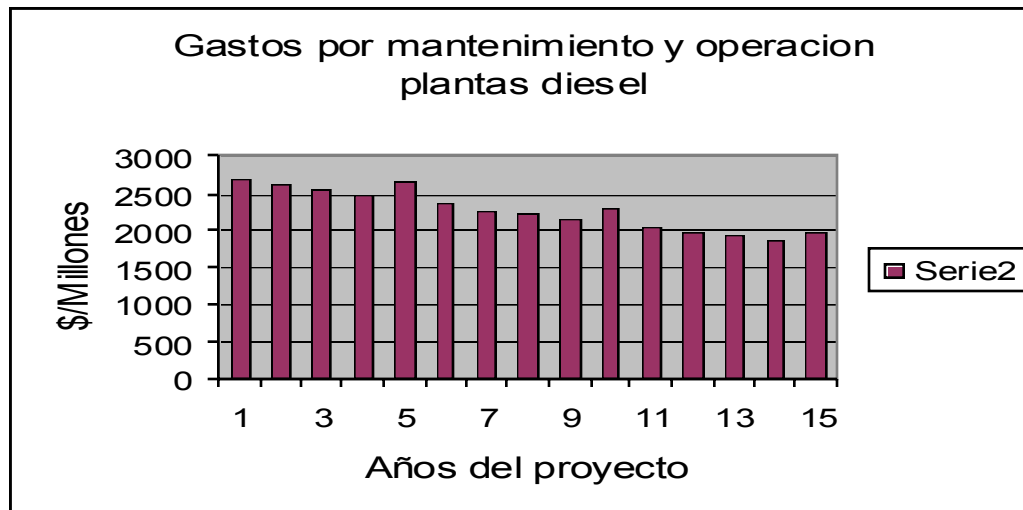
Costos anuales por mantenimiento y operación por alternativas (\$ millones)

Figura O-1



Fuente Autor

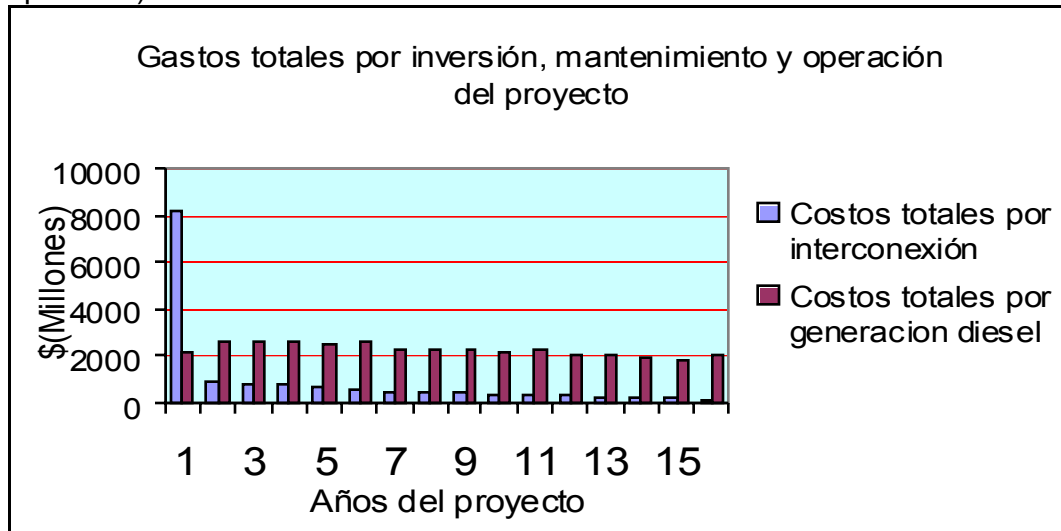
Figura O-2



Fuente autor

Anexo P

Figura P-1 Costos totales del proyecto por alternativa (inversión, mantenimiento y operación)



Fuente Autor

Resumen detallado de los gastos en mantenimiento y operación con cada alternativa anualmente (\$/Año).

