

**ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TESIS DE GRADO**

**“DISEÑO DE ELECTRIFICACIÓN DEL ÁREA  
LIBERTADOR DE PETROPRODUCCIÓN”**

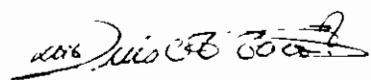
**TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO  
DE INGENIERO EN LA ESPECIALIZACIÓN DE  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**MARIO IVAN REMACHE CRUZ**

**QUITO, AGOSTO 1998**

Certifico que el presente trabajo ha sido  
realizado en su totalidad por el señor:

Mario Ivan Remache Cruz



Ing. Luis Taco Villalba  
**DIRECTOR DE TESIS**

### **DEDICATORIA**

Este trabajo esta dedicado al Departamento de Mantenimiento Eléctrico del Distrito Oriente de Petroproducción, a las futuras generaciones de estudiantes, a mis sobrinos y de manera muy especial a mi hijo Esteban Gabriel.

### **AGRADECIMIENTO**

El eterno agradecimiento a mis padres, por su incondicional apoyo tanto moral como económico sin el cual jamás hubiera concluido mi carrera. Así también agradezco a mis hermanos y hermana, al Ing. Luis Taco, al Ing. Carlos Silva y a todas las personas que de una u otra forma ayudaron a la consecución de este trabajo.

# ÍNDICE

## CAPÍTULO 1

### ANTECEDENTES

1.0	INTRODUCCIÓN .....	1
1.1	OBJETIVOS .....	3
1.2	JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE .....	4

## CAPÍTULO 2

### DIAGNÓSTICO DEL ACTUAL SISTEMA Y DISEÑO DEL NUEVO SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

2.0	EL SISTEMA DE LIBERTADOR .....	6
2.0.1	Potencia Instalada y Demanda .....	10
2.1	DISEÑO Y ANÁLISIS TÉCNICO DEL NUEVO SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN .....	44
2.1.1	Red de Distribución con Generación Centralizada del Área Libertador .....	54
2.2	CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LAS LÍNEAS .....	63
2.2.1	Principios Teóricos para la realización de los Cálculos Eléctricos .....	66
2.2.2	Cálculos .....	74
2.3	CÁLCULO MECÁNICO .....	96
2.3.1	Cálculo Mecánico del Conductor de Cable Aluminio Acero empleado en el Diseño .....	107
2.3.2	Justificación de las Hipótesis consideradas .....	118
2.4	CADENAS DE AISLADORES, CÁLCULO ELÉCTRICO Y MECÁNICO .....	120
2.4.1	Tipos de Cadenas de Aisladores .....	121
2.4.2	Nivel de Aislamiento .....	121
2.4.3	Cálculo de las cadenas de Aisladores de la Línea .....	122
2.4.4	Cálculo Eléctrico .....	125
2.4.5	Cálculo Mecánico .....	127
2.4.6	Distancias de Seguridad .....	129
2.5	DISEÑO DE LA MINISUBESTACIÓN DE POZOS .....	135
2.6	CONFIABILIDAD DEL SISTEMA .....	137
2.6.1	Confiabilidad $R(t)$ .....	137
2.6.2	Disponibilidad $A$ .....	138
2.6.3	Frecuencia de Falla $\lambda(t)$ .....	138
2.6.4	Confiabilidad de un Sistema Topológico .....	139
2.6.5	Tiempo de Reposición de Suministro de Energía Eléctrica .....	141
2.6.6	Disponibilidad del Sistema .....	142

## CAPÍTULO 3

### ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA INTEGRACIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR

3.0	INTRODUCCIÓN .....	149
3.1	COSTOS DE INVERSIÓN .....	150
3.1.1	Costos de Construcción del Sistema de Distribución .....	151
3.1.2	Costo de Reubicación o Centralización de la Generación .....	156
3.2	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO .....	158
3.2.1	Disminución de Pérdidas de Producción de Petróleo .....	160
3.2.2	Detalle de los Costos de Operación y Mantenimiento de los Sistemas Actuales .....	163
3.2.3	Detalle de los Costos de Operación y Mantenimiento de los Sistemas Centralizados .....	170
3.3	ESTIMACIÓN DE AHORROS Y BENEFICIOS .....	176
3.3.1	Pérdidas de Potencia .....	179
3.4	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA CENTRALIZADO .....	181
3.4.1	Flujo Neto de Caja (FNC) .....	181
3.4.2	Inversión .....	181
3.4.3	Generación Centralizada .....	182
3.5	CÁLCULO DEL FLUJO NETO DE CAJA .....	183
3.5.1	Repuestos y Lubricantes .....	184
3.5.2	Mano de Obra .....	185
3.5.3	Producción de Petróleo .....	185
3.5.4	Combustibles .....	185
3.5.5	Retiro de Generadores .....	186
3.5.6	Pérdidas de Energía .....	186
3.6	MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS .....	189
3.6.1	Período de Recuperación de la Inversión (PRI) .....	189
3.6.2	Valor Actual Neto (VAN) .....	191
3.6.3	Tasa Interna de Retorno (TIR) .....	192
3.6.4	Beneficio/Costo (B/C) .....	194
3.7	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	195

## CAPÍTULO 4

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.0	CONCLUSIONES .....	197
4.1	RECOMENDACIONES .....	201
BIBLIOGRAFÍA .....		202
ANEXO 1: MÉTODOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO .....		204
ANEXO 2: DETALLES DE LAS ESTRUCTURAS .....		219
ANEXO 3: REGLAMENTO DE LÍNEAS .....		224
ANEXO 4: NORMA IEC 815. DISTANCIAS DE FUGA .....		237

# ***CAPÍTULO***

---

# ***1***

## ***ANTECEDENTES***

### **1.0 INTRODUCCIÓN**

El presente trabajo no es más que un análisis de factibilidad de un proyecto de electrificación de uno de los sectores petroleros del Distrito Amazónico pertenecientes a Petroproducción, este sector denominado Área de Libertador actualmente opera de manera individual, la idea es integrarlo al Sistema Eléctrico Interconectado de Petroproducción con el fin de optimizar su operación, para lo cuál se ha realizado el presente estudio con el siguiente orden y secuencia.

El *capítulo 1* se encarga de informar al lector los objetivos principales que promueven la realización del presente estudio, así como también de poner en conocimiento los diferentes justificativos que impulsan la realización de dicho proyecto, además deja establecido de manera muy específica el alcance de dicho estudio.

## CAPITULO 1: ANTECEDENTES

El *capítulo 2* contiene en primera instancia el análisis del actual sistema con el que se halla operando el Área de Libertador, para esta parte fue necesario trasladarse al sitio en mención y efectuar todo tipo de mediciones y toma de datos a fin de establecer de manera profunda cuál es el modus operando de este sector, de que elementos dispone, tanto en lo que a infraestructura, carga instalada y generación disponible se refiere, con el fin de obtener un dato exacto que oriente y al mismo tiempo facilite el diseño de un nuevo sistema, el cuál a la vez tome todo lo rescatable del actual y lo mejore sobre estas bases.

Entre las mediciones realizadas están principalmente la toma de curvas de carga diaria en los sectores de mayor importancia dentro del Área en estudio.

Parte importante para el análisis de carga instalada es la actualización de datos de placa de todas y cada una de las cargas que se hallan operando actualmente en el Distrito, ya que al ser muy dinámico el sector petrolero los diferentes departamentos de la Empresa no cuentan con una actualización periódica de este tipo de datos.

Esta actualización de datos se llevo a cabo inclusive con todo lo que a generación se refiere, visitando las diferentes minicentrales y verificando los datos de placa de cada uno de los grupos electrógenos, y de igual manera para todos los pozos del sector.

Una vez establecidos los datos técnicos y consultados los datos metereológicos del Área necesarios para el diseño, se siguió la metodología y técnicas recomendadas en libros, dando preferencia a las técnicas empleadas por el personal de amplia experiencia que trabajan en los diferentes Departamentos del Distrito Oriente.

Para especificar la central de emergencia se hicieron los cálculos respectivos, los mismos que establecen la potencia necesaria a instalarse y aplicando conceptos y técnicas experimentales utilizadas por el departamento eléctrico de petroproducción se realiza una

proyección de demanda de potencia para los siguientes cinco años, la misma que prevé reserva de potencia para abastecer las necesidades del sistema inclusive mas allá de los cinco años.

Finalmente se llevo a cabo un análisis simple de confiabilidad del nuevo sistema tipo radial de distribución.

El *capítulo 3* aclara la conveniencia de llevar a cabo el proyecto en uno de los tres campos que conforman el Área Libertador, dicho campo se llama también Libertador, y es el que presenta mayor densidad de pozos y por tanto la más elevada producción de petróleo. Los criterios de evaluación de proyectos empleados son los típicos y más comúnmente utilizados en Ingeniería Económica, y estos son el PRI, VAN, TIR y B/C cuyos resultados indicaron que es positiva y rentable la realización del proyecto.<sup>1</sup>

El *capítulo 4* presenta algunas conclusiones en base a los resultados obtenidos, así como también se presentan ciertas recomendaciones que deberían ser tomados en cuenta para la realización de posibles futuros proyectos.

## 1.1 OBJETIVOS

El objetivo principal del presente estudio es justificar con fundamento la implementación de la electrificación del Área Libertador de Petroproducción, en base a una comparación entre el actual sistema de energización con microcentrales individuales y un sistema de distribución coordinado con una centralización del sistema de generación de tal manera

---

<sup>1</sup> PRI = Periodo de Recuperación de la Inversión  
VAN = Valor Actual Neto  
TIR = Tasa Interna de Retorno  
B/C = Relación Beneficio- Costo

que la actual subutilización del sistema existente se reduzca al mínimo y se consiga así un sistema óptimo y confiable en los campos del Área Libertador.

## **1.2 JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE**

El actual suministro energético en el Área Libertador se consigue con las llamadas microcentrales individuales de generación, las mismas que son las encargadas de alimentar a todo el equipo eléctrico requerido en cada una de las estaciones de bombeo, pozos de extracción y campamentos pertenecientes a dicha área.

El problema se detecta cuando se hace un análisis breve de potencia instalada y potencia disponible, que indica una marcada subutilización de la potencia disponible debido a que no se tiene una centralización de la generación en los principales centros geográficos de las áreas de mayor carga .

Al implementarse el Sistema Interconectado de Petroproducción los resultados obtenidos fueron los siguientes:

- Mejor eficiencia dentro de la actividad petrolera en general.
- Incremento de la confiabilidad del sistema.
- Disminución de costos de operación.
- Disminución de pérdidas de producción.
- Optimización de las actividades del personal y
- Limitación de inversiones en equipos.

Beneficios de esta naturaleza son la principal fuente de inspiración que impulsa la implementación de un parecido sistema para el Área Libertador.

## CAPITULO I: ANTECEDENTES

Este proyecto de diseño pretende en base a: un análisis de la geografía de la región, una recopilación de datos actualizados y una observación del sistema existente; determinar la factibilidad técnico-económica de llevar a cabo una centralización de la generación con su respectiva red de distribución que optimice y haga confiable al sistema en conjunto.

Ya en su aplicación práctica, el estudio se centra en el campo de Libertador para así determinar la factibilidad técnico-económica de integrar en un único sistema a los campos Shushuqui, Secoya, Shuara, Pichincha y Guarumo, a la vez que justificará plenamente la decisión de dejar al resto de campos que forman parte del Área Libertador funcionando con microcentrales individuales de generación basándose principalmente en el hecho de que son centros de carga no tan importante y demasiado alejadas del centro geográfico propuesto como centro de generación del Área Libertador.

Debe estar claro que el estudio pretende utilizar el equipo existente en las microcentrales individuales de generación y en las estaciones, además de las líneas de distribución, ya que existe un pequeño tramo que se encuentra construido actualmente en el Área y al cuál solo resta energizarlo; es así que la principal inversión a tomarse en cuenta para el análisis económico es aquella que se realice en la construcción del resto de líneas de distribución que van a enlazar los campos ya antes mencionados.

El diseño del nuevo sistema toma en cuenta todas las normas utilizadas por la Empresa las mismas que respetan al medio ambiente y que además son las indicadas para las condiciones climáticas de la Amazonía.

Finalmente el análisis económico del proyecto indicará si es o no factible llevar a cabo la realización del mismo, basado principalmente en costos de inversión y el análisis costo-beneficio.

# ***CAPÍTULO***

---

# **2**

## ***DIAGNÓSTICO DEL ACTUAL SISTEMA Y DISEÑO DEL NUEVO SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN***

### **2.0 EL SISTEMA DE LIBERTADOR**

Para llegar a establecer lo que es el actual Sistema de Libertador debe anotarse que la Empresa en el campo Oriente abarca tres Provincias: Sucumbios, Napo y Pastaza con una cobertura total de un millón de hectáreas.

Recientes estudios de reservas totales y remanentes en toda la Amazonia indican que la actividad petrolera en nuestro país manteniendo una producción constante e igual a la actual que es de aproximadamente 400.000 BPPD (Barriles de Petróleo Por Día) y tomando en cuenta que es absolutamente improbable que se realicen nuevos hallazgos en la zona, todavía se extenderá unos 25 años más.

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

De estas reservas de crudo, aproximadamente un 58% se encuentran en campos y en plena producción mientras que el restante 42% están en campos que aún no se han incorporado a la producción, pero que ya fueron descubiertos.

Para mantener el mismo ritmo de producción, se deben trabajar 24 horas diarias en todos los campos y estaciones, además disponer de una enorme infraestructura. En 1994 se estimó que existe una potencia instalada para generación eléctrica de alrededor de 54 MW, con 375 Km. de líneas de transmisión y distribución. Son aproximadamente unos 200.000 HP el total de potencia que suman todos los equipos que la empresa ha ido adquiriendo desde su inicio entre compresores, bombas, equipos de generación, etc.

A partir del concepto de Facilidades de Producción que no es más que un conjunto de equipos e instalaciones que permiten transportar el crudo desde un pozo hasta una estación de producción donde se le da un tratamiento para luego ser llevado a la primera estación de bombeo del oleoducto y por razones de facilidad operacional, administrativa y de logística, al distrito se lo ha dividido en cinco grandes Áreas:

**Área Lago Agrio**, con sus estaciones Charapa, Bermejo, Guanta, Dureno y Lago Agrio y que cuenta con una producción diaria de aproximadamente 18.000 Bls.<sup>1</sup>

**Área Shushufindi**, con las estaciones Shushufindi, Aguarico y Limoncocha, con una producción de 108.000 Bls.

**Área Sacha**, con las estaciones Sacha, Pacay, Pucuná, Paraíso, Coca, Payamino, Biguno y una producción diaria de 67.000 Bls.

**Área Auca**, con sus estaciones Auca, Auca Sur 1-2, Auca Este, Pindo, Puma, Conga, Rumiyacu, Cononaco, Tigüino, Culebra, Yuca, Yulebra, Anaconda, Yuca Sur y Palanda,

---

<sup>1</sup> Bls = barriles

con una producción diaria de 55.000 Bls.

**Área Libertador**, con las estaciones Atacapi, Parahuaco, Pichincha, Secoya, Shuara, Shushuqui, Frontera, Tapi, Tetete, Cuyabeno, Singue, Sansahuari, Peña Blanca y VHR, totalizando una producción diaria de 75.000 Bls.

La operación de producción del petróleo consiste en llevarlo desde el yacimiento mismo hasta los tanques de almacenamiento. Cada yacimiento tiene sus propias características geológicas las mismas que son aprovechadas al momento de la extracción.

El primer paso en la extracción del crudo es la recuperación primaria, que no es más que la recuperación inicial, siempre y cuando los yacimientos sean nuevos y con altas presiones de fondo. En el distrito Amazonas se manejan dos tipos de recuperación primaria: Flujo natural y Flujo artificial.

El Flujo natural es el método más sencillo y económico de levantamiento por que en este no interviene ninguna fuerza externa al pozo. La presión de reservorio es suficiente para empujar el crudo a través de la tubería de producción y la línea de flujo hasta la estación de producción. Dependiendo del tipo de yacimiento y de la cantidad de crudo que produce el pozo, con el transcurso del tiempo la presión disminuye a tal punto que el crudo deja de fluir y se hace necesario así el empleo de sistemas de levantamiento artificial.

El sistema de levantamiento artificial se emplea una vez que el crudo ha dejado de fluir naturalmente, y este puede ser de cuatro tipos<sup>1</sup>: Bombeo mecánico (Sucker Rod Pumps), Bombeo hidráulico (Hydraulic Lift), Levantamiento por gas (Gas Lift) y Bombeo eléctrico (Electrical Submersibles Pumps).

---

<sup>1</sup> Ver Anexo No 1

## CAPITULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Este estudio se basa en lo que es el Área Libertador, básicamente se analizará si resulta o no conveniente una electrificación con la generación centralizada para energización de los sistemas, equipos e instalaciones de cada una de las estaciones, pozos y campamentos que conforman el Área.

El Área Libertador es de las pocas que posee gas en abundancia, es por eso que el método de extracción más empleado en esta Área es el de gas lift, lo cual no quiere decir que no se requiera de energía eléctrica para poder utilizar los equipos necesarios para el proceso y es así que el Área Libertador está llena de pequeños grupos electrógenos que quedarán disponibles de llegarse a implementar una red de distribución con una generación centralizada.

En el Área Libertador predominan los sistemas aislados, de los cuales se pueden distinguir dos clases de subsistemas: Centrales individuales de generación y Generadores en pozos, lo que quiere decir que inicialmente y hasta la actualidad el suministro de energía eléctrica en el Área Libertador se lo realiza mediante grupos electrógenos; debe aclararse que las centrales individuales de generación son aquellas que, a más de suministrar energía al campamento o estación, también suministran energía a ciertos pozos a través de una red de distribución a 13,8 kV, idea que se pretende llevar a cabo en el estudio, es decir que, se quiere por medio de una red abastecer de energía eléctrica a todos y cada uno de los puntos donde ésta se hace necesaria para el normal y confiable proceso de extracción de petróleo. Para iniciar el proceso hace falta una recopilación de datos de potencia instalada y demanda del sistema del Área Libertador, lo cuál se trata a continuación.

### **2.0.1 POTENCIA INSTALADA Y DEMANDA**

Es claro que el suministro de energía eléctrica en el Área Libertador se lo realiza mediante grupos electrógenos que están instalados en las estaciones de producción y en los distintos campos y campamentos que conforman el Área, de entre todas estas microcentrales de generación se conoce que la estación Secoya contiene el más importante centro de generación con una potencia instalada de 2.700 KW aproximadamente y a 480 V, la mencionada estación también dispone de una cámara de transformación con un transformador de 300 kVA y con una relación de transformación de 480/13800 V, adicionalmente se halla construida una línea trifásica de distribución a 13800 V que llega hasta la estación Shuara, la misma que se halla ubicada a 4.300 m de la estación Secoya, considerando que la línea de distribución es llevada por el costado de la carretera se asume que la longitud de la línea es al menos la misma que la de la carretera. Esta línea tiene también una pequeña derivación de aproximadamente 200 metros que sirve para llevar energía al campamento Secoya, este campamento cuenta con una cámara de transformación de 300 kVA y con una relación de transformación de 13.800/220 V, pues la carga principal en el campamento Secoya se encuentra a ese nivel de voltaje.

A 3000 metros de distancia de la estación Secoya, la línea de distribución tiene un ramal de derivación de aproximadamente 1.600 metros y que llega hasta el pozo denominado Shuara 5; esta línea de distribución trifásica está activada solo en el tramo que lleva energía al campamento Secoya, el resto de la línea esta fuera de servicio, pues carece de cámaras de transformación o minisubestaciones necesarias para poder utilizar la energía eléctrica proporcionada por la central de generación de la estación Secoya.

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Como ya se había mencionado, el Área Libertador es parte de todo lo que es el Distrito Oriente y Petroproducción; y está compuesta por el campo Libertador, el campo Frontera, el campo Tetete-Tapi, el campo Cuyabeno, el campo Singue-Sansahuari y el campo VHR, con esto queda claro que el campo Libertador es solo parte de lo que es el Área Libertador y aunque todos los centros de producción mencionados conforman el Área Libertador, no todos presentan grandes posibilidades de ser parte del sistema de electrificación por estar muy alejados del posible centro de generación contando además con el hecho de que su carga no es considerable, pero que sin embargo deben ser tomados muy en cuenta como parte de lo que es la descripción del sistema de Libertador.

De todos los campos que conforman el Área Libertador, se puede decir que el de mayor importancia es el campo Libertador el cuál contiene la mayor concentración de pozos o estaciones de producción de crudo.

Para el análisis de potencia instalada y demanda se hace necesario describir uno por uno los campos que conforman el Área Libertador y a cada uno de estos campos subdividirlos en estaciones de bombeo, pozos y campamentos; dado que el campo Libertador es el de mayor importancia dentro del estudio, su conformación se menciona a continuación: estaciones de Shushuqui, Shuara, Secoya, Pacayacu y Pichincha; adicionalmente forman parte de éste campo los campamentos de Secoya y Guarumo.

Cada una de estas estaciones contienen pozos de producción de crudo, o son estaciones de bombeo, significando de cualquier manera parte vital en el análisis de demanda y generación del estudio de electrificación considerando principalmente el método que emplean en la explotación del crudo en cada uno de los pozos y el método de bombeo de cada estación, además puede darse el caso de que el pozo esté desactivado o muerto en

cuya situación la carga vendría a ser por el método que se emplea en la reinyección de aguas contaminadas, cosa que ya es muy común en estos tiempos debido a la rigurosidad en el manejo de las leyes que controlan la preservación del medio ambiente, junto con las instalaciones que existen en los campamentos estas vendrían a ser las cargas que determinen la demanda necesaria y que se pretende abastecer con el nuevo sistema de distribución con generación centralizada y que es motivo del presente estudio.

### **2.0.1.1 MICROCENTRALES DE GENERACIÓN**

El análisis se llevará a cabo en forma individual, esto es de cada uno de los campos que conforman el Área Libertador.

#### **Campo Frontera**

Su nombre se debe a que este campo se halla cerca de la frontera con Colombia; debido a que su carga no es muy importante, se tiene por toda generación a un grupo electrógeno en la estación central con una potencia nominal de 64 KW.

#### **Campo Tetete-Tapi**

Ubicado al sur del campo Frontera, en este campo se hallan la estación Tetete y la estación Tapi, la generación de energía eléctrica para este campo se prevé a través de tres generadores, distribuidos de la siguiente manera: en Tapi un generador Caterpillar de 60 KW de potencia nominal, en Tetete dos generadores, un Caterpillar de 545 KW de potencia nominal y un generador marca Kato de 530 KW de potencia nominal.

### **Campo Cuyabeno**

Este campo se halla ubicado al este de los campos Libertador, Tetete-Tapi y Frontera, la generación de energía eléctrica en este campo es por medio de cinco generadores , dos de marca Caterpillar en el campamento central Cuyabeno con 365 KW y 265 KW de potencia nominal, tres generadores en Cuyabeno estación central, uno marca Caterpillar de 600 KW de potencia nominal y dos de marca Kato con 500 KW y 365 KW de potencia nominal.

### **Campo Singue-Sansahuari**

El campo Singue-Sansahuari ubicado al norte del campo Cuyabeno se halla abastecido de energía eléctrica mediante dos generadores marca Caterpillar de 160 KW y 60 KW de potencia nominal y que están ubicados en la estación central Sansahuari.

### **Campo VHR**

VHR son las siglas del nombre del Ing. Víctor Hugo Ruales, un hombre que como muchos otros contribuyó notablemente en el desarrollo de la empresa petrolera, este campo que abarca principalmente el sector de Cantagallo se alimenta de energía eléctrica gracias a la existencia de cuatro generadores todos marca Caterpillar, de los cuales dos están en la estación central y que son capaces de generar 365 KW y 465 KW como potencia nominal, los restantes dos generadores son de 160 KW y 60 KW de potencia nominal y están dando servicio en el campamento.

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

### **Campo Libertador**

Este campo es el más grande y por ende el más importante del Área Libertador, en forma general se puede decir que su energía eléctrica la obtiene de 20 generadores, de los cuales tres están en el campamento Guarumo con una potencia nominal de 365 KW, 500 KW y 365 KW, dos generadores cada uno de 60 KW de potencia nominal alimentan a dos taladros, dos generadores de 275 KW cada uno están ubicados en Pacayacu en los pozos #4 y #5 de la zona, para la estación Pichincha se tienen dos generadores de 545 KW y 500 KW de potencia nominal, cuatro generadores están en Secoya en la estación central, de los cuales tres son de 700 KW y uno de 440 KW de potencia nominal, en Shuara se encuentran cinco generadores, dos en la estación central con 365 KW y 225 KW, uno de 500 KW en el pozo #5, uno de 225 KW en el pozo #10 y uno de 275 KW en el pozo #11, los dos generadores que restan están en la estación central de Shushuqui con 200 KW y 365 KW de potencia nominal.

La tabla 2.01 resume la ubicación y capacidad disponible en cada uno de los campos que pertenecen al Área Libertador.

### **GENERACIÓN DISPONIBLE EN CADA UNO DE LOS CAMPOS DEL ÁREA LIBERTADOR**

**TABLA No 2.01**

<b>CAMPO</b>	<b>NUMERO DE GENERADORES</b>	<b>POTENCIA NOMINAL TOTAL [KW]</b>
FRONTERA	1	64
TETETE-TAPI	3	1.135
CUYABENO	5	2.095
SINGUE-SANSAHUARI	2	220
VHR	4	1.040
LIBERTADOR	20	7.640
<b>TOTAL</b>	<b>35</b>	<b>12.194</b>

Una simple observación del resumen presentado en la tabla 2.01 sugiere que el proyecto se lleve a cabo en el campo Libertador, por ser éste el que mayor densidad de grupos electrógenos presenta, razón por la cuál se hace necesaria una optimización del empleo de los mismos, proyecto que será justificado luego de que se lleve a cabo el análisis de demanda y se presente el cuadro de distancias existentes entre los diferentes centros de generación, estaciones de bombeo, pozos y campamentos del Área en estudio. Es claro que solo un análisis técnico-económico determinará la factibilidad o no de integrar al sistema de distribución con generación centralizada a campos demasiado alejados del centro geográfico de mayor densidad de carga y a la vez de generación, y que vienen a ser: Frontera, Tetete-Tapi, Cuyabeno, Singue-Sansahuari y VHR, debiéndose probar de ser necesario que estos funcionan mejor con el sistema de microcentrales y generadores en pozos, que no son más que grupos electrógenos localizados de manera puntual en los distintos pozos del Distrito, principalmente donde no existe una red de distribución que los integre o en lugares distantes a la central de generación.

### **2.0.1.2 DEMANDA DEL ÁREA LIBERTADOR**

La demanda de potencia del área Libertador se pretende estimar mediante una recopilación de los datos de placa de todos y cada uno de los equipos instalados en los diferentes campos que conforman dicha Área, apoyados además por una muestra de curvas de carga diaria obtenidas en puntos estratégicos y significativos del sector en estudio; al igual que en la recopilación de datos de las microcentrales de generación, los datos de demanda de potencia serán tomados en forma individual para cada uno de los campos que conforman el Área Libertador.

### **Campo Frontera**

La carga eléctrica en el campo Frontera está representada básicamente por tres motores con diferentes aplicaciones, dos de estos motores son de 15 HP cada uno y el tercero de 75 HP de una bomba contra incendios, representando así un total de 105 HP de carga para el campo Frontera estación central.

### **Campo Tetete-Tapi**

Siete motores son la carga más representativa de este campo, todos de la estación central, de los cuales dos son compresores de aire de 5 HP cada uno, dos bombas de transferencia de 200 HP y 150 HP, una bomba booster de 50 HP, en Tapi un compresor de aire de 5 HP y una contra incendios de 75 HP también localizada en Tapi estación central, la carga de este campo tiene un total de 490 HP como cifra más representativa.

### **Campo Cuyabeno**

La demanda de potencia en el campo Cuyabeno está dada principalmente por 17 motores con las siguientes potencias: uno de 100 HP, dos de 20 HP, dos de 25 HP, seis de 250 HP, uno de 50 HP, uno de 40 HP, cuatro de 5 HP, con un total de 1800 HP.

### **Campo Singue-Sansahuari**

En este campo la demanda de potencia es de 100 HP.

### **Campo VHR**

En el campo VHR estación central se encuentran siete motores, dos de 25 HP, tres de 150 HP, y uno de 5 HP, y en el pozo #9 de VHR se tiene una bomba de transferencia de 100 HP, totalizando así una carga de 605 HP para este campo.

### **Campo Libertador**

Siendo el campo Libertador el más importante del Área en estudio, conviene analizar su demanda de potencia por partes, y es así que primero se dará a conocer la carga representativa de Pichincha estación central, la misma que cuenta con dos motores de 150 HP, uno de 200 HP, uno de 20 HP y uno de 15 HP totalizando 535 HP para la estación central Pichincha. Para la estación central Secoya se cuenta con una carga de 2840 HP distribuidos en 12 motores, de los cuales, dos son de 125 HP, tres de 500 HP, cuatro de 250 HP, uno de 60 HP, uno de 25 HP y uno de 5 HP. Para la estación central de Shuara la carga es de 325 HP distribuida en dos motores de 150 HP, uno de 20 HP, y uno de 5 HP, completando la carga de Shuara están cuatro motores del pozo #5 de los cuales tres son de 250 HP y uno es de 25 HP, una bomba eléctrica de 130 HP en el pozo #10 y una bomba de 75 HP en el pozo #10, totalizando 980 HP para los pozos de Shuara, lo que implica una carga total de Shuara de 1305 HP. La carga de Shushuqui estación central con un total de 30 HP distribuidos en dos bombas de 15 HP cada una. Para finalizar, el dato de carga promedio requerida por el Campamento Guarumo es de 405 KW, equivalente a 542,9 HP de aporte a la carga total de Libertador, alcanzando así un total de 5.252,9 HP.

Dentro del subtema tratado como microcentrales de generación es importante para el estudio mencionar por separado lo que son los generadores en pozos.

**2.0.1.3 GENERADORES EN POZOS**

Estos grupos electrógenos ubicados de manera puntual en los distintos pozos del Área Libertador son los más susceptibles a la subutilización, estando acompañadas de una pequeña subestación de transformación, tienen la particularidad de alimentar una carga que prácticamente permanece constante, y constituida básicamente por una bomba eléctrica sumergible (BES), la cuál trabaja las 24 horas del día. Las variaciones que puede sufrir esta carga son mínimas y están dadas por efectos de iluminación en las noches lo cual no resulta significativo debido a que las estaciones son pequeñas, un incremento notorio en la carga de una estación se daría si se llegara a perforar un nuevo pozo en la misma zona y que además el método de extracción a emplearse sea con bomba eléctrica sumergible.

Actualmente los generadores en pozos que existen en el Área Libertador se resumen en la tabla 2.02

**GENERADORES EN POZOS DEL ÁREA LIBERTADOR**

**TABLA No 2.02**

<b>NOMBRE DEL POZO</b>	<b>MOTOR MECÁNICO TIPO</b>	<b>POTENCIA NOMINAL [KW]</b>	<b>VOLTAJE DE GENERACIÓN [V]</b>	<b>POTENCIA DEMANDADA (CONSUMO) [KW]</b>
PACAYACU POZO #4	3406	275	480	46.5
PACAYACU POZO #5	3406B	275	480	64.0
SHUARA POZO #5	3412	500	480	191.6
SHUARA POZO #10	3406B	225	480	92.4
SHUARA POZO #11	3406B	275	480	57.9
<b>TOTAL</b>		<b>1.550</b>		<b>452.4</b>

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Una vez que se han mencionado todos y cada uno de los campos que conforman el Área Libertador, se hace necesaria la elaboración de tablas de datos tanto de generación como de carga y que servirán para el cálculo de potencias generadas y demandadas que se emplearán luego en el cálculo del sistema de distribución del Área Libertador. Dentro de la actividad petrolera es difícil establecer un ritmo estándar en el crecimiento de la demanda de potencia eléctrica, pues como ejemplo está precisamente la situación del Área Libertador cuyo promedio de producción alcanza los 75.000 BPPD, esto es en base al levantamiento por flujo natural, bombeo mecánico, bombeo hidráulico, gas lift e instalación de bombas eléctricas sumergibles, teniendo, cada una de estas instalaciones sus propias características y necesidades, y es así que los cálculos de potencia se basarán en datos de potencia instalada y generación absoluta disponible, tomando en cuenta que aún así pueden surgir parámetros extras, pues las labores de la empresa en el Oriente son de tipo extremadamente dinámicas donde lo primero es la producción.

Actualmente son 35 los grupos electrógenos instalados en el Área Libertador, siendo dos de éstos de uso exclusivo de dos taladros cooper, quedando así 33 grupos generadores que alcanzan una potencia nominal instalada de 12.074 KW y como es claro cada uno de éstos tiene su consumo de combustible el cual es esencialmente diesel; cuántos galones consumen y qué cantidad de dinero cuesta el emplearlos, se analizará más adelante para la justificación del proyecto.

## GENERACIÓN EN EL ÁREA LIBERTADOR

TABLA No 2.03

ESTACIÓN	MOTOR MECÁNICO TIPO	POTENCIA NOMINAL [KW]	VOLTAJE DE GENERACIÓN [V]	MARCA DEL GENERADOR
Cuyabeno estación central	3412	600	480	Caterpillar
Cuyabeno estación central	3412	500	480	Kato
Cuyabeno estación central	3406	365	480	Kato
Frontera estación central	3304	64	240	Caterpillar
Pichincha estación central	3412	545	480	Caterpillar
Pichincha estación central	3412	500	480	Kato
Secoya estación central	(G)T.	700	480	Kato
Secoya estación central	(G)T	700	480	Kato
Secoya estación central	(G)T.	700	480	Kato
Secoya estación central	3412	440	480	Caterpillar
Sansahuari estación central	3304	60	208	Caterpillar
Sansahuari estación central	3208	160	240	Caterpillar
Shuara estación central	3408B	365	480	Caterpillar
Shuara estación central	3406B	225	480	Caterpillar
Shushuqui estación central	3408B	200	480	Kato
Shushuqui estación central	3304	365	480	Caterpillar
Tapi estación central	3412	60	240	Caterpillar
Tetete estación central	3412	545	480	Caterpillar
Tetete estación central	3412	530	480	Kato
VHR estación central	3408B	365	480	Caterpillar
VHR estación central	3412	455	480	Caterpillar
<b>SUBTOTAL 1</b>		<b>8.444</b>		

CAMPAMENTO O POZO	MOTOR MECÁNICO TIPO	POTENCIA NOMINAL [KW]	VOLTAJE DE GENERACIÓN [V]	MARCA DEL GENERADOR
Cuyabeno campamento central	3408B	365	240	Caterpillar
Cuyabeno campamento central	3408	265	208	Caterpillar
Guarumo campamento central	3408B	365	240	Caterpillar
Guarumo campamento central	3412	500	240	Caterpillar
Guarumo campamento central	3408B	365	240	Caterpillar
Pacayacu pozo #4	3406	275	480	Kato
Pacayacu pozo #5	3406B	275	480	Caterpillar
Shuara pozo #5	3412	500	480	Caterpillar
Shuara pozo #10	3406B	225	480	Caterpillar
Shuara pozo #11	3406B	275	480	Caterpillar
VHR campamento central	3208	160	240	Caterpillar
VHR campamento central	3304	60	240	Caterpillar
<b>SUBTOTAL 2</b>		<b>3.630</b>		
<b>TOTAL</b>		<b>12.074</b>		

**CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO**

Nota: Los dos generadores de 60 KW cada uno, no están tomados en cuenta, pues estos siempre prestarán el servicio de grupos portables para energización de los taladros de perforación.

La demanda de potencia en el Área Libertador está dada principalmente por la existencia de motores de todo tipo y que prestan diferentes servicios en el lugar en el que se hallan ubicados, pudiendo ser estos: estaciones, pozos y campamentos; a continuación se presenta una tabla que resume la ubicación y la aplicación de los motores, de donde se obtiene como conclusión que la carga más significativa se halla ubicada en las estaciones, sin querer con esto restar importancia a la carga de los pozos y campamentos, de los cuales en este último tiende a predominar la carga de tipo resistiva, al contrario de las estaciones y pozos donde predomina la carga de tipo inductiva con 0.8 de factor de potencia promedio.

**DETALLE DE LA CARGA ELÉCTRICA EN EL ÁREA LIBERTADOR**

**TABLA No 2.04**

<b>LOCALIZACIÓN</b>	<b>DESCRIPCIÓN ADICIONAL</b>	<b>POTENCIA [HP]</b>	<b>MARCA DEL EQUIPO</b>
Atacapi estación central	bomba booster	20	general electric
Atacapi estación central	bomba transferencia	100	general electric
Atacapi estación central	bomba transferencia	100	general electric
Atacapi estación central	compresor aire	15	-----
Atacapi estación central	compresor aire	15	general electric
Atacapi pozo #1	bomba power oil	150	siemens
Atacapi pozo #1	bomba power oil	165	national
Atacapi pozo #2	bomba power oil	150	siemens
Atacapi pozo #2	bomba power oil	165	national
Atacapi pozo #4	bomba power oil	150	siemens
Atacapi pozo #4	bomba power oil	165	national
Parahuaco estación central	bomba booster	50	reliance
Parahuaco estación central	bomba booster	50	reliance
Parahuaco estación central	bomba transferencia	100	baldor
Parahuaco estación central	compresor aire	15	westing house
Parahuaco estación central	compresor aire	5	siemens
Parahuaco pozo #1	bomba power oil	150	general electric
<b>SUBTOTAL 1</b>		<b>1.565</b>	

CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

LOCALIZACIÓN	DESCRIPCIÓN ADICIONAL	POTENCIA [HP]	MARCA DEL EQUIPO
Cuyabeno estación central	bomba booster	100	general electric
Cuyabeno estación central	bomba booster	20	reliance
Cuyabeno estación central	bomba booster	20	reliance
Cuyabeno estación central	bomba booster	25	reliance
Cuyabeno estación central	bomba booster	25	reliance
Cuyabeno estación central	bomba oleoducto	250	general electric
Cuyabeno estación central	bomba oleoducto	250	general electric
Cuyabeno estación central	bomba oleoducto	250	general electric
Cuyabeno estación central	bomba transferencia	50	leroy-some
Cuyabeno estación central	contra incendios	250	general electric
Cuyabeno estación central	bomba reinyeccion	250	toshiba
Cuyabeno estación central	bomba reinyeccion	250	toshiba
Cuyabeno estación central	compresor aire	5	siemens
Cuyabeno estación central	compresor aire	5	reliance
Cuyabeno estación central	compresor aire	5	baldor
Cuyabeno estación central	compresor aire	40	lincoln
Cuyabeno estación central	compresor aire	5	marathon
Frontera estacion central	bomba booster	15	-----
Frontera estación central	contra incendios	75	u s electric
Frontera estación central	compresor aire	15	-----
Pacayacu pozo #4	bomba sumergible	62.5	reda
Pacayacu pozo #5	bomba sumergible	100	reda
Pichincha estación central	bomba transferencia	150	u s motors
Pichincha estación central	bomba transferencia	200	u s motors
Pichincha estación central	contra incendios	150	general electric
Pichincha estación central	compresor aire	20	general electric
Pichincha estación central	compresor aire	15	-----
Secoya estación central	bomba booster	125	u s motors
Secoya estación central	bomba booster	125	u s motors
Secoya estación central	bomba oleoducto	500	siemens
Secoya estación central	bomba oleoducto	500	siemens
Secoya estación central	bomba oleoducto	250	general electric
Secoya estación central	bomba oleoducto	250	general electric
Secoya estación central	bomba oleoducto	500	-----
Secoya estación central	bomba oleoducto	250	general electric
Secoya estación central	bomba transferencia	60	brown bove
Secoya estación central	contra incendios	250	u s motors
Secoya estación central	compresor aire	25	baldor
Secoya estación central	compresor aire	5	baldor
Sansahuari estacion central	total	100	-----
Shuara estación central	bomba transferencia	150	u s.motors
Shuara estación central	bomba transferencia	150	u s.motors
Shuara estación central	compresor aire	20	reliance
Shuara estación central	compresor aire	5	newman
Shuara pozo #5	bomba booster	25	mac
Shuara pozo #5	reinyección agua	250	toshiba
Shuara pozo #5	reinyección agua	250	toshiba
Shuara pozo #5	reinyección agua	250	toshiba
Shuara pozo #10	bomba sumergible	130	marathon
Shuara pozo #11	bomba sumergible	75	-----
Shushuqui estacion central	compresor aire	15	reda
Shushuqui estacion central	compresor aire	15	reda
Tapi estación central	contra incendios	75	detroit
Tapi estación central	compresor aire	5	marathon
Tetete estación central	bomba booster	50	general electric
Tetete estacion centnl	bomba transferencia	200	u s motors
Tetete estacion central	bomba transferencia	150	u.s.motors
Tetete estación central	compresor aire	5	under labo
Tetete estación central	compresor aire	5	marathon
VHR estación central	bomba booster	25	u s.motors
VHR estación central	bomba booster	25	u s motors
VHR estacion central	bomba transferencia	150	marathon
VHR estación central	bomba transferencia	150	marathon
VHR estacion central	contra incendios	150	marathon
VHR estacion central	compresor aire	5	u.l underw
VHR pozo #9	bomba transferencia	100	-----
<b>SUBTOTAL 2</b>		<b>7.972,5</b>	
<b>TOTAL</b>		<b>9.537,5</b>	

Nota: Esta tabla no toma en cuenta las cargas del Campamento Guarumo.

La primera parte de la tabla 2.04 contiene exclusivamente datos de carga que no deben ser tomados en cuenta para el diseño del nuevo sistema, pues aunque pertenezcan al área en estudio, son cargas que ya están energizadas a través de una red de distribución proveniente del Sistema Interconectado de Petroproducción y que obviamente conviene que sigan energizadas como lo están en la actualidad; bajo esta observación, la carga total del Área Libertador alcanza la siguiente cifra:

Potencia instalada total = 7.972,5 HP es decir;

Potencia instalada total = 5.947,6 KW

Una simple comparación de potencia de generación total del Área Libertador (12.074) con la potencia instalada en la misma, sugiere una marcada subutilización de la microgeneración existente en el área en estudio, pues las cifras indican una potencia subutilizada de 6.126,5 KW (50,74%), esta es una cifra que resulta de un análisis demasiado simple, pues debe tomarse en cuenta que los grupos electrógenos no trabajan al 100% de su potencia nominal, es decir existen factores tales como presión, temperatura, condiciones físicas del grupo que no le permiten trabajar con un rendimiento del 100%, de igual manera la demanda de potencia esta dada para el presente estudio por el dato de toda la carga instalada en el área, y no toma en cuenta la demanda de potencia del campamento Guarumo y el campamento Secoya.

Un análisis desglosado de lo que es potencia generada y potencia instalada justificará mejor aún la realización del estudio; en la siguiente tabla se presentan estos datos

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

clasificados por campos y como apoyo, a continuación de ésta se dan a conocer las curvas de carga diaria de algunos de los sitios estratégicos del Área Libertador y de manera especial de los campamentos que son los lugares donde resulta casi imposible tomar datos de carga instalada; además que puede darse el caso de que el dato de carga instalada resulte ser menor que el dato proporcionado por la curva de carga diaria, esto se puede dar debido a que muchas veces los datos de inventario consultados no han sido actualizados e incluso ciertos equipos pudieron pasar desapercibidos al momento de hacer la actualización de datos de inventario proporcionados por el departamento de cómputo. La siguiente tabla resume solamente los resultados obtenidos de informes de inventario actualizados en los campos.

### POTENCIA GENERADA Y POTENCIA INSTALADA EN LOS CAMPOS DEL ÁREA LIBERTADOR

TABLA No 2.05

<b>CAMPO</b>	<b>POTENCIA NOMINAL GENERADA [KW]</b>	<b>POTENCIA NOMINAL INSTALADA [KW]</b>
Frontera <sup>1</sup>	64	78
Tetete-Tapi	1.135	366
Cuyabeno	2.095	1.343
Singue-Sansahuari	220	75
VHR	1.040	451
Libertador	7.520	3.635
<b>TOTAL</b>	<b>12.074</b>	<b>5.948</b>

<sup>1</sup> La potencia instalada es mayor que la generada en 14 KW y se debe a que una de las cargas es una bomba contra incendios de 56 KW que funcionará solo en casos de emergencia, estando el resto de carga apagada

**CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO**

Como mejor alternativa para el presente estudio se analizan los diferentes resultados que arroje la observación del actual sistema para seleccionar los datos que describan de mejor manera la realidad actual del mismo.

Los datos tomados para la realización de curvas de carga diaria son 24 es decir cada hora, estos sirven para verificar que la carga se mantiene casi constante, salvo pequeñas variaciones como ya se indico anteriormente, además darán un resultado real de demanda de potencia.

**DATOS DE CORRIENTES Y POTENCIAS  
PICHINCHA ESTACIÓN CENTRAL  
GENERADOR No 1  
TABLA No 2.06**

HORA	CORRIENTES DE FASE [KW]			POTENCIAS DE FASE [KW]			POTENCIA TRIFÁSICA [KW]
	FASE 1	FASE 2	FASE 3	FASE 1	FASE 2	FASE 3	
00H00	470	470	465	104,20	104,20	103,09	311,49
01H00	470	465	467	104,20	103,09	103,54	310,83
02H00	470	470	470	104,20	104,20	104,20	312,60
03H00	465	475	470	103,09	105,31	104,20	312,60
04H00	465	470	465	103,09	104,20	103,09	310,38
05H00	470	470	475	104,20	104,20	105,31	313,71
06H00	470	465	475	104,20	103,09	105,31	312,60
07H00	475	470	480	105,31	104,20	106,42	315,93
08H00	475	475	480	105,31	105,31	106,42	317,03
09H00	470	478	475	104,20	105,97	105,31	315,48
10H00	470	480	480	104,20	106,42	106,42	317,03
11H00	480	486	480	106,42	107,75	106,42	320,58
12H00	470	475	475	104,20	105,31	105,31	314,82
13H00	460	470	460	101,98	104,20	101,98	308,17
14H00	460	465	460	101,98	103,09	101,98	307,06
15H00	465	465	460	103,09	103,09	101,98	308,17
16H00	475	460	460	105,31	101,98	101,98	309,27
17H00	460	460	460	101,98	101,98	101,98	305,95
18H00	465	465	465	103,09	103,09	103,09	309,27
19H00	460	460	465	101,98	101,98	103,09	307,06
20H00	465	465	465	103,09	103,09	103,09	309,27
21H00	465	470	470	103,09	104,20	104,20	311,49
22H00	465	465	465	103,09	103,09	103,09	309,27
23H00	460	470	465	101,98	104,20	103,09	309,27
24H00	470	470	465	104,20	104,20	103,09	311,49

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Para calcular los valores de potencia se asume que el factor de potencia es 0.8 y el voltaje constante e igual al nominal de generación, en este caso 480 V.

$$P_{1\phi} = \frac{V}{\sqrt{3}} I \cos \varphi \quad (2.01)$$

donde:

$P_{1\phi}$  = potencia monofásica

V = voltaje entre fases

I = corriente de línea

$\cos \varphi$  = factor de potencia (0.8)

La fórmula (2.01) sirve para calcular el valor de potencia por fase disponiendo del dato de corriente de línea medido en cualquier instante de tiempo. Como para este caso se consideran el voltaje y el factor de potencia constantes la ecuación queda así:

$$P_{1\phi} = \frac{480}{\sqrt{3}} I 0.8$$

$$P_{1\phi} = 0.2217025 I \quad (2.02)$$

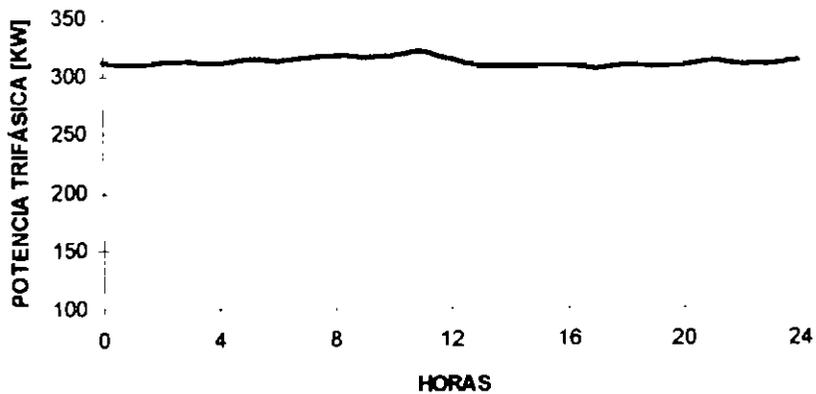
Aplicando la ecuación (2.02) se completa la tabla 2.06 con los datos de potencia en [KW].

Los datos de potencia total trifásica ratifican una subutilización de la generación, al menos en Pichincha estación central, pues solo uno de sus generadores funciona de manera permanente, mientras que el generador número 2 permanece en modo de espera por efectos de confiabilidad mas que por abastecer un posible incremento de carga.

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

La figura 2.01 presenta la curva de carga diaria con datos de potencia trifásica demandada por Pichincha estación central y muestra un ligero pico máximo de carga de 320,58 KW a las 11H00, mientras que sus generadores son capaces de proporcionar potencias nominales de 500 y 545 KW.

**CURVA DE CARGA DIARIA DE  
PICHINCHA ESTACIÓN CENTRAL  
FIGURA No 2.01**



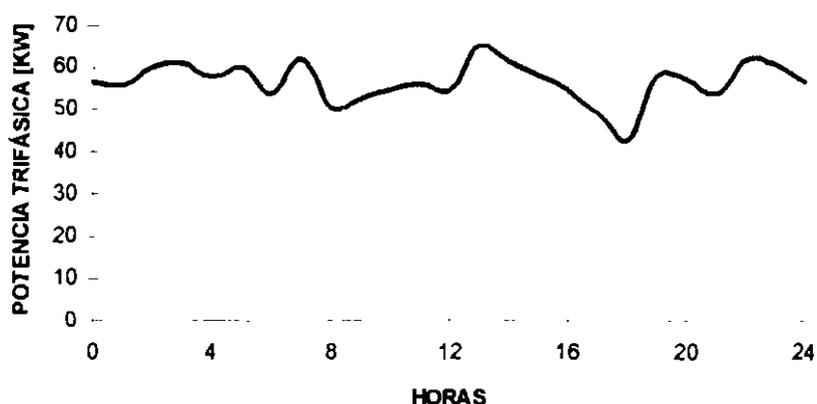
**DATOS DE CORRIENTES Y POTENCIAS  
SHUSHUQUI ESTACIÓN CENTRAL**

**TABLA No 2.07**

HORA	CORRIENTES DE FASE [A]			POTENCIAS DE FASE [KW]			POTENCIA TRIFÁSICA [KW]
	FASE 1	FASE 2	FASE 3	FASE 1	FASE 2	FASE 3	
00H00	83	88	86	18,18	19,51	19,07	56,76
01H00	83	82	86	18,40	18,18	19,07	55,65
02H00	90	88	93	19,95	19,51	20,62	60,08
03H00	92	93	90	20,40	20,62	19,95	60,97
04H00	87	84	88	19,29	18,62	19,51	57,42
05H00	91	96	83	20,17	21,28	18,40	59,86
06H00	63	86	93	13,97	19,07	20,62	53,65
07H00	88	93	98	19,51	20,62	21,73	61,85
08H00	61	84	83	13,52	18,62	18,40	50,55
09H00	76	80	81	16,85	17,74	17,96	52,54
10H00	83	82	83	18,40	18,18	18,40	54,98
11H00	87	84	83	19,29	18,62	18,40	56,31
12H00	82	82	82	18,18	18,18	18,18	54,54
13H00	99	98	98	21,95	21,73	21,73	65,40
14H00	92	93	92	20,40	20,62	20,40	61,41
15H00	88	86	88	19,51	19,07	19,51	58,09
16H00	83	82	83	18,40	18,18	18,40	54,98
17H00	77	71	74	17,07	15,74	16,41	49,22
18H00	61	67	65	13,52	14,85	14,41	42,79
19H00	82	96	83	18,18	21,28	18,40	57,86
20H00	88	84	86	19,51	18,62	19,07	57,20
21H00	61	93	88	13,52	20,62	19,51	53,65
22H00	94	90	96	20,84	19,95	21,28	62,08
23H00	91	94	90	20,17	20,84	19,95	60,97
24H00	82	88	86	18,18	19,51	19,07	56,76

**CURVA DE CARGA DIARIA  
SHUSHUQUI ESTACIÓN CENTRAL**

**FIGURA No 2.02**



En la estación central de Shushuqui la mayor demanda se alcanza alrededor de las 13H00 y las 22H00, con datos de potencia trifásica total de 65,4 KW y 62,08 KW respectivamente, entonces siendo 65 KW la máxima potencia demandada, se deduce también que existe una marcada subutilización de los dos grupos generadores de los que dispone dicha estación y que tienen una potencia nominal de 200 KW y 365 KW.

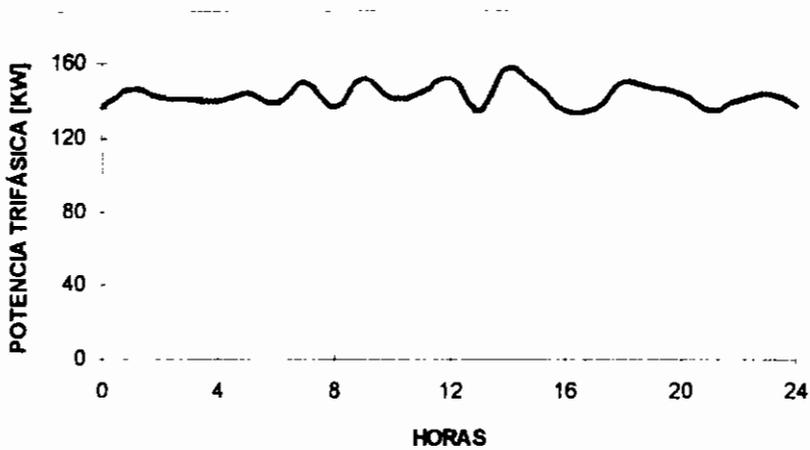
**DATOS DE CORRIENTES Y POTENCIAS  
SHUARA ESTACIÓN CENTRAL**

**TABLA No 2.08**

HCRA	CORRIENTES DE FASE [A]			POTENCIAS DE FASE [KW]			POTENCIA TRIFÁSICA [KW]
	FASE 1	FASE 2	FASE 3	FASE 1	FASE 2	FASE 3	
00H00	207	208	200	45,89	46,11	44,34	136,35
01H00	220	215	225	48,77	47,67	49,88	146,32
02H00	207	218	215	45,89	48,33	47,67	141,89
03H00	215	215	204	47,67	47,67	45,23	140,56
04H00	208	210	210	46,11	46,56	46,56	139,23
05H00	220	208	218	48,77	46,11	48,33	143,22
06H00	200	210	215	44,34	46,56	47,67	138,56
07H00	217	225	230	48,11	49,88	50,99	148,98
08H00	200	205	210	44,34	45,45	46,56	136,35
09H00	225	230	225	49,88	50,99	49,88	150,76
10H00	210	215	210	46,56	47,67	46,56	140,78
11H00	215	218	215	47,67	48,33	47,67	143,66
12H00	220	230	230	48,77	50,99	50,99	150,76
13H00	200	205	200	44,34	45,45	44,34	134,13
14H00	230	235	240	50,99	52,10	53,21	156,30
15H00	220	225	220	48,77	49,88	48,77	147,43
16H00	200	205	200	44,34	45,45	44,34	134,13
17H00	200	204	205	44,34	45,23	45,45	135,02
18H00	220	225	230	48,77	49,88	50,99	149,65
19H00	225	215	220	49,88	47,67	48,77	146,32
20H00	217	210	215	48,11	46,56	47,67	142,33
21H00	200	205	200	44,34	45,45	44,34	134,13
22H00	208	205	215	46,11	45,45	47,67	139,23
23H00	215	210	220	47,67	46,56	48,77	143,00
24H00	207	208	200	45,89	46,11	44,34	136,35

Para la estación central de Shuara la demanda máxima alcanza un valor de 156,3 KW, con estos datos de potencia trifásica demandada y con el dato de capacidad de potencia generada que es de 365 KW y 225 KW es factible deducir como resultado una subutilización de potencia generada.

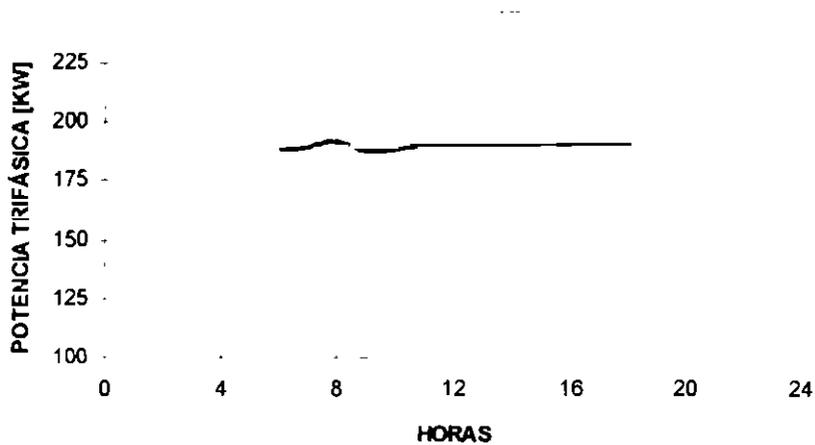
**CURVA DE CARGA DIARIA DE  
SHUARA ESTACIÓN CENTRAL  
FIGURA No 2.03**



**DATOS DE CORRIENTES Y POTENCIAS  
SHUARA POZO #5  
TABLA No 2.09**

HORA	CORRIENTES DE FASE [A]			POTENCIAS DE FASE [KW]			POTENCIA TRIFÁSICA [KW]
	FASE 1	FASE 2	FASE 3	FASE 1	FASE 2	FASE 3	
06H00	280	286	282	62,077	63,407	62,520	188,00
07H00	280	289	283	62,077	64,072	62,742	188,89
08H00	285	290	289	63,185	64,294	64,072	191,55
09H00	280	280	285	62,077	62,077	63,185	187,34
10H00	282	286	282	62,520	63,407	62,520	188,45
11H00	285	289	283	63,185	64,072	62,742	190,00
12H00	285	289	283	63,185	64,072	62,742	190,00
13H00	285	289	283	63,185	64,072	62,742	190,00
14H00	285	289	283	63,185	64,072	62,742	190,00
15H00	285	290	283	63,185	64,294	62,742	190,22
16H00	285	289	283	63,185	64,072	62,742	190,00
17H00	285	289	284	63,185	64,072	62,964	190,22
18H00	285	289	283	63,185	64,072	62,742	190,00

**CURVA DE CARGA DIARIA DE  
SHUARA POZO #5  
FIGURA No 2.04**



En este pozo el grupo electrógeno de generación no funciona las 24 horas del día por prohibición de los colonos moradores del sector, pero esto no afecta la producción de crudo, pues este pozo está en la etapa de inyección de aguas contaminadas, lo que quiere decir que se trata de un pozo muerto; de los datos disponibles se tiene que la máxima demanda de potencia se da al rededor de las 08H00, con un valor de 191,55 KW.

Teniendo disponible un generador de 500 KW de potencia nominal, se puede concluir que existe un desperdicio de recursos energéticos.

CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

**DATOS DE CORRIENTES Y POTENCIAS**

**CAMPAMENTO GUARUMO**

**TABLA No 2.10.a**

**GENERADOR No 2**

HORA	CORRIENTES DE FASE [A]			POTENCIAS DE FASE [KW]			POTENCIA TRIFÁSICA [KW]
	FASE 1	FASE 2	FASE 3	FASE 1	FASE 2	FASE 3	
00H00	354	375	385	39,24	41,57	42,68	123,49
01H00	356	382	387	39,46	42,35	42,90	124,71
02H00	276	315	313	30,59	34,92	34,70	100,21
03H00	260	308	311	28,82	34,14	34,47	97,44
04H00	261	326	322	28,93	36,14	35,69	100,76
05H00	290	344	338	32,15	38,13	37,47	107,75
06H00	319	364	350	35,36	40,35	38,80	114,51
07H00	328	374	358	36,36	41,46	39,68	117,50
08H00	386	427	397	42,79	47,33	44,01	134,13
09H00	467	520	495	51,77	57,64	54,87	164,28
10H00	485	570	560	53,76	63,19	62,08	179,02
11H00	502	570	516	55,65	63,19	57,20	176,03
12H00	493	522	492	54,65	57,86	54,54	167,05
13H00	557	586	615	61,74	64,96	68,17	194,88
14H00	613	654	672	67,95	72,50	74,49	214,94
15H00	582	651	660	64,52	72,16	73,16	209,84
16H00	593	630	660	65,73	69,84	73,16	208,73
17H00	607	607	635	67,29	67,29	70,39	204,96
18H00	521	556	578	57,75	61,63	64,07	183,46
19H00	458	529	524	50,77	58,64	58,09	167,50
20H00	470	550	560	52,10	60,97	62,08	175,15
21H00	436	478	490	48,33	52,99	54,32	155,64
22H00	376	396	421	41,68	43,90	46,67	132,25
23H00	345	392	384	38,24	43,45	42,57	124,26
24H00	354	375	385	39,24	41,57	42,68	123,49

CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

**DATOS DE CORRIENTES Y POTENCIAS**

**CAMPAMENTO GUARUMO**

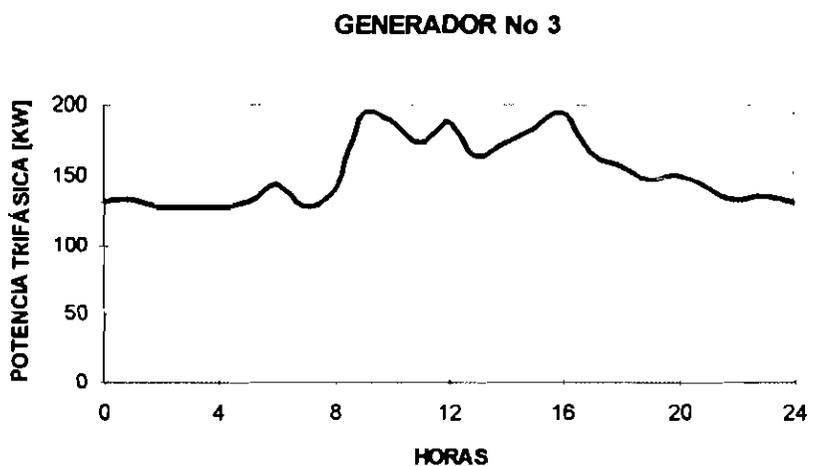
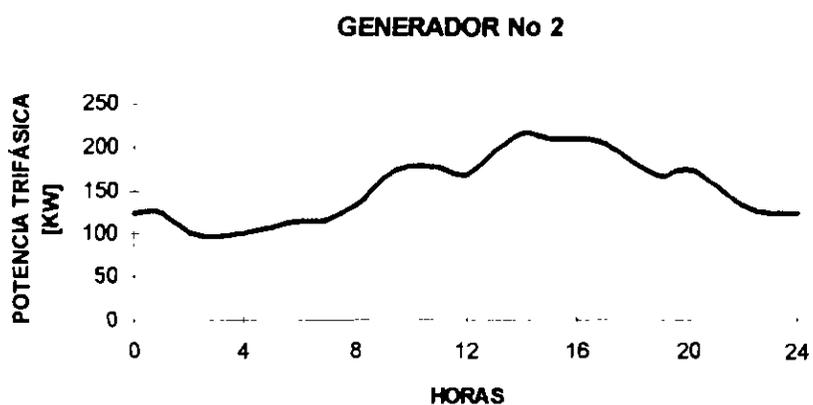
**TABLA No 2.10.b**

**GENERADOR No 3**

HORA	CORRIENTES DE FASE [A]			POTENCIAS DE FASE [KW]			POTENCIA TRIFÁSICA [KW]
	FASE 1	FASE 2	FASE 3	FASE 1	FASE 2	FASE 3	
00H00	388	376	420	43,01	41,68	46,56	131,25
01H00	393	385	418	43,56	42,68	46,34	132,58
02H00	387	350	405	42,90	38,80	44,89	126,59
03H00	380	360	407	42,12	39,91	45,12	127,15
04H00	367	372	409	40,68	41,24	45,34	127,26
05H00	386	376	421	42,79	41,68	46,67	131,14
06H00	408	420	470	45,23	46,56	52,10	143,88
07H00	357	372	430	39,57	41,24	47,67	128,48
08H00	383	420	455	42,46	46,56	50,44	139,45
09H00	515	613	618	57,09	67,95	68,51	193,55
10H00	506	575	624	56,09	63,74	69,17	189,00
11H00	508	492	560	56,31	54,54	62,08	172,93
12H00	466	600	625	51,66	66,51	69,28	187,45
13H00	449	480	550	49,77	53,21	60,97	163,95
14H00	455	514	600	50,44	56,98	66,51	173,93
15H00	569	524	562	63,07	58,09	62,30	183,46
16H00	528	610	610	58,53	67,62	67,62	193,77
17H00	455	478	559	50,44	52,99	61,97	165,39
18H00	454	454	498	50,33	50,33	55,20	155,86
19H00	448	412	465	49,66	45,67	51,55	146,88
20H00	440	428	475	48,77	47,44	52,65	148,87
21H00	419	400	446	46,45	44,34	49,44	140,23
22H00	396	381	415	43,90	42,23	46,00	132,13
23H00	398	388	433	44,12	43,01	48,00	135,13
24H00	388	376	420	43,01	41,68	46,56	131,25

**CURVAS DE CARGA DIARIA DEL  
CAMPAMENTO GUARUMO**

**FIGURA No 2.05.a**



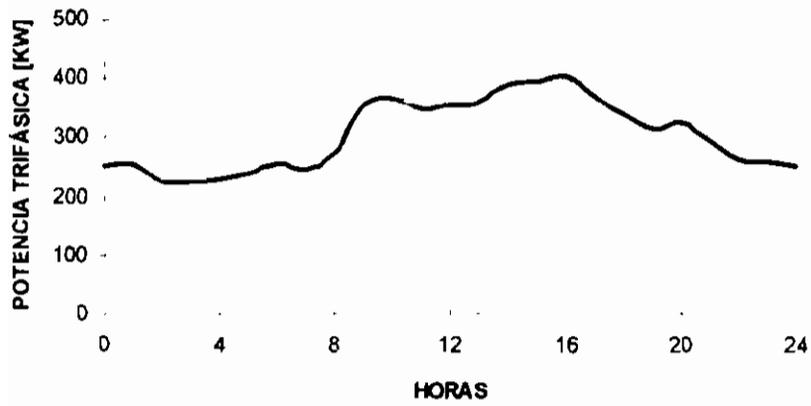
## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Es fácil notar que estas curvas de carga ya presentan variaciones mayores que las que se ven en los casos antes mencionados, y es justificable, pues se trata de un campamento, donde el comportamiento tiende a ser idéntico al que se tiene en un sector residencial común y corriente pero con un ligero defasaje de la hora pico.

Aunque los grupos electrógenos operan en paralelo, existe cierta diferencia en el compartimiento de potencia, pero la potencia máxima alcanzada en la hora pico indica que existe subutilización del sistema de generación, pues el generador 2 tiene una potencia nominal de 500 KW y su demanda es de 214 KW a las 14H00, igualmente el generador 3 que cuenta con una potencia nominal de 365 KW tiene que abastecer una demanda de 193,77 KW a las 16H00, y si tomamos en cuenta que por cuestiones de confiabilidad existe en modo de espera otro generador de 365 KW, la conclusión es obvia aunque estos grupos generan a 240 V y este hecho implique mayores inversiones al momento de agruparlos en una estación centralizada de generación, y esto solo en el caso de que sea absolutamente necesario su empleo en la nueva central, pues la tendencia es dirigida a la utilización de grupos con características similares y que por lo tanto impliquen menores gastos de inversión.

La curva de carga total del campamento representada en la figura 2.05.b da una mejor idea de la carga pico y la hora a la que se produce dicha demanda.

**CURVA DE CARGA DIARIA TOTAL DEL  
CAMPAMENTO GUARUMO  
FIGURA 2.05.b**



**DATOS DE CORRIENTES Y POTENCIAS  
SECOYA ESTACIÓN CENTRAL**

**TABLA No 2.11.a  
GENERADOR No 1**

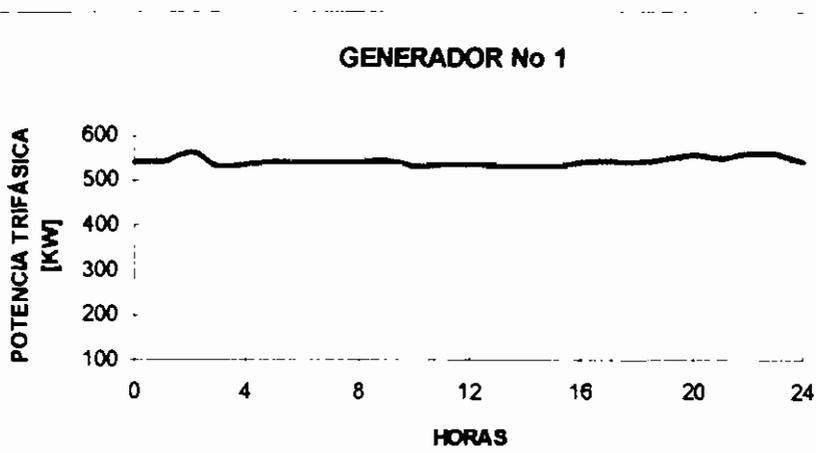
HORA	CORRIENTES DE FASE [A]			POTENCIAS DE FASE [KW]			POTENCIA TRIFÁSICA [KW]
	FASE 1	FASE 2	FASE 3	FASE 1	FASE 2	FASE 3	
00H00	820	840	780	181,80	186,23	172,93	540,95
01H00	820	840	780	181,80	186,23	172,93	540,95
02H00	850	880	810	188,45	195,10	179,58	563,12
03H00	800	820	770	177,36	181,80	170,71	529,87
04H00	810	820	780	179,58	181,80	172,93	534,30
05H00	820	830	785	181,80	184,01	174,04	539,85
06H00	835	825	780	185,12	182,90	172,93	540,95
07H00	840	820	770	186,23	181,80	170,71	538,74
08H00	810	830	795	179,58	184,01	176,25	539,85
09H00	800	840	820	177,36	186,23	181,80	545,39
10H00	800	830	770	177,36	184,01	170,71	532,09
11H00	800	830	780	177,36	184,01	172,93	534,30
12H00	800	830	780	177,36	184,01	172,93	534,30
13H00	800	830	770	177,36	184,01	170,71	532,09
14H00	800	830	770	177,36	184,01	170,71	532,09
15H00	800	830	770	177,36	184,01	170,71	532,09
16H00	810	840	780	179,58	186,23	172,93	538,74
17H00	820	850	790	181,80	188,45	175,14	545,39
18H00	800	830	800	177,36	184,01	177,36	538,74
19H00	840	860	790	186,23	190,66	175,14	552,04
20H00	840	870	810	186,23	192,88	179,58	558,69
21H00	840	860	790	186,23	190,66	175,14	552,04
22H00	840	860	820	186,23	190,66	181,80	558,69
23H00	840	860	820	186,23	190,66	181,80	558,69
24H00	820	840	780	181,80	186,23	172,93	540,95

**DATOS DE CORRIENTES Y POTENCIAS**  
**SECOYA ESTACIÓN CENTRAL**  
**TABLA No 2.11.b**  
**GENERADOR No 2**

HORA	CORRIENTES DE FASE [A]			POTENCIAS DE FASE [KW]			POTENCIA TRIFÁSICA [KW]
	FASE 1	FASE 2	FASE 3	FASE 1	FASE 2	FASE 3	
00H00	860	800	800	190,66	177,36	177,36	545,39
01H00	860	800	800	190,66	177,36	177,36	545,39
02H00	890	820	830	197,32	181,80	184,01	563,12
03H00	840	770	780	186,23	170,71	172,93	529,87
04H00	840	780	780	186,23	172,93	172,93	532,09
05H00	845	790	790	187,34	175,14	175,14	537,63
06H00	830	785	795	184,01	174,04	176,25	534,30
07H00	835	785	800	185,12	174,04	177,36	536,52
08H00	815	780	805	180,69	172,93	178,47	532,09
09H00	800	780	800	177,36	172,93	177,36	527,65
10H00	780	810	780	172,93	179,58	172,93	525,43
11H00	780	815	780	172,93	180,69	172,93	526,54
12H00	790	800	780	175,14	177,36	172,93	525,43
13H00	800	800	780	177,36	177,36	172,93	527,65
14H00	800	800	790	177,36	177,36	175,14	529,87
15H00	780	810	790	172,93	179,58	175,14	527,65
16H00	800	820	800	177,36	181,80	177,36	536,52
17H00	820	840	810	181,80	186,23	179,58	547,61
18H00	800	830	820	177,36	184,01	181,80	543,17
19H00	870	800	810	192,88	177,36	179,58	549,82
20H00	880	820	830	195,10	181,80	184,01	560,91
21H00	880	810	820	195,10	179,58	181,80	556,47
22H00	880	830	830	195,10	184,01	184,01	563,12
23H00	880	820	820	195,10	181,80	181,80	558,69
24H00	860	800	800	190,66	177,36	177,36	545,39

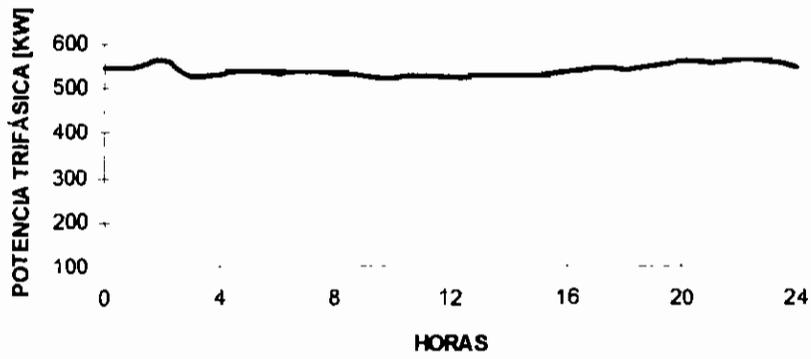
**CURVAS DE CARGA DIARIA  
SECOYA ESTACIÓN CENTRAL**

**FIGURA No 2.06.a**



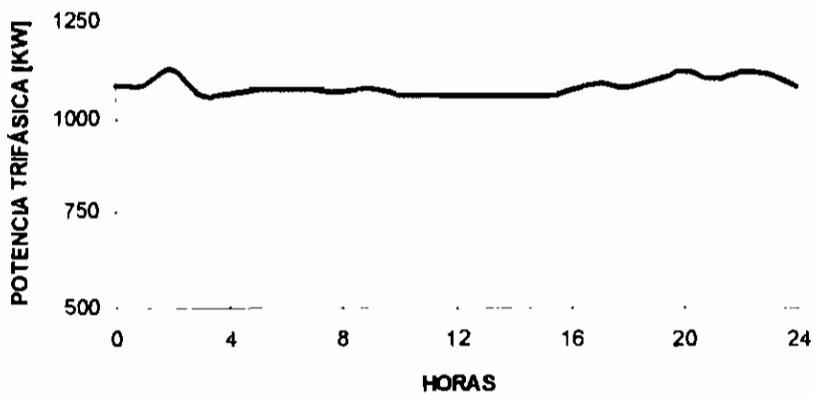
**FIGURA 2.06.b**

**GENERADOR No 2**



**CURVA DE CARGA DIARIA TOTAL DE  
SECOYA ESTACIÓN CENTRAL**

**FIGURA 2.06.c**



## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Pese a que Secoya estación central tiene como parte de su carga al campamento de su mismo nombre, la curva de carga diaria no presenta variaciones marcadas como la del campamento Guarumo, y esto se justifica por la magnitud de la carga de la estación propiamente dicha, dado que cada uno de estos generadores tienen una potencia nominal de 700 KW, y tomando el pico máximo de demanda de potencia que es de 558,7 KW para el generador 1 y de 560,9 KW para el generador 2, se concluye que todavía existe disponible una cierta potencia y que puede ser aprovechada al implementar el nuevo sistema de distribución y con más razón si trabajasen en paralelo los demás generadores disponibles en la estación, tomando en cuenta lo que se dijo anteriormente de que este es el sitio con mayores posibilidades de ser el centro de generación del sistema.

La descripción del área se complementa con los datos de distancias entre los puntos más importantes, tales como estaciones, campamentos y ciertos pozos; en el campo Libertador es donde más carreteras existen, siendo factible llegar de un punto a otro en algunos casos por dos carreteras diferentes, teniendo cada una de estas su propia ventaja y razón de ser. Para el estudio interesan básicamente dos aspectos, longitudes de carreteras y accidentes geográficos de cada una de ellas; el segundo aspecto es irrelevante en este caso, pues el área es de tipo homogénea en su geografía, es decir que los accidentes geográficos que puedan existir en el derecho de vía de una carretera, existen también en la vía alternativa.

La tabla 2.12 presenta un resumen de distancias entre los puntos más importantes del Área Libertador.

**DISTANCIAS EN Km. ENTRE LOS PUNTOS DE MAYOR IMPORTANCIA  
DENTRO DEL ÁREA LIBERTADOR**

**TABLA No 2.12**

	FRT	TAP	TTT	PCY. #4	PCY. #5	SSQ	SEC	SHU	SHU.#5	SHU.#10	SHU.#11	PIC	GRMO	CUY.C.	CUY.E.	SSH	V.H.R.
V.H.R.	167,7	161,1	155	140,9	147,7	140,9	133	137,3	131	134,6	130,8	127	123	58	56	38	0
SANSAHUARI	129,7	123,1	117	102,9	109,7	102,9	95	99,3	93	96,6	92,8	89	85	20	18	0	
CUY. EST.	11,7	105,1	99	84,9	91,7	84,9	77	81,3	75	78,6	74,8	71	67	2	0		
CUY. CAMP.	109,7	103,1	97	82,9	89,7	82,9	75	79,3	73	76,6	72,8	69	65	0			
GUARUMO	44,7	38,1	32	17,9	24,7	17,9	10	14,3	8	11,6	7,8	4	0				
PICHINCHA	40,7	34,1	28	13,9	20,7	13,9	6	10,3	4	7,6	3,8	0					
SHUARAWI	39	32,4	27,3	11,5	19	12,2	6,2	4,5	1,6	5,2	0						
SHUARAWI#10	33,8	27,2	21,1	5,3	13,8	7	5	0,7	3,6	0							
SHUARAW#5	37,4	30,8	24,7	8,9	13,5	10,6	4,6	2,9	0								
SHUARA	34,5	27,9	21,8	6	14,5	7,7	4,1	0									
SECOYA	34,7	28,1	23	10,3	14,7	7,9	0										
SHUSHUQUI	26,8	20,2	14,1	7,1	6,8	0											
PCY. #5	23,2	16,6	10,5	13,9	0												
PCY. #4	33,9	27,3	21,2	0													
TETETE	12,7	6,1	0														
TAPI	6,6	0															
FRONTERA	0																

## **2.1 DISEÑO Y ANÁLISIS TÉCNICO DEL NUEVO SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN**

Una vez obtenida la demanda de potencia actual de cada uno de los puntos importantes del campo Libertador, el paso siguiente es la proyección de la misma, todo en base a ciertos parámetros que arroja el análisis del tipo de yacimiento; el cambio de método de extracción es el principal factor de incidencia en la proyección de demanda, ya que la carga debida a estaciones de producción, centrales de captación y campamentos no tienen un incremento notorio, y podría decirse que es casi nulo, ya que por ejemplo el incremento de demanda de potencia de una estación de producción o una estación de captación se verán directamente afectadas solo si se hicieran nuevos descubrimientos de yacimientos petroleros, pues sin importar el método de extracción actual, estos centros están ya con las debidas instalaciones, que son capaces de controlar la actual producción del campo o área a la que prestan servicio, de igual manera sucede con los campamentos, los cuales ya tienen una infraestructura con capacidad límite, por tanto basados en parámetros estadísticos de demanda de potencia, cuando el campamento estuvo ocupado en el 100% de sus instalaciones, la proyección de demanda de potencia estará perfectamente bien definida; esto es fácil para el campamento Guarumo, pues cuando pertenecía a CEPE, este era el campamento más importante de la corporación, estando así sus instalaciones ocupadas en su totalidad, más tarde al darse la fusión de empresas, todo el personal de jefatura pasó a radicar en Lago Agrio, quedando así el campamento sobredimensionado para la cantidad de trabajadores que actualmente radican allí.

Según el análisis de la situación actual del Área Libertador los datos de demanda de potencia que servirán para su proyección se resumen en la siguiente tabla.

**DEMANDA DE POTENCIA DEL****ÁREA LIBERTADOR****TABLA No 2.13**

<b>ESTACIÓN, CAMPAMENTO O POZO</b>	<b>DEMANDA DE POTENCIA [KW]</b>
FRONTERA	27
CUYABENO ESTACIÓN CENTRAL	610
CUYABENO CAMPAMENTO	190
PACAYACU #4	46
PACAYACU #5	64
PICHINCHA	320
SANSAHUARI	75
SHUARA	156
SHUARA #5	192
SHUARA #10	92
SHUARA #11	58
SECOYA	1.126
SHUSHUQUI	65
TAPI	14
V.H.R. ESTACIÓN CENTRAL	95
V.H.R. CAMPAMENTO	56
GUARUMO CAMPAMENTO	403
TETETE	280
<b>TOTAL</b>	<b>3.869</b>

CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Otra información que será de mucha utilidad para establecer la demanda de potencia es aquella que indique, ¿cuántos pozos se hallan actualmente en plena producción?, ¿dónde se hallan ubicados? y ¿cuál es el método de extracción empleado en cada uno de ellos?.

**MÉTODO DE EXTRACCIÓN DE LOS POZOS  
DEL ÁREA LIBERTADOR  
TABLA No 2.14**

<b>ÁREA LIBERTADOR</b>				
<b>BOMBEO HIDRÁULICO</b>	<b>GAS LIFT</b>	<b>BOMBEO MECÁNICO</b>	<b>BOMBEO ELÉCTRICO</b>	<b>FLUJO NATURAL</b>
TTT-11 CUY-2	PIC-5 SHU-15	SEC-25	PRH-5	FRT-1
TAP-1 CUY-3	*PIC-6 PIC-8	*SHU-22	PCY-5	FRT-2
*TAP-2 *CUY-5	PIC-7 SHU-12	*SSQ-2	SHU-11	FRT-3
TAP-4 CUY-6	PIC-9 SEC-1	*SSQ-11	SHU-10	FRT-4B
TAP-5 CUY-7	*PIC-11 SEC-6	*SSQ-9	PCY-4	*SHU-2
TTT-1 CUY-8	*PIC-12 SEC-20	*SHU-21		SEC-11
*TTT-3 CUY-9	SEC-2 SEC-21	VHR-5		FRT-5
*TTT-4 CUY-10	SEC-3 *PIC-10	VHR-9		PIC-2
TTT-7 CUY-11	SEC-4 *SHU-3	VHR-14		SNG-1
*TTT-8 CUY-14	SEC-5 SHU-16			VHR-1
*TTT-9 CUY-15	*SEC-7 CRB-6			VHR-2
TTT-10 CUY-16	SEC-10 SEC-8			VHR-3
TTT-12 CUY-17	*SEC-12 PIC-3			VHR-4
ATA-1 CUY-19	*SEC-13 SSQ-14			VHR-6
ATA-2 SSH-2	SEC-14 *SSQ-12			VHR-7
ATA-4 *SSH-3	SEC-15 SSQ-6			VHR-8
PCY-1 SSH-4	SEC-16 SHU-25			SSH-11
*PCY-2 SSH-5	SEC-17 *SHU-18			VHR-11
PCY-3 SSH-6	SEC-18 *SHU-17			CUY-23
*SSQ-4 SSH-7	SEC-19 SHU-14			
*PBL-1 *SSH-8	SEC-22 SHU-13			
*SSQ-15 SSH-9	*SEC-23 *SHU-8			
TAP-6 SSH-10	*SEC-24 SHU-6			
PRH-1 CUY-20	*SEC-26 SHU-4			
PRH-4 CUY-21	SEC-27			
SSQ-16 SSQ-17				
SSQ-1 SSQ-13				
SSQ-5B				

**SIMBOLOGÍA:**

TIT- TETETE  
TAP- TAPI  
ATA- ATACAPI  
PCY- PACAYACU  
SSQ- SHUSHUQUI  
PRH- PARAHUACO  
PIC- PICHINCHA  
SEC- SECOYA  
SHU- SHUARA  
CRB- CARABOBO

FRT- FRONTERA  
CUY- CUYABENO  
SSH- SANSARIUARI  
VHR- V.H.R.  
SNG- SINGUE  
\* POZOS FUERA DE SERVICIO

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

De la tabla 2.14 se concluye que son 137 pozos los que existen en el Área Libertador, distribuidos en los diferentes campos y que emplean diferentes métodos de extracción; de este gran total, 33 pozos se hallan actualmente fuera de servicio, quedando así en producción 104 pozos distribuidos de la siguiente manera:

Cinco pozos en el campo Frontera todos con flujo natural.

El campo Tetete-Tapi cuenta con 9 pozos con bombeo hidráulico.

El campo Cuyabeno tiene a su haber 15 pozos con bombeo hidráulico y 1 con flujo natural.

El campo VHR dispone de 3 pozos con bombeo mecánico y 8 pozos con flujo natural.

Finalmente está el campo Libertador que cuenta con 7 pozos con bombeo hidráulico, 34 pozos con método de extracción por inyección de gas (gas lift), 1 con bombeo mecánico, 4 con bombeo eléctrico y 2 con flujo natural.

El total de pozos aquí anotados es de 98, los 6 pozos activos restantes no están tomados en cuenta para el diseño, pues pese a que pertenecen al Área Libertador, por estar situados cerca al Sistema Eléctrico Interconectado de Petroproducción (S.E.I.P.), tomarán la energía necesaria de este sistema por medio de ramales de distribución que se encargan de energizar las zonas de Atacapi y Parahuaco, zonas a las que pertenecen estos 6 pozos.

La potencia promedio requerida por un pozo que funciona con bombeo eléctrico es de 80 KW, la situación más crítica será cuando todos los pozos de cada uno de los campos requieran de este método de extracción de crudo, por ejemplo en el Campo Libertador de los 48 pozos existentes, 44 todavía no utilizan método de bombeo eléctrico, de llegarse a este extremo, la potencia adicional requerida será de 3.520 KW, pero no siempre se llega al bombeo eléctrico.

Es sabido que la proyección de demanda en un sistema eléctrico puede realizarse en base a

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

dos factores: una estadística del incremento de demanda hasta la actualidad y en base a un plan de desarrollo eléctrico en el cuál se contemplan las necesidades a corto, mediano y largo plazo.

Desafortunadamente no existen datos estadísticos que indiquen el crecimiento cronológico de la demanda en el Sistema Eléctrico de Petroproducción desde sus inicios; al no contar con esta información, se torna casi imposible dar una tendencia de desarrollo de la demanda en base únicamente a restricciones de tipo técnico, económico, climático e incluso político.

Por otro lado nunca ha existido un plan de desarrollo eléctrico que permita proyectar la demanda en base a políticas de desarrollo empresarial; de las ideas de planificación, la única que se ha llevado a cabo ha sido la de integración eléctrica y de la cuál forma parte el presente estudio, el mismo que se desarrolla actualmente a cargo del Departamento de Mantenimiento Eléctrico de Petroproducción.

Con estas aclaraciones se puede concluir cuán difícil resulta la realización de la proyección de la demanda que obedezca a ciertas normas y leyes de tipo matemático, por lo tanto para poder tener una idea del incremento de demanda que se tendrá para mañana, es necesario preguntarse hoy, ¿Cuál es la tendencia a utilizar sistemas de bombeo eléctrico?, ¿Cuántos pozos con bombas eléctricas sumergibles se instalarán en los próximos cinco años?, ¿Qué estaciones y nuevos proyectos están contemplados para los próximos cinco años?, etc.

En conclusión cualquier tipo de especulación resultará contradictoria tarde o temprano, sin embargo en lo único que puede basarse una proyección de demanda es en el hecho de que en 1994 se demostró que la reserva de energía que debía tener el Sistema Interconectado

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

era del 30% de la potencia de generación instalada en aquel entonces, este análisis fue hecho para el Sistema Interconectado de Petroproducción al cual se deben integrar todos los sistemas aislados.

Este valor del 30% de reserva ha sido adoptado para todos los sistemas eléctricos dentro del Área de Petroproducción; en el presente estudio esta reserva esta destinada para los cambios de cualquier tipo de levantamiento artificial o flujo natural a bombeo eléctrico, aunque este requerimiento debería estar directamente relacionado con el número de pozos que cambian su método de extracción al de bombeo eléctrico cada año.

El problema de reinyección de aguas contaminadas queda resuelto si se toma en cuenta que al cerrar un pozo cuyo método de extracción era por bombeo eléctrico, la misma potencia ahora será utilizada para el funcionamiento de las bombas de reinyección.

Las tablas expuestas a continuación, ratifican que no existe un factor común entre los pozos que emplean bombeo eléctrico al menos en lo que a producción diaria se refiere, lo que demuestra cuán difícil resulta decidir cuantos y cuales pozos utilizarán el método de extracción por bombeo eléctrico en los próximos años.

**PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE CADA UNO DE LOS  
POZOS DEL ÁREA LIBERTADOR  
TABLA No 2.15**

<b>ESTACIÓN PACAYACU</b>			
<b>NÚMERO DE POZO</b>	<b>PRODUCCIÓN REAL</b>		
	<b>BFPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>BAPD</b>
1	476	102	374
3	299	230	69
4	873	872	1
5	776	388	388
<b>TOTAL</b>	<b>2424</b>	<b>1592</b>	<b>832</b>

CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

<b>ESTACIÓN PICHINCHA</b>			
<b>NÚMERO DE POZO</b>	<b>PRODUCCIÓN REAL</b>		
	<b>BFPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>BAPD</b>
2	1.117	1.095	22
3	374	254	120
5	2.640	2.561	79
7	1.842	1.621	221
8	1.935	1.122	813
9	1.810	543	1.267
CARABOBO 6	910	273	637
<b>TOTAL</b>	<b>10.628</b>	<b>7.469</b>	<b>3.159</b>

<b>ESTACIÓN SECOYA</b>			
<b>NÚMERO DE POZO</b>	<b>PRODUCCIÓN REAL</b>		
	<b>BFPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>BAPD</b>
1	2.038	917	1.121
2	1.145	412	733
3	2.081	2.081	0
4	1.297	454	843
5	2.623	2.623	0
6	2.153	2.153	0
8	2.002	1.986	16
10	1.872	1.498	374
11	1.985	1.787	198
14	1.856	1.392	464
15	2.228	1.894	334
16	2.047	2.047	0
17	1.444	1.083	361
18	1.966	885	1.081
19	846	846	0
20	1.669	835	834
21	1.771	1.771	0
22	852	852	0
25	71	70	1
27	1.109	610	499
<b>TOTAL</b>	<b>33.055</b>	<b>26.196</b>	<b>6.859</b>

CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

<b>ESTACIÓN CUYABENO</b>			
<b>NÚMERO DE POZO</b>	<b>PRODUCCIÓN REAL<sup>1</sup></b>		
	<b>BFPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>BAPD</b>
2	1.388	958	430
3	1.716	1.232	484
6	654	650	4
7	686	339	347
8	1.758	1.026	732
9	660	650	10
10	1.042	562	480
11	500	426	74
14	956	844	112
15	1.328	268	1.060
16	857	461	396
17	502	255	247
19	575	481	94
20	1.984	605	1.379
21	2.194	1.150	1.044
23	772	752	20
<b>TOTAL</b>	<b>17.572</b>	<b>10.659</b>	<b>6.913</b>

<sup>1</sup> BFPD = Barriles de fluido por día  
 BPPD = Barriles de petróleo por día  
 BAPD = Barriles de agua por día

CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

<b>ESTACIÓN SANSAHUARI</b>			
<b>NÚMERO DE POZO</b>	<b>PRODUCCIÓN REAL</b>		
	<b>BFPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>BAPD</b>
2	1.506	732	774
4	1.428	447	981
5	794	389	405
6	470	276	194
7	782	15	767
9	619	612	7
10	790	770	20
11	586	352	234
SINGUE 1	346	104	242
<b>TOTAL</b>	<b>7.321</b>	<b>3.697</b>	<b>3.624</b>

<b>ESTACIÓN SHUSHUQUI</b>			
<b>NÚMERO DE POZO</b>	<b>PRODUCCIÓN REAL</b>		
	<b>BFPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>BAPD</b>
1	-	-	-
5B	1.267	634	633
6	729	729	0
13	980	414	566
14	1.074	430	644
16	1.125	440	685
17	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>5.175</b>	<b>2.647</b>	<b>2.528</b>

CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

<b>ESTACIÓN V.H.R.</b>			
<b>NÚMERO DE POZO</b>	<b>PRODUCCIÓN REAL</b>		
	<b>BFPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>BAPD</b>
1	1.085	1.047	38
2	896	627	269
3	638	447	191
4	888	533	355
5	892	223	669
6	963	433	530
7	550	110	440
8	485	412	73
9	504	464	40
11	560	559	1
14	912	456	456
<b>TOTAL</b>	<b>8.373</b>	<b>5.311</b>	<b>3.062</b>

<b>ESTACIÓN SHUARA</b>			
<b>NÚMERO DE POZO</b>	<b>PRODUCCIÓN REAL</b>		
	<b>BFPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>BAPD</b>
4	1.791	1.110	681
6	1.124	1.124	0
10	671	268	403
11	2.034	814	1.220
12	2.151	2.149	2
13	1.308	209	1.099
16	1.478	1.138	340
25	823	741	82
<b>TOTAL</b>	<b>11.380</b>	<b>7.553</b>	<b>8.227</b>

### **2.1.1 RED DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN CENTRALIZADA DEL ÁREA LIBERTADOR.**

El sobredimensionamiento de un 30% de la actual generación de potencia se aplica sobre el gran total de potencia de generación disponible en determinado Campo, por ejemplo de la tabla 2.01 se tiene que para el Campo Libertador la reserva deberá ser 30% de 7520 KW que son generados por 20 grupos electrógenos dispersos por todo el campo.

Considerando que 80 KW es el promedio de potencia utilizada por cada pozo con bombeo eléctrico, los 2256 KW de potencia de reserva alcanzan para el funcionamiento de 28 pozos, cifra mas que satisfactoria según personas de experiencia que trabajan en el campo petrolero y específicamente en el Departamento de Mantenimiento Eléctrico, con lo cuál queda satisfecha la proyección de demanda para los próximos 19 años.

Para saber donde proyectar esta disponibilidad de potencia en el nuevo sistema de distribución del Área Libertador, a continuación se exponen en la tabla 2.16 los datos de proyección de la producción de petróleo proporcionados por una comisión interinstitucional, además se expondrán también mapas de los diferentes campos del Área con la ubicación exacta de carreteras y pozos con especificación del método de extracción empleado en cada uno de ellos.

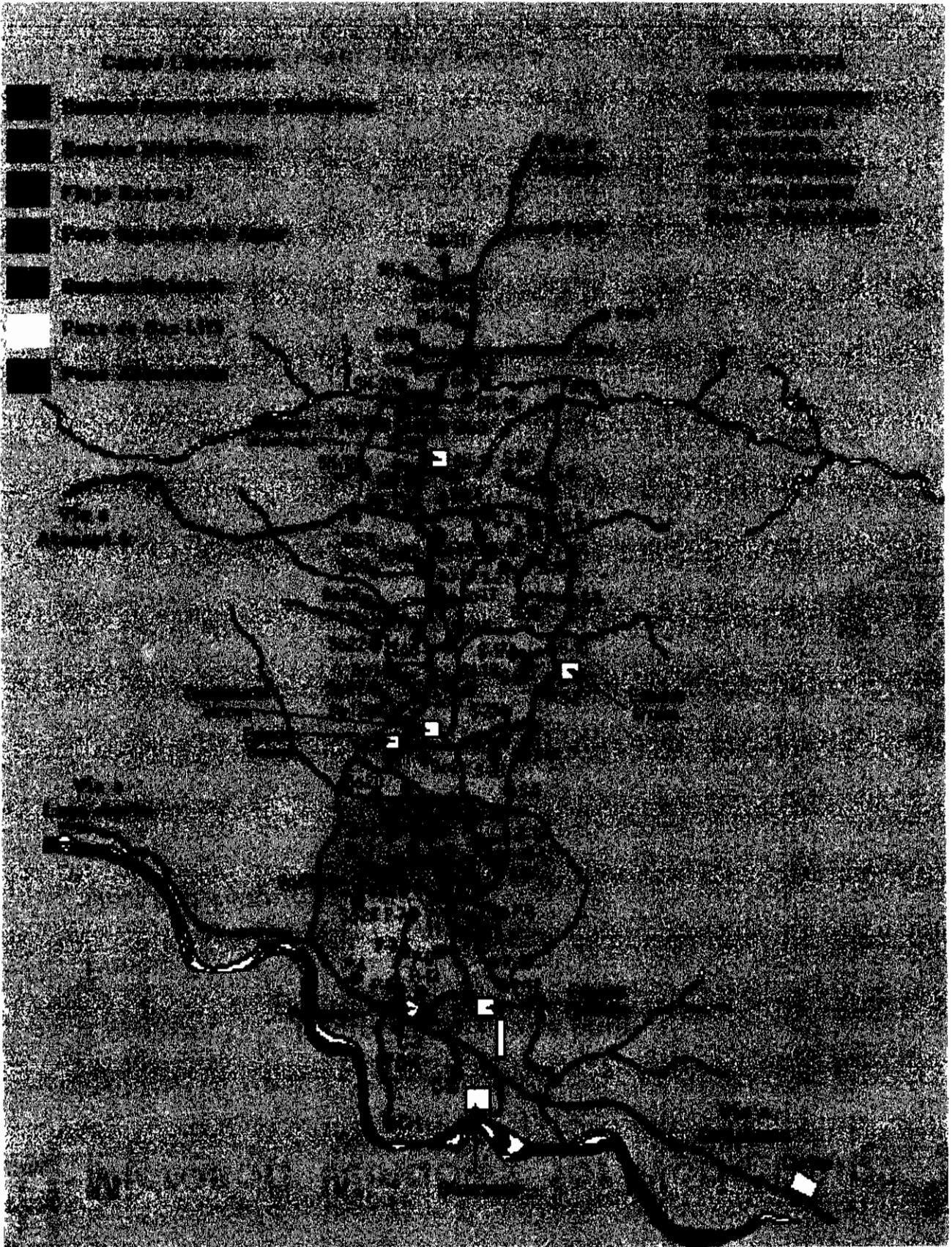
Es claro que las líneas de distribución de energía pasarán por los sitios donde se hallan ubicadas las estaciones, campamentos y pozos.

**PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO  
DEL ÁREA LIBERTADOR  
PERÍODO 1997 - 2016  
TABLA No 2.16**

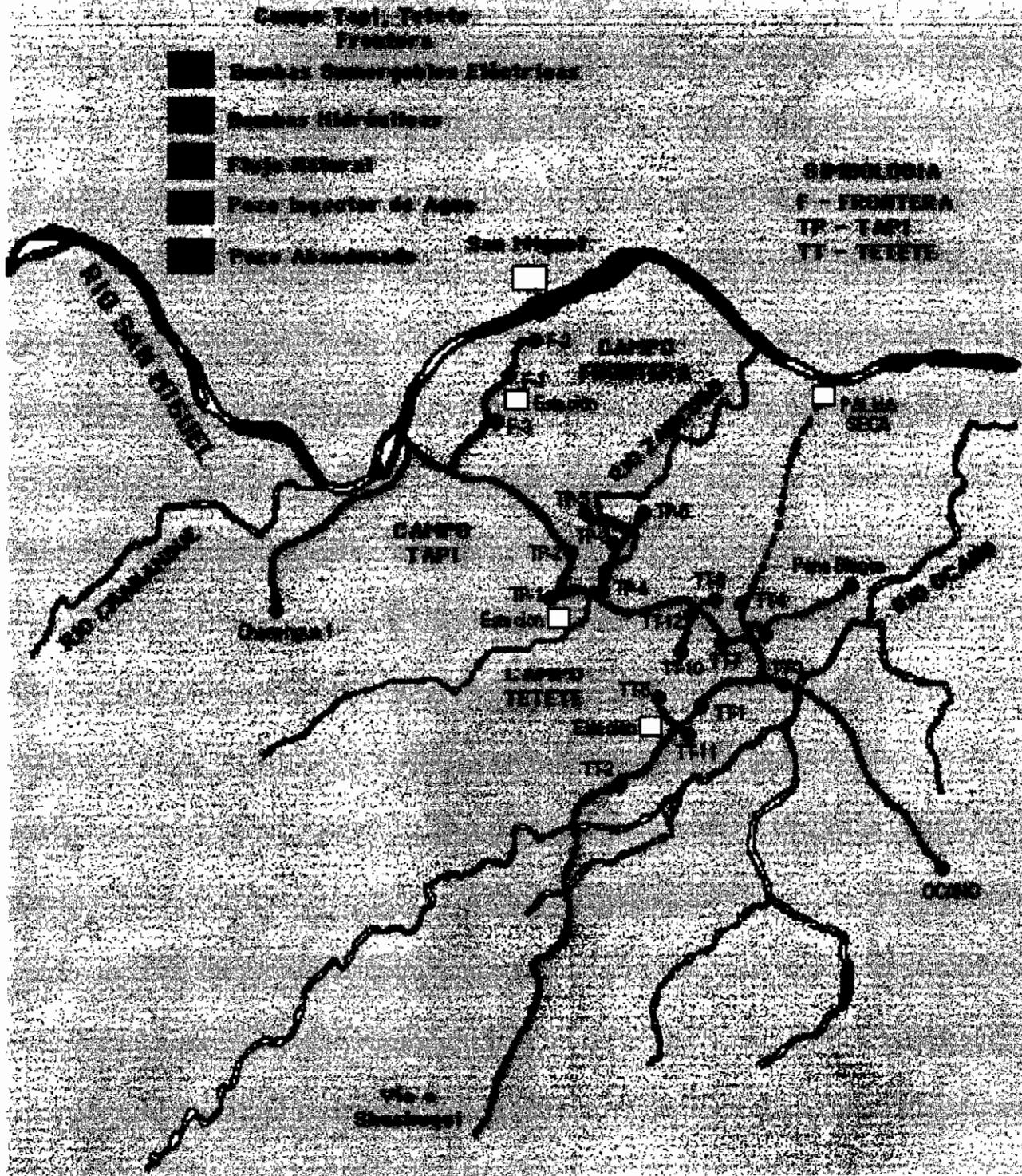
CAMPO	RESERVAS AL 31/12/98 BLS	1997 BPPD	1998 BPPD	1999 BPPD	2000 BPPD	2001 BPPD	2002 BPPD	2003 BPPD	2004 BPPD	2005 BPPD	2006 BPPD
LIBERTADOR	143'482.005	47.000	61.400	47.000	47.000	36.080	28.686	24.280	18.893	16.318	13.376
TTT-TAP	8'327.861	3.900	3.900	3.116	2.555	2.095	1.718	1.409	1.155	947	700
CUY-SSH	46'015.907	12.000	12.000	12.000	10.580	10.000	9.000	8.010	7.129	6.345	5.647
VHR	20'689.846	6.500	6.500	6.500	4.850	4.455	4.010	3.609	3.248	2.923	2.631
SINGUE	1'650.080	100	200	200	300	300	300	284	289	282	277
FRONTERA	9'430.484	3.500	3.800	3.800	4.000	3.200	2.560	2.046	1.500	800	600
P. BLANCA	783.010	100	100	100	100	80	70	60	50	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>229'379.202</b>	<b>72.100</b>	<b>76.800</b>	<b>69.465</b>	<b>69.465</b>	<b>56.210</b>	<b>47.244</b>	<b>39.700</b>	<b>32.264</b>	<b>27.616</b>	<b>23.231</b>

CAMPO	2007 BPPD	2008 BPPD	2009 BPPD	2010 BPPD	2011 BPPD	2012 BPPD	2013 BPPD	2014 BPPD	2015 BPPD	2016 BPPD	TOTAL BLS EXPLOTADOS	RESERVA FUTURA BLS
LIBERTADOR	10.999	9.894	7.375	6.049	4.959	4.066	3.345	2.734	2.242	1.839	139'585.125	3'896.880
TTT-TAP	500	400	300	248	0	0	0	0	0	0	8'338.966	9.104
CUY-SSH	5.028	4.473	3.981	3.543	3.153	2.808	2.498	2.223	1.500	1.000	44'858.310	159.587
VHR	2.388	2.131	1.918	1.726	1.553	1.396	1.258	1.000	1.000	0	20'667.470	2.375
SINGUE	271	266	260	255	250	245	240	100	0	0	1'612.935	37.155
FRONTERA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9'419.920	10.564
P. BLANCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	240.900	542.110
<b>TOTAL</b>	<b>19.154</b>	<b>16.164</b>	<b>13.834</b>	<b>11.819</b>	<b>9.915</b>	<b>8.515</b>	<b>7.341</b>	<b>6.057</b>	<b>4.742</b>	<b>2.638</b>	<b>224'739.625</b>	<b>4'657.788</b>

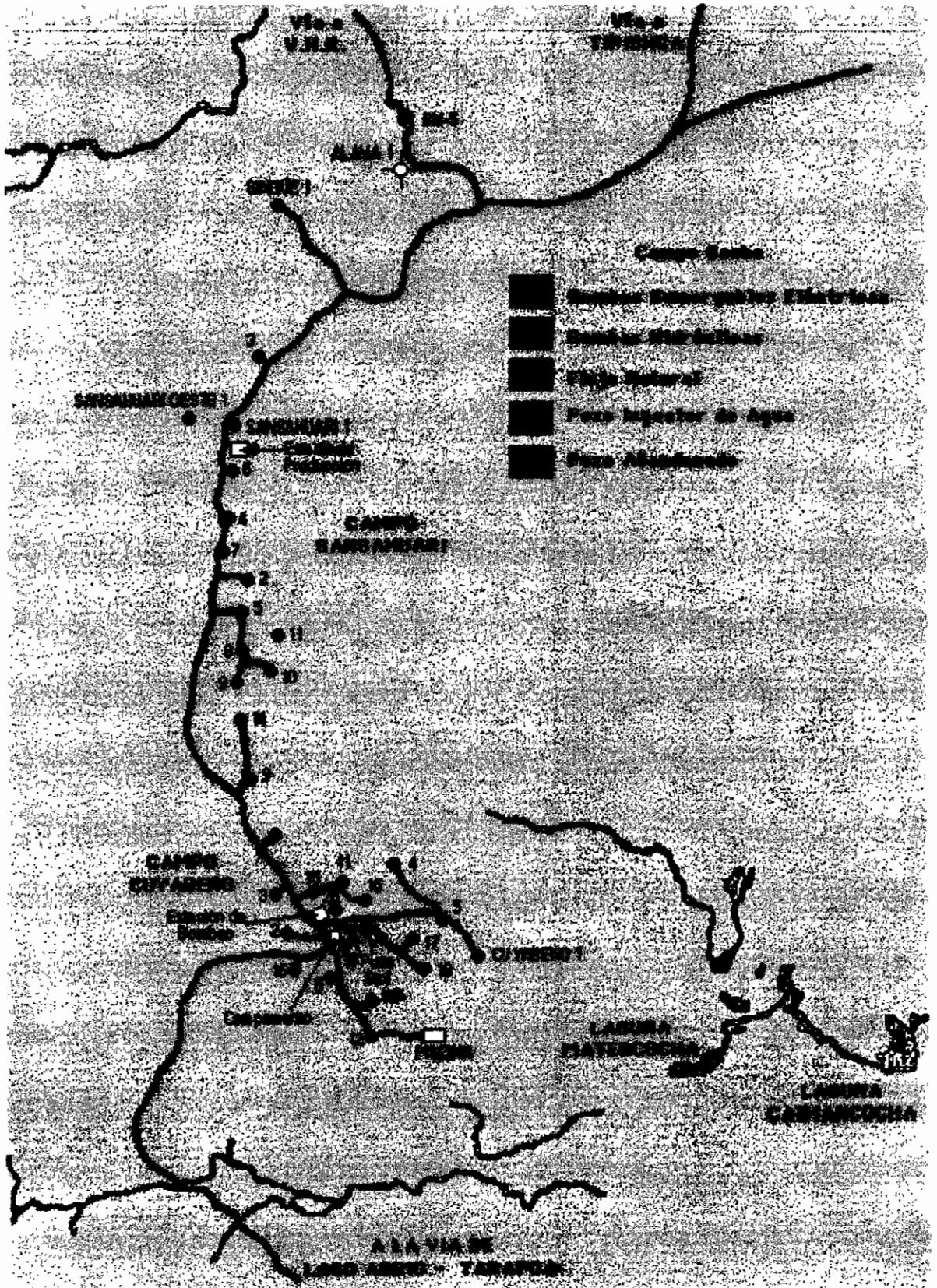
**CARRETERAS Y UBICACIÓN DE POZOS  
DEL CAMPO LIBERTADOR  
FIGURA No 2.07**



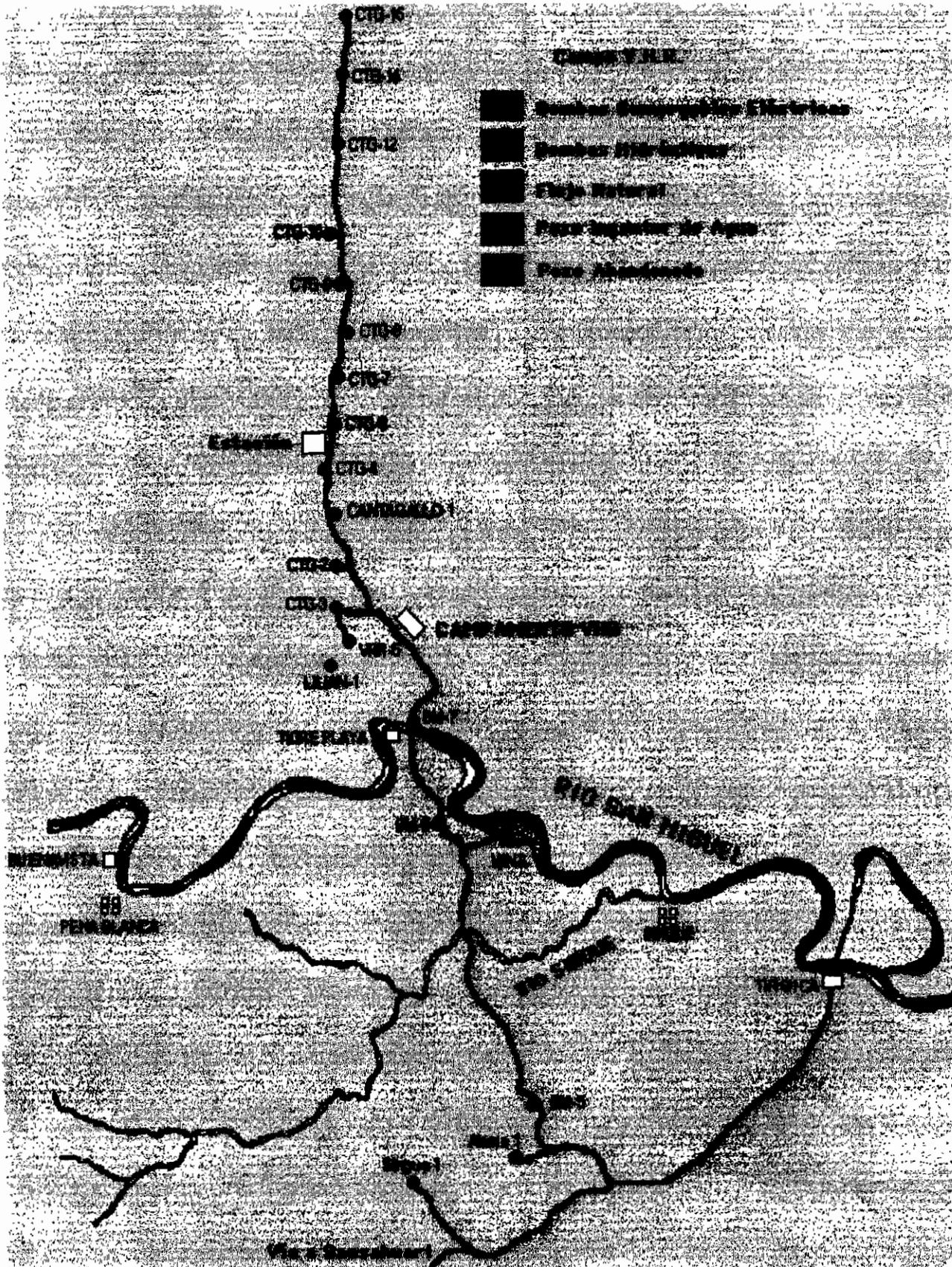
**CARRETERAS Y UBICACIÓN DE POZOS DE LOS CAMPOS TAPI-TETETE-FRONTERA**  
**FIGURA No 2.08**



**CARRETERAS Y UBICACIÓN DE POZOS  
DE LOS CAMPOS SANSAHUARI-CUYABENO**  
FIGURA No 2.09



**CARRETERAS Y UBICACIÓN DE POZOS  
DE LOS CAMPOS SINGUE-V.H.R.  
FIGURA No 2.10**



## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Para el caso del Campo Libertador se observa fácilmente que la mayor concentración de pozos está en los alrededores de la estación Shushuqui, a los alrededores de la estación Secoya y al sur de ésta, por lo tanto es allí donde se hará presente la mayor reserva de potencia, y específicamente en la intersección de la vía a Atacapi, para los pozos del Área de Shushuqui y que actualmente utilizan bombeo hidráulico, el otro punto es en Secoya en la intersección con la vía a Shuara y por último la intersección de la vía a Pichincha 3.7 Km. al sur de la estación de bombeo de Secoya.

Es en este punto cuando debe decidirse cuales de los resultados arrojados por la observación del sistema actual deben tomarse en cuenta para la proyección de demanda, pues existe un factor de reserva básico que por experiencia<sup>1</sup> se toma en cuenta al realizar una proyección de demanda de potencia dentro del sistema eléctrico de Petroproducción, y es el de un 10% de la demanda de potencia actual del sitio, esto es en campamentos, estaciones y puntos extremos de la red de distribución.

La reserva del 30% se repartirá: 10% en cada uno de los tres puntos antes mencionados, es decir que la reserva de potencia para cada uno de estos puntos será de 752 KW, potencia que sirve para cambiar al método de bombeo eléctrico al menos a 9 de los pozos del sector.

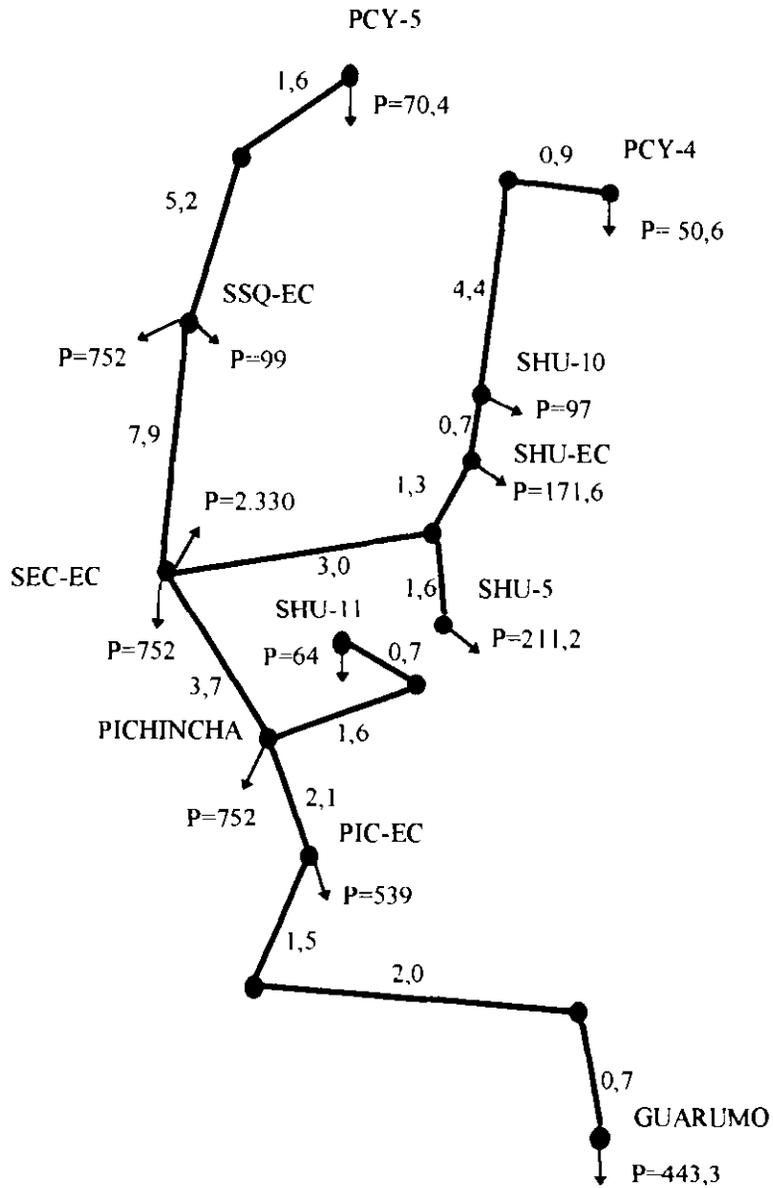
El diagrama de la red de distribución del Campo Libertador quedará como indica la figura 2.11

---

<sup>1</sup> En un diseño de electrificación de una Área de Petroproducción no se pueden aplicar métodos convencionales para establecer una proyección de demanda, pues debido a la estricta continuidad del servicio, no se puede hablar de factores de coincidencia o factores de utilización diferentes de 1, debiéndose de esta manera emplear una metodología propia de la Empresa

### RED DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO LIBERTADOR

FIGURA No 2.11



**NOTA:**

Datos de potencia en KW ; distancias en Km.

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Los datos sobre los cuales se trabajará la proyección de demanda son los siguientes:

- Generación total del campo Libertador = 7.520 KW

- Carga actual

Shuara Estación Central = 156 KW

Shuara #5 = 192 KW

Shushuqui Estación Central = 90 KW

Pichincha = 490 KW

Secoya = 2.118 KW

Guarumo = 403 KW

Shuara #10 = 97 KW

Shuara #11 = 58 KW

Pacayacu #4 = 46 KW

Pacayacu #5 = 64 KW

Agregamos un 10% de su carga actual a los puntos extremos de la red, al igual que a los

Campamentos y Estaciones.

Shuara Estación Central =  $156 + 15,6 = 171,6$  KW

Shuara #5 =  $192 + 19,2 = 211,2$  KW

Shushuqui Estación Central =  $90 + 9 = 99$  KW

Pichincha =  $490 + 49 = 539$  KW

Secoya =  $2.118 + 211,8 = 2.329,8$  KW

Guarumo =  $403 + 40,3 = 443,3$  KW

Shuara #10 =  $97 + 0 = 97$  KW

Shuara #11 =  $58 + 5,8 = 63,8$  KW

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

$$\text{Pacayacu \#4} = 46 + 4,6 = 50,6 \text{ KW}$$

$$\text{Pacayacu \#5} = 64 + 6,4 = 70,4 \text{ KW}$$

Esta reserva del 10% da como resultado un total de 361,7 KW adicionales a la carga actual que es de 3.714 KW.

Como ya se explico la reserva equivalente a un 30% de la generación actual se divide entre los tres puntos con mayor densidad de pozos.

$$\text{Reserva total} = 0,3 * 7.520 = 2.256 \text{ KW}$$

$$\text{Reserva en cada punto} = 2.256 \text{ KW} / 3 = 752 \text{ KW}$$

Esta reserva total se divide en tres partes iguales, pues la densidad de pozos existentes en cada uno de estos tres sectores es aproximadamente la misma.

Los datos de demanda quedaron especificados para cada uno de los puntos en la figura 2.11, el total de la reserva para el campo Libertador alcanza los 2.617,7 KW.

## **2.2 CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LAS LÍNEAS [RB19]**

El cálculo eléctrico parte desde el establecimiento de las características de servicio de la red, es decir el voltaje de distribución, la potencia que se va a distribuir, las distancias y características de las cargas.

El procedimiento más adecuado para la realización de un proyecto de electrificación es el que toma en cuenta aspectos normalizados, tales como calibre de conductores, tipo de conductores para determinada distancia, voltaje, potencia distribuida, características de corrosión, tipo de estructuras, y distancias interpostales acordes a las características del terreno, que en forma automática establecen procedimientos de cálculo que hacen más fácil la realización de un proyecto.

Debe estar claro el significado de ciertos conceptos a manejarse en el cálculo eléctrico ya sea de líneas de transmisión o redes de distribución, los más importantes son:

**Voltaje Nominal.**- Es el voltaje de designación al cuál se refiere el voltaje de operación con sus variaciones permisibles y demás características operativas.

**Voltaje Máximo.**- Es el valor máximo de voltaje que ocurre en el sistema en condiciones normales de operación (excluyendo transitorios y fallas) y para el cuál se diseñan los equipos que se conectan a él.

### **Representación de las líneas de transmisión y distribución**

Para este estudio el diseño de la red que se está llevando a cabo considera a sus tres líneas o alimentadores radiales como líneas de transmisión cortas que funcionan normalmente con cargas trifásicas equilibradas, por lo tanto todo el sistema tiende a ser equilibrado.

De acuerdo a un criterio convencional, las líneas de transmisión se clasifican por su longitud en tres grupos.

- Líneas cortas de menos de 80 Km. de longitud
- Líneas medias entre 80 y 240 Km. de longitud
- Líneas largas de más de 240 Km. de longitud

Existe un criterio práctico no generalizado que aconseja que una línea de transmisión debe tener como mínimo 1 kV por cada Km. de longitud y es práctica común no establecer diferencias entre las llamadas líneas medias y las largas.

### **DATOS:**

- Red de distribución tipo radial
- Líneas trifásicas
- Nivel de voltaje de 13,8 kV
- Frecuencia 60 Hz
- Factor de potencia aceptado 0,8 en atraso
- Las variaciones de voltaje no excederán el  $\pm 5\%$  para todos los regímenes comprendidos entre el funcionamiento en vacío y el de plena carga.

Las estructuras que van a ser utilizadas son de tres tipos; una de ellas, la más utilizada, presenta una disposición de conductores según los vértices de un triángulo equilátero de 1,5 metros por lado; otra estructura presenta una disposición de conductores según el plano horizontal separados a una distancia de 1,36 metros aproximadamente, y por último se tomará como alternativa una estructura que presenta una disposición de conductores según los vértices de un triángulo rectángulo con una distancia de separación entre fases de aproximadamente 1,5 metros, las características específicas de las estructuras así como también sus diagramas descriptivos se darán a conocer más adelante cuando se haga estrictamente necesario para el análisis y diseño del sistema.

Para dimensionar la potencia que deberá tener la central, se calcula independientemente cada una de las líneas que como ya se dijo parten desde dicha central en forma radial hasta los diferentes centros de carga.

## **2.2.1 PRINCIPIOS TEÓRICOS PARA LA REALIZACIÓN DE LOS CÁLCULOS ELÉCTRICOS. [RB23]**

Para empezar con el cálculo de la red, resulta de mucha importancia mencionar ciertos aspectos a modo de introducción para luego aplicarlos en el diseño tanto eléctrico como mecánico de la red ya que orientarán de mejor manera la realización del mismo.

### **2.2.1.1 DETERMINACIÓN DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR**

Bajo distintos aspectos, esto puede tomarse en un problema, dependiendo de si se trata de una línea única sin derivaciones o de un alimentador mas o menos ramificado.

El presente estudio obedece al segundo caso, que ocurre generalmente en redes de distribución.

La red con múltiples puntos de utilización presenta variedad de intensidades y como consecuencia, secciones distintas de un tramo a otro.

Para elección de la sección adecuada de conductores es preciso tener cuatro clases de consideraciones, a saber: eléctricas, mecánicas, caloríficas y económicas.

**Consideraciones eléctricas.-** En todo transporte de energía se produce una pérdida de potencia y una caída de voltaje, elevando por lo tanto a una producción de energía no aprovechable, lo cuál ocasionaría el encarecimiento de su precio de venta.

La caída de voltaje puede afeciar el buen funcionamiento de las cargas, para solucionar este problema se recurre a la regulación adecuada de voltaje en el origen de la línea, ya sea en la central de generación o bien en las relaciones de transformación de los transformadores. Las dificultades provienen de las variaciones de caída de voltaje, ya que

dependen de la distancia del punto de carga respecto a la central generadora, además, para un determinado lugar, varía en función de la intensidad de corriente de la línea, o de los ramales de línea que a él incurren, estas alteraciones se ven aminoradas mediante dispositivos apropiados tales como regulación de la excitación de los alternadores, empleo de condensadores, o de compensadores síncronos, e incluso recurriendo a la variación bajo carga de las relaciones de transformación en las subestaciones.

Para las líneas provistas de regulación, la determinación de la sección se hace teniendo en cuenta preferentemente las pérdidas de energía (pérdidas en línea) que pueden ser consideradas como aceptables. En algunos casos será preciso no olvidar el efecto corona.

Por el contrario, aquellas que no han de tener regulación es en función de la caída de tensión admisible como se calcula la sección del conductor.

**Consideraciones mecánicas.-** Se precisa comprobar mediante los oportunos cálculos que los coeficientes de seguridad que imponen el reglamento han de ser alcanzados en las hipótesis de sobrecargas que fijen.

**Consideraciones caloríficas.-** Es preciso evitar que por sobrecalentamiento exagerado de los conductores se pueda llegar a alterar sus propiedades.

Si las densidades de corriente exceden de ciertos valores pueden producirse calentamientos peligrosos en los conductores, que sin llegar a causar su fusión, den lugar a que se debilite su conductividad o su resistencia mecánica, provocando al menos el exagerado aumento de la flecha natural que toman al estar tendidos, el calentamiento exagerado, puede incluso perjudicar a los aisladores.

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

El calor producido por la corriente eléctrica se calcula mediante la ley de Joule. El calor promedio por el conductor y la temperatura que éste alcanza son difíciles de determinar, ya que varían según el viento existente, poder calorífico de los rayos solares, estado de limpieza o de oxidación de la superficie de los conductores, etc.

Según Eric Gerard la siguiente tabla indica la densidad de corriente admisible. [RB23]

### DENSIDAD DE CORRIENTE PARA HILOS Y CABLES DESNUDOS

TABLA No 2.17

SECCIÓN EN MILÍMETROS CUADRADOS	DENSIDAD MÁXIMA EN [A/mm <sup>2</sup> ] COBRE	DENSIDAD MÁXIMA EN [A/mm <sup>2</sup> ] ALUMINIO
De 1 a 5	6	3,7
De 6 a 15	5	3,2
De 16 a 50	3	1,8
De 51 a 100	2,5	1,5
De 101 a 200	2	1,2
De 201 a 300	1,75	1,1
De 301 a 400	1,5	0,9
De 401 a 500	1	0,6

**Consideraciones económicas.-** Admitiendo que una variación de la sección del conductor influya únicamente sobre el costo de los conductores y sobre la energía perdida en línea por efecto Joule, Lord Kelvin estableció la siguiente regla: [RB23]

“ La sección más económica de una línea aérea es aquella para la cuál el gasto anual de interés y amortización del metal del conductor es igual al precio al que se hubiera vendido la energía perdida por efecto Joule en los conductores.”

Esta regla fue muy discutida pues resulto muy difícil fijar un precio para la energía a cualquier hora del día, además resulto casi imposible establecer los porcentajes de interés y amortización del capital invertido en conductores, finalmente no toma en cuenta que el incremento del calibre del conductor conlleva a un incremento en el coste de los apoyos, cimientos, etc.

Según la tabla 2.17 el calibre del conductor para el ramal norte cuya corriente máxima es de 50.72 [A] es el AWG #2, que es el conductor ACSR más económico que soporta esa corriente; debiéndose ahora calcular la caída de voltaje, y según este resultado se mantiene o se aumenta el calibre del conductor.

### 2.2.1.2 RESISTENCIA [RB19]

La expresión general para la resistencia ohmica de un conductor de longitud  $l$  y sección transversal  $S$  esta dada como:

$$R = \rho \frac{l}{S} \quad (2.03)$$

donde  $\rho$  es la resistividad que no depende solo del material, sino también del cambio de temperatura. Si  $\rho_0$  y  $\rho_1$  son los valores de resistividad a temperaturas  $t_0$  y  $t_1$  entonces:

$$\rho_1 = \rho_0 [1 + \alpha(t_1 - t_0)] \quad (2.04)$$

donde  $\alpha$  es el coeficiente de temperatura para la resistencia de un material determinado.

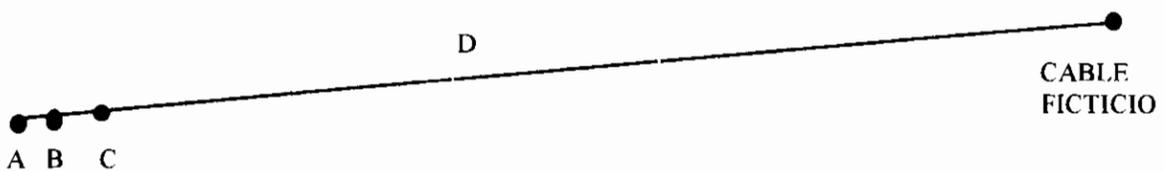
La expresión referida a las resistencias quedará como:

$$R_1 = R_0 [1 + \alpha(t_1 - t_0)] \quad (2.05)$$

Esta fórmula está desarrollada para conductores sólidos, pero se aplica con un cierto margen de error a conductores usados en líneas de transmisión en los que se tiene un grupo de conductores de pequeña sección trenzados para dar el área equivalente referida; para este tipo de conductores la resistencia se incrementa del 1 al 2%.

### 2.2.1.3 INDUCCIÓN EN LÍNEAS TRIFÁSICAS [RB23]

Para entender de mejor manera el caso de inducción en circuitos trifásicos, imagínese al conductor con un hilo ficticio de vuelta y de tal manera que los hilos ficticios se resuman en un cable común; esta es una suposición completamente lícita y que no altera el estudio, ya que por él no circulará corriente, pues la suma de las tres intensidades es igual a cero, además a este cable ficticio se lo puede imaginar a una distancia  $D$  lo suficientemente grande de tal manera que las distancias desde este cable ficticio a cada uno de los tres conductores del circuito trifásico tiendan a ser las mismas.



Llámesese  $A_1, A_2, A_3, \dots$ ;  $B_1, B_2, B_3, \dots$  y  $C_1, C_2, C_3, \dots$  los conductores de cada fase en su orden de sucesión. Sea  $I$  la corriente por fase; y  $a_1, a_2, a_3, \dots$ ;  $b_1, b_2, b_3, \dots$ ;  $c_1, c_2, c_3, \dots$  las distancias respectivas del conductor considerado a los de las A, B o C.

Ahora los campos engendrados por cada conductor y su hilo de vuelta, situado a la distancia D teniendo presente que estos campos se hallan desfasados 120°.

Vienen dados por:

$$\Phi_{.1} = \frac{l * I}{10} [0.5 + 4.6 \log \frac{D}{r} + 4.6 \log \frac{D}{a_2} + 4.6 \log \frac{D}{a_3} + \dots]$$

$$\Phi_{.A} = \frac{l * I}{10} [0.5 + 4.6 \log \frac{D^n}{r * a_2 * \dots * a_n}] \quad (2.06)$$

y análogamente para  $\Phi_B$  y  $\Phi_C$  se tiene:

$$\Phi_B = \frac{l * I}{10} [0.5 + 4.6 \log \frac{D^n}{h_1 * h_2 * h_3 * \dots * h_n}] \quad (2.07)$$

$$\Phi_C = \frac{l * I}{10} [0.5 + 4.6 \log \frac{D^n}{c_1 * c_2 * c_3 * \dots * c_n}] \quad (2.08)$$

Estos dos últimos valores se pueden dividir en dos componentes:

una en la dirección de  $\Phi_{.1}$  y otra perpendicular a ella, lo que en lugar de tres campos, se tendrán dos perpendiculares entre sí.

El campo será entonces:

$$\Phi_I = \Phi_{.1} + \Phi_B * \cos 120^\circ + \Phi_C * \cos 240^\circ$$

$$\Phi_I = \Phi_{.1} - 0.5\Phi_B - 0.5\Phi_C$$

$$\Phi_I = \frac{l * I}{10} [0.5 + 4.6 \log \frac{\sqrt{(b_1 * b_2 * b_3 * \dots)(c_1 * c_2 * c_3 * \dots)}}{r * a_2 * a_3 * \dots}] \quad (2.09)$$

y el otro campo  $\Phi_{II}$  será:

$$\Phi_{II} = \Phi_B \text{ sen } 120^\circ + \Phi_C \text{ sen } 240^\circ - 0.866\Phi_B - 0.866\Phi_C$$

$$\Phi_{II} = \frac{I * l}{10} 4.6 \log \frac{c1 * c2 * c3 \dots}{b1 * b2 * b3 \dots} \quad (2.10)$$

Como estos flujos están defasados  $90^\circ$ , el resultante que actúa sobre el conductor A1 considerado es, por lo tanto:

$$\Phi_q = \sqrt{\Phi_I^2 + \Phi_{II}^2} \quad (2.11)$$

pero como  $\Phi_{II}$  es muy pequeño en comparación con  $\Phi_I$ , prescindiendo de  $\Phi_{II}$ , tendremos que el coeficiente de inducción por conductor o fase es:

$$\zeta = \frac{l_k}{10^4} [0.5 + 4.6 \log \frac{\sqrt{(b1 * b2 * b3 \dots)(c1 * c2 * c3 \dots)}}{r * a2 * a3 \dots}] \quad (2.12)$$

si llamamos:

$$N = \frac{\sqrt{(b1 * b2 * b3 \dots)(c1 * c2 * c3 \dots)}}{r * a2 * a3 \dots} \quad (2.13)$$

la fórmula del coeficiente de inducción quedará como:

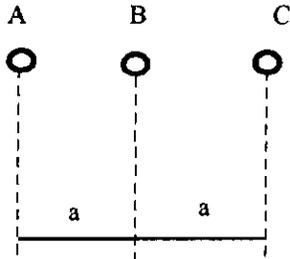
$$\zeta = \frac{l_k}{10^4} [0.5 + 4.6 \log N] \quad [\text{Henrios}] \quad (2.14)$$

donde  $l_k$  es la longitud de la línea en Km.

Para el presente estudio las disposiciones de conductores a utilizarse son las siguientes, y para las cuales a continuación se desarrolla la fórmula.

2.2.1.4 INDUCTANCIA EN CIRCUITOS TRIFÁSICOS [RB23]

1.- Línea trifásica sencilla. Disposición según la figura.



Para los conductores A y C tenemos:

$$b_1 = a ; c_1 = 2a$$

$$N = \frac{\sqrt{a * 2a}}{r} = \frac{a * \sqrt{2}}{r}$$

$$\zeta_A = \zeta_C = \frac{l_k}{10^4} [0.5 + 4.6 \log \sqrt{2} \frac{a}{r}] \quad [H] \quad (2.15)$$

Para el conductor central B tenemos:

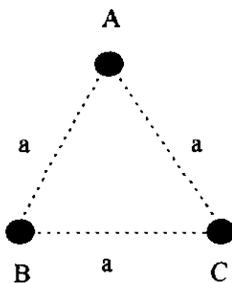
$$b_1 = a ; c_1 = a$$

$$N = \frac{\sqrt{a * a}}{r} = \frac{a}{r}$$

$$\zeta_B = \frac{l_k}{10^4} [0.5 + 4.6 \log \frac{a}{r}] \quad [H] \quad (2.16)$$

Nota:  $l_k$  en Km.

2.- Línea trifásica sencilla. Disposición según figura.



Para A, B y C tenemos:

$$b_1 = a ; c_1 = a$$

$$N = \frac{\sqrt{a * a}}{r} = \frac{a}{r}$$

$$\zeta_A = \zeta_B = \zeta_C = \frac{l_k}{10^4} [0.5 + 4.6 \log \frac{a}{r}] \quad [H] \quad (2.17)$$

Estos serían los casos que se hacen necesarios para el presente estudio, teniéndose únicamente que aplicar la fórmula con los datos de distancias de las estructuras empleadas en el mismo.

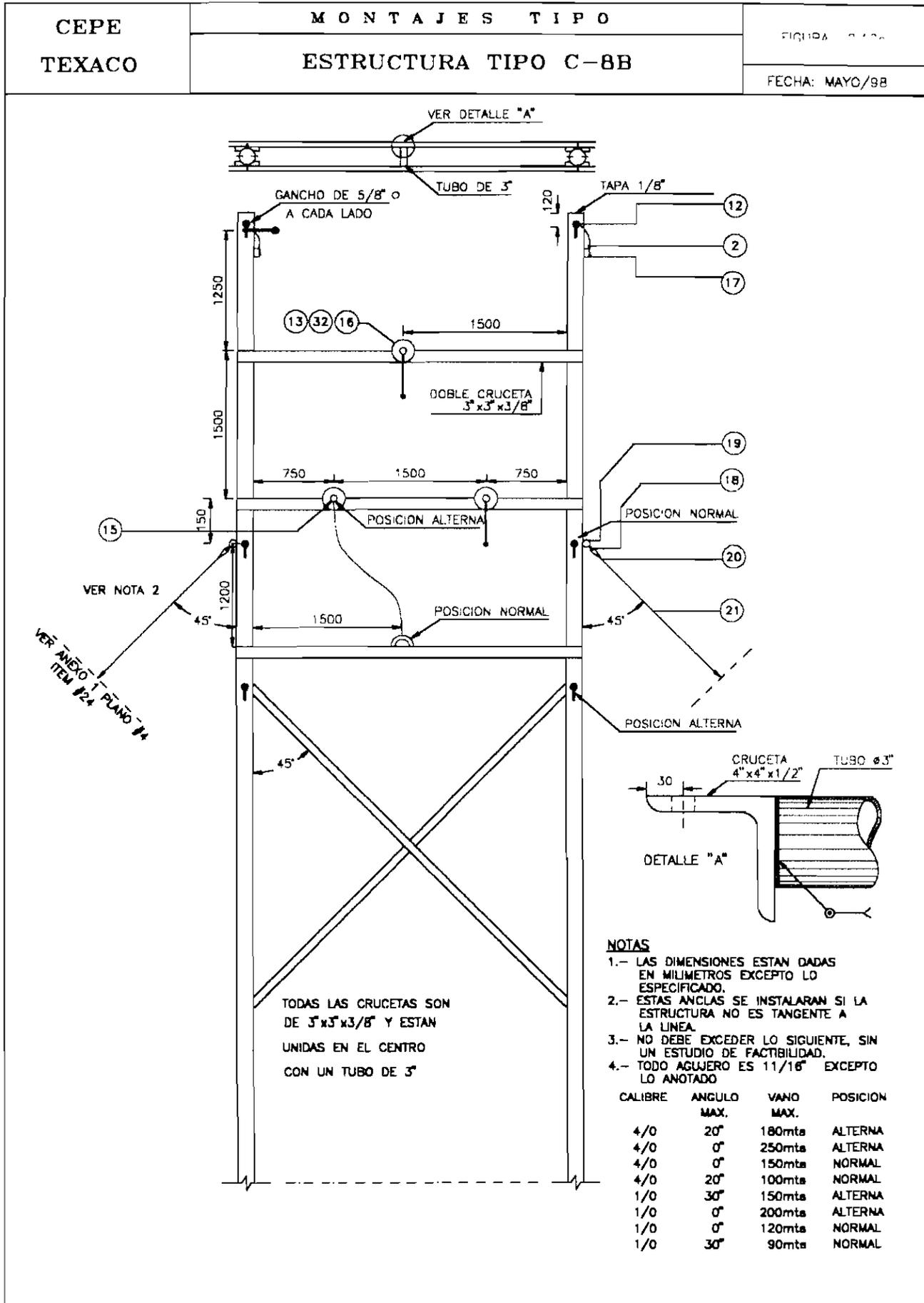
### 2.2.2 CÁLCULOS

Los cálculos que se llevarán a cabo son para el conductor ACSR calibre AWG #4/0 empleado en el distrito Oriente, para luego realizar los cálculos con el conductor óptimo y necesario para el sistema.

#### DATOS:

- Tensión de transmisión: 13,8 kV
- Conductor: cable ACSR calibre AWG #4/0
- Longitud:
  - Ramal Noreste: 10 Km.
  - Ramal Norte: 14,7 Km.
  - Ramal Sur: 10,3 Km.
- Frecuencia: 60 Hz
- Potencia de carga: (depende de cada ramal)
- Factor de potencia de la carga: 0,8 en atraso

Los tipos de estructura más utilizados con su respectiva disposición de conductores se muestran en las figuras 2.12, y algunos detalles de las mismas en el anexo 2.0.



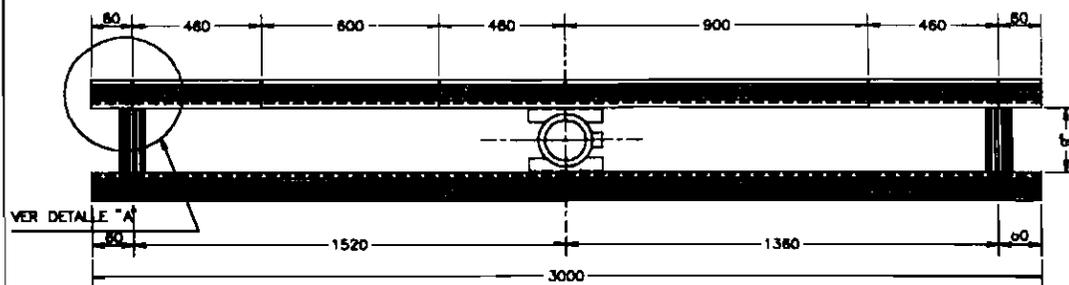
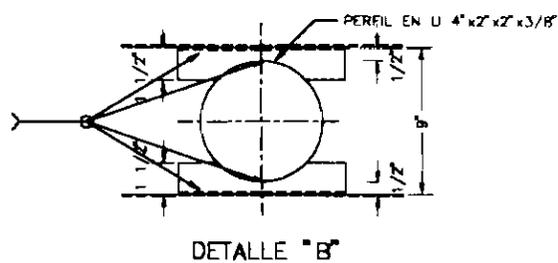
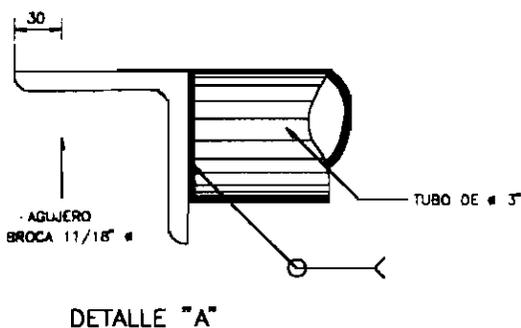
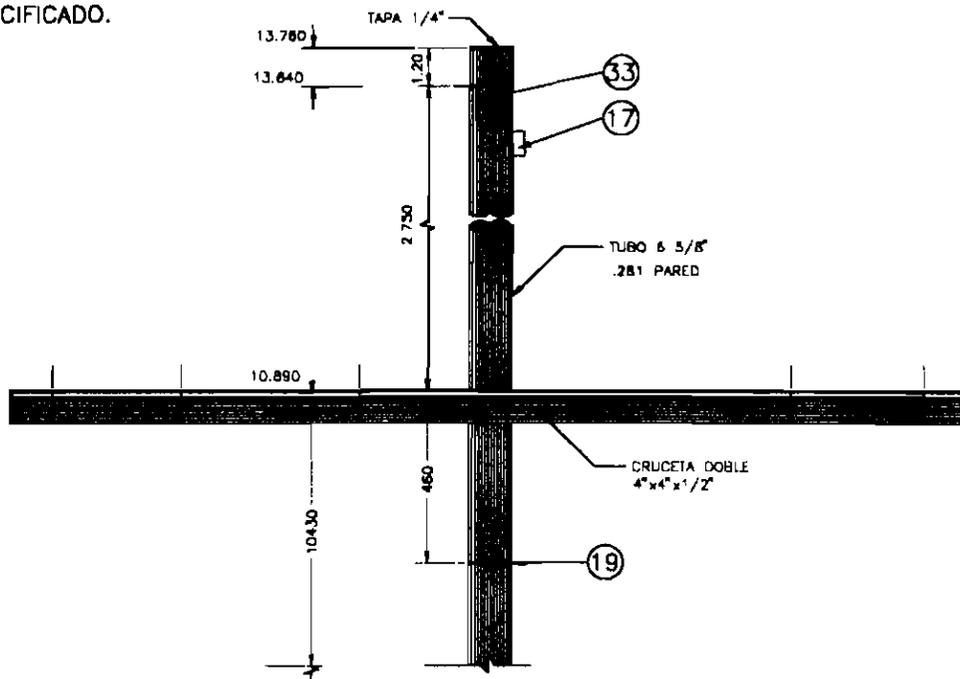
CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

CEPE-TEXACO	MONTAJES TIPO						FIGURA: 2.12a	
	LISTA DE MATERIALES						HOJA 1 DE 1	
	ESTRUCTURA TIPO C-8B			13,8kV			FECHA: MAY/98	
DESCRIPCIÓN								
AISLADOR TIPO PIN 55-6		C/U	1					101
CONECTOR 1/0 AL (TERMINAL)		C/U	2	2	3	2	3	301
AISLADOR TIPO PIN 56-2		C/U	3					102
AISLADOR STAND OFF (FIB VID)		C/U	4					103
TUERCAS ANILLOS PLANA Y PRESIÓN		C/U	5					601
RELLENO PARA 1/0		C/U	6					201
RELLENO PARA 4/0		C/U	7					202
ALAMBRE DE AMARRE		UNID.	8					203
CONECTOR 1/0 - 1/0		C/U	9	3	4	6	7	302
CONECTOR 4/0		C/U	10	3	6			306
CONECTOR 1/0 - 4/0		C/U	11					303
PUENTE 1/0		UNID.	12	2	3	2	3	204
GUARDACABO/CLEVIS STANDARD		C/U	13	9	16	9	16	404
PREFORMADO TERMINAL 1/0		C/U	14	3	4	9	15	207
AISLADOR DE SUSPENSIÓN		C/U	15	24	48	24	48	104
CLEVIS "3"		C/U	16	6	12	6	12	405
PERNO, TUERCA Y ARANDELA 3/8"		C/U	17	2	3	2	1	602
OJO/GUARDACABO DE ÁNGULO		C/U	18	4	6	4	6	401
TUERCA CON TORNILLO DE PRES. 3/4"		C/U	19	4	6	4	6	603
PREFORMADO PARA 3/8"		C/U	20	8	12	8	12	205
TENSOR 3/8"		UNID.	21	4	6	4	6	206
VARILLA DE ANCLA DOBLE OJO		C/U	22	4	6	4	6	402
CLEVIS "Y" OJO		C/U	23					408
ANCLA		C/U	24	4	6	4	6	403
CORTA FUSIBLE		C/U	25					701
CONECTOR TIPO GRILLETE Cu		C/U	26					305
GRAPA DE SUSPENSIÓN		C/U	27					406
ADAP. PARA GRAPA DE SUSPENSIÓN		C/U	28					407
ALAMBRE No 2 Cu		UNID.	29					208
CONECTOR No 2 Cu		C/U	30					304
PREFORMADO TERMINAL 4/0		C/U	31	6	12			209
GRAPA DE SUSPENSIÓN 4/0		C/U	32					409
VARILLA DE 5/8"		UNID.	33					

CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

<p>CEPE TEXACO</p>	MONTAJES TIPO	FIGURA 2.12b
	ESTRUCTURA TIPO C8 13,8 kV.	HOJA 1 DE 2
		FECHA: MAYO/98

NOTA:  
1.- LAS DIMENSIONES ESTAN DADAS EN MILIMETROS EXCEPTO LO ESPECIFICADO.

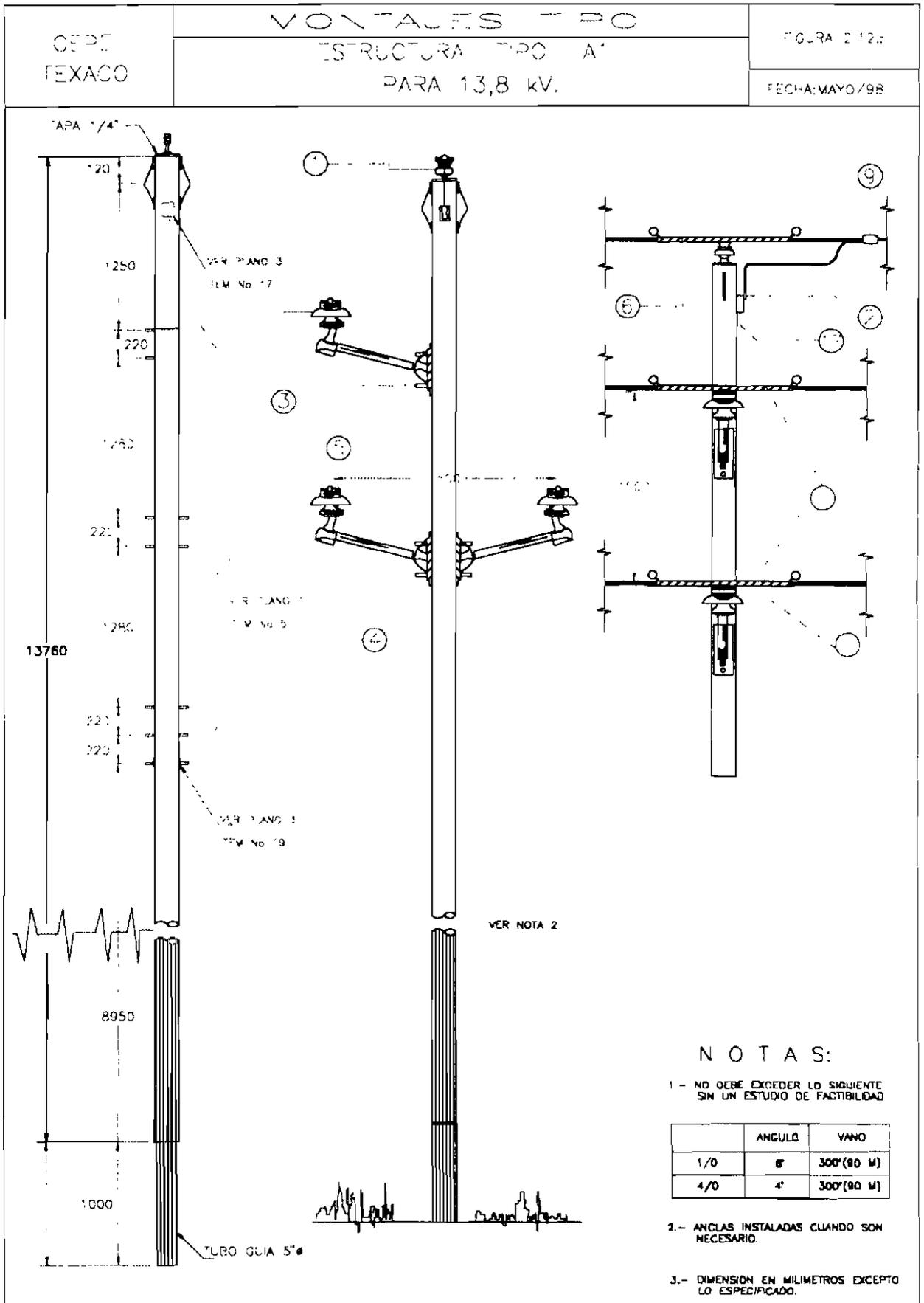




CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

CEPE-TEXACO	MONTAJES TIPO						FIGURA: 2.12b	
	LISTA DE MATERIALES						HOJA 1 DE 1	
	ESTRUCTURA TIPO C8			13,8kV			FECHA: MAY/98	
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ITEM	UNIDAD	ITEM	UNIDAD	ITEM	UNIDAD	ITEM
AISLADOR TIPO PIN 55-6	C/U	1						101
CONECTOR 1/0 AL (TERMINAL)	C/U	2			1			301
AISLADOR TIPO PIN 56-2	C/U	3						102
AISLADOR STAND OFF (FIB VID)	C/U	4						103
TUERCAS ANILLOS PLANA Y PRESION	C/U	5						601
RELLENO PARA 1/0	C/U	6						201
RELLENO PARA 4/0	C/U	7						202
ALAMBRE DE AMARRE	UNID.	8						203
CONECTOR 1/0 - 1/0	C/U	9			2			302
CONECTOR 4/0	C/U	10						306
CONECTOR 1/0 - 4/0	C/U	11						303
PUENTE 1/0	UNID.	12			1			204
GUARDACABO/CLEVIS STANDARD	C/U	13			8			404
PREFORMADO TERMINAL 1/0	C/U	14			8			207
AISLADOR DE SUSPENSIÓN	C/U	15			24			104
CLEVIS "3"	C/U	16			6			405
PERNO, TUERCA Y ARANDELA 3/8"	C/U	17			1			602
OJO/GUARDACABO DE ÁNGULO	C/U	18			2			401
TUERCA CON TORNILLO DE PRES. 3/4"	C/U	19			2			603
PREFORMADO PARA 3/8"	C/U	20			4			205
TENSOR 3/8"	UNID.	21			2			206
VARILLA DE ANCLA DOBLE OJO	C/U	22			2			402
CLEVIS "Y" OJO	C/U	23						408
ANCLA	C/U	24			2			403
CORTA FUSIBLE	C/U	25			3			701
CONECTOR TIPO GRILLETE Cu	C/U	26						305
GRAPA DE SUSPENSIÓN	C/U	27						406
ADAP PARA GRAPA DE SUSPENSIÓN	C/U	28						407
ALAMBRE No 2 Cu	UNID.	29						208
CONECTOR No 2 Cu	C/U	30						304
PREFORMADO TERMINAL 4/0	C/U	31						209
GRAPA DE SUSPENSIÓN 4/0	C/U	32						409
VARILLA DE 5/8"	UNID.	33						

CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO



CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

CEPE-TEXACO	MONTAJES TIPO						FIGURA: 2.12c	
	LISTA DE MATERIALES						HOJA 1 DE 1	
	ESTRUCTURA TIPO A-1			13,8kV			FECHA: MAY/98	
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ITEM	UNIDAD	ITEM	UNIDAD	ITEM	UNIDAD	ITEM
AISLADOR TIPO PIN 55-6	C/U	1	1	1	1	1	1	101
CONECTOR 1/0 AI (TERMINAL.)	C/U	2	1	1	1	1	1	301
AISLADOR TIPO PIN 56-2	C/U	3	3	6	3	6	6	102
AISLADOR STAND OFF (FIB. VID.)	C/U	4	3	6	3	6	6	103
TUERCAS ANILLOS PLANA Y PRESIÓN	C/U	5	6	12	6	12	12	601
RELLENO PARA 1/0	C/U	6	1	1	4	7		201
RELLENO PARA 4/0	C/U	7	3	6				202
ALAMBRE DE AMARRE	UNID.	8	4	7	4	7		203
CONECTOR 1/0 - 1/0	C/U	9	1	1	5	9		302
CONECTOR 4/0	C/U	10						306
CONECTOR 1/0 - 4/0	C/U	11	3	3	-	-		303
PUENTE 1/0	UNID.	12	1	1	1	1		204
GUARDACABO/CLEVIS STANDARD	C/U	13	4	4	4	4		404
PREFORMADO TERMINAL 1/0	C/U	14	4	4	4	4		207
AISLADOR DE SUSPENSIÓN	C/U	15	12	12	12	12		104
CLEVIS "3"	C/U	16	4	4	4	4		405
PERNO, TUERCA Y ARANDELA 3/8"	C/U	17	1	1	1	1		602
OJO/GUARDACABO DE ÁNGULO	NOTA 1	C/U	18	1	1	1		401
TUERCA CON TORNILLO DE PRES. 3/4"	NOTA 1	C/U	19	1	1	1		603
PREFORMADO PARA 3/8"	NOTA 1	C/U	20	2	2	2		205
TENSOR 3/8"	NOTA 1	UNID.	21	1	1	1		206
VARILLA DE ANCLA DOBLE OJO	NOTA 1	C/U	22	1	1	1		402
CLEVIS "Y" OJO		C/U	23					408
ANCLA	NOTA 1	C/U	24	1	1	1		403
CORTA FUSIBLE		C/U	25					701
CONECTOR TIPO GRILLETE Cu		C/U	26					305
GRAPA DE SUSPENSIÓN		C/U	27					406
ADAP. PARA GRAPA DE SUSPENSIÓN		C/U	28					407
ALAMBRE No 2 Cu		UNID.	29					208
CONECTOR No 2 Cu		C/U	30					304
PREFORMADO TERMINAL 4/0		C/U	31					209
GRAPA DE SUSPENSIÓN 4/0		C/U	32					409
VARILLA DE 5/8"		UNID.	33					

NOTA 1: MATERIAL PARA ANCLA CUANDO SE USA.

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

El caso crítico considerado es a una temperatura de 39,8°C sin sombra.

$$R_e = R_0[1 + \alpha(t - t_0)]$$

Al dato de resistencia obtenida de tablas debe multiplicarse por un factor de conversión, pues el dato allí proporcionado es para corriente continua.

R en C.C. a 20°C del conductor 4/0 AWG = 0,2671  $\Omega$ /Km.

Entonces:

$$R_0 = 0,2671 * 1,002 = 0,26763 \text{ } \Omega/\text{Km.}$$

$$t_0 = 20^\circ\text{C}$$

$$\alpha \text{ (coeficiente de temperatura)} = 0,004 \text{ [1/}^\circ\text{C]}$$

$$t = 39,8^\circ\text{C}$$

$$R_e = 0,26763 \frac{\Omega}{\text{Km}} [1 + 0,004(39,8 - 20)]$$

$$R_e = 0,28883 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

La reactancia inductiva es:

$$X_L = 2\pi f * L \quad (2.18)$$

Caso a) Los conductores dispuestos en los vértices de un triángulo equilátero de 1.5 m por lado.

$$\zeta_e = 10^{-4} [0,5 + 4,6 \log \frac{\sqrt{1,5 * 1,5}}{7,155 * 10^{-3}}]$$

$$\zeta_e = 1,11788 * 10^{-3} [H / \text{Km}]$$

Caso b) Los conductores dispuestos en el plano horizontal separados a 1,52m y 1,36m.

$$\zeta_e = 10^{-4} [0,5 + 4,6 \log \frac{\sqrt{1,52 * 2,88}}{7,155 * 10^{-3}}]$$

$$\zeta_e = 1,18436 * 10^{-3} [H / \text{Km}]$$

Caso c) Los conductores dispuestos en los vértices de un triángulo rectángulo.

$$\zeta_e = 10^{-4} \left[ 0,5 + 4,6 \log \frac{\sqrt{1,5 * 2,12}}{7,155 * 10^{-3}} \right]$$

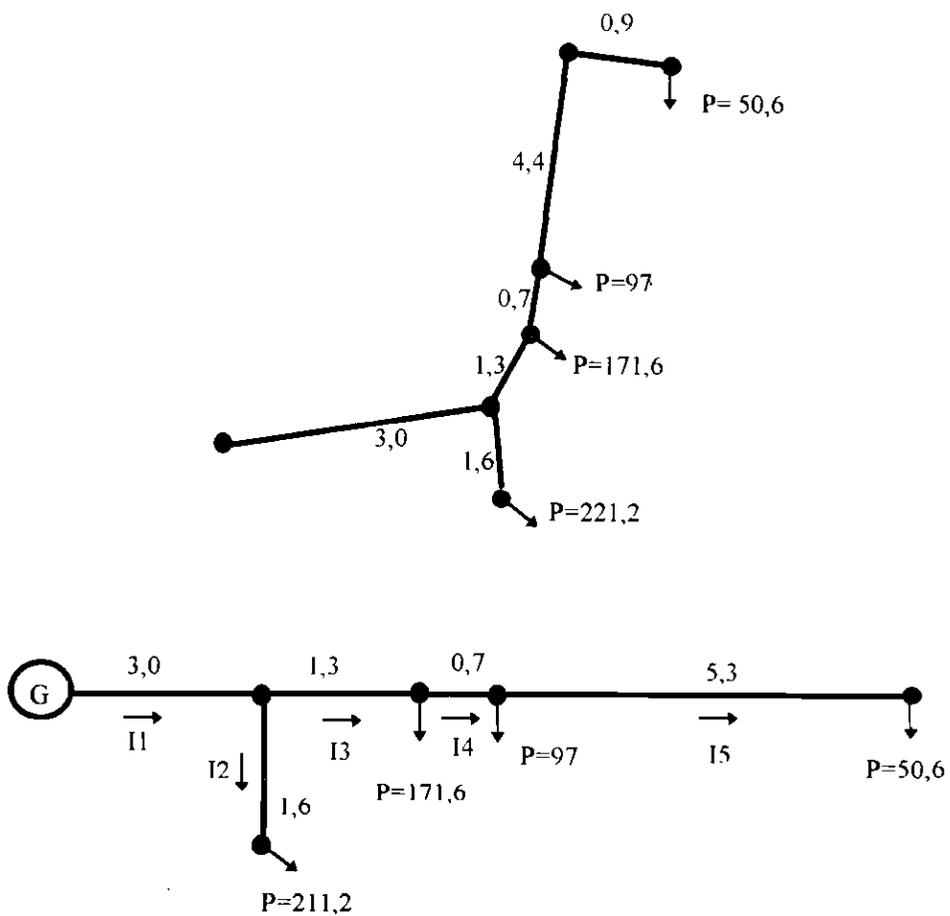
$$\zeta_e = 1,15244 * 10^{-3} [H / Km]$$

El caso crítico será suponer que la mayoría de la línea tiene la disposición de conductores que implica mayor inductancia, es decir que se tomará el dato de:

$$\zeta_e = 1,18436 * 10^{-3} [H / Km]$$

**RAMAL NORESTE**

**FIGURA No 2.13**



**NOTA:** Los datos de potencia en kW ; distancias en Km..

Debe cumplirse que el voltaje en el punto extremo del ramal sea mayor o igual que:

$$U_r = U_N - \mu_N \frac{U_N}{100\%} \quad (2.19)$$

donde:

$U_r$  = Voltaje entre conductores en el extremo receptor más lejano al extremo generador.

$U_N$  = Voltaje nominal entre conductores = 13.800[V]

$\mu_N$  = Caída de voltaje porcentual respecto a  $U_N = \pm 5\%$

Reemplazando datos:

$$U_r = 13.110[\text{V}]$$

Cálculo de la corriente de línea:

$$I = \frac{P_r}{\sqrt{3} * U_r * \cos \varphi_r} \quad (2.20)$$

Donde:

$I$  = Intensidad de corriente

$P_r$  = Potencia en el extremo receptor

$\cos \varphi_r$  = Factor de potencia en el extremo receptor

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Las corrientes en cada uno de los tramos son:

$$I_5 = \frac{50,6}{\sqrt{3} * 13,11 * 0,8} = 2,7854 A$$

$$I_4 = \frac{50,6 + 97}{\sqrt{3} * 13,11 * 0,8} = 8,1252 A$$

$$I_3 = \frac{50,6 + 97 + 171,6}{\sqrt{3} * 13,11 * 0,8} = 17,5715 A$$

$$I_2 = \frac{211,2}{\sqrt{3} * 13,11 * 0,8} = 11,6263 A$$

$$I_1 = \frac{50,6 + 97 + 171,6 + 211,2}{\sqrt{3} * 13,11 * 0,8} = 29,1978 A$$

Cálculo de la resistencia e inductancia de cada tramo del ramal:

$$R = R_e * l$$

$$\zeta = \zeta_e * l$$

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

donde:

$R$  = Resistencia total [ $\Omega$ ]

$R_e$  = Resistencia específica del conductor [ $\Omega$ /Km.]

$l$  = Longitud del tramo [Km.]

$\zeta$  = Inductancia total del conductor[H]

$\zeta_e$  = Inductancia específica del conductor [H/Km]

$X_L$  = Reactancia inductiva del conductor[ $\Omega$ ]

$f$  = Frecuencia de la red

$$R_1 = 0,28883 * 3,0 = 0,86649\Omega$$

$$X_{L1} = 2\pi 60 * 1,18436 * 10^{-3} * 3,0 = 1,3395\Omega$$

$$R_2 = 0,28883 * 1,6 = 0,46213\Omega$$

$$X_{L2} = 2\pi 60 * 1,18436 * 10^{-3} * 1,6 = 0,71439\Omega$$

$$R_3 = 0,28883 * 1,3 = 0,37548\Omega$$

$$X_{L3} = 2\pi 60 * 1,18436 * 10^{-3} * 1,3 = 0,58044\Omega$$

$$R_4 = 0,28883 * 0,7 = 0,20218\Omega$$

$$X_{L4} = 2\pi 60 * 1,18436 * 10^{-3} * 0,7 = 0,31255\Omega$$

$$R_5 = 0,28883 * 5,3 = 1,53079\Omega$$

$$X_{L5} = 2\pi 60 * 1,18436 * 10^{-3} * 5,3 = 2,36641\Omega$$

Cálculo de la potencia perdida:

$$P_p = 3 * R * I^2 \quad (2.21)$$

Esta potencia será el sumatorio de las pérdidas de potencia que se dan en cada tramo del ramal.

$$P_p = 3(0,86649 * 29,1978^2 + 0,46213 * 11,6263^2 + 0,37548 * 17,5715^2 + 0,20218 * 8,1252^2 + 1,53079 * 2,7854^2)$$

$$P_p = 2.826,95 \text{ [W]} = 2,83 \text{ [kW]}$$

Potencia de generación:

$$P_G = P_C + P_p \quad (2.22)$$

donde:

$P_C$  = Potencia total requerida por las cargas conectadas al ramal

$$P_C = 211,2 + 171,6 + 97 + 50,6 = 530,4 \text{ [kW]}$$

$$P_G = 530,4 + 2,83 = 533,23 \text{ [kW]}$$

Cálculo del voltaje entre conductores que debe existir en el extremo generador del ramal.

$$U_g = U_r + I\sqrt{3}(R \cos \varphi_r + X_l \text{ sen } \varphi_r) \quad (2.23)$$

Por la variedad de corrientes, el cálculo se lo hace diferenciando cada tramo del ramal:

$$U_g = 13.110 + 9,1978\sqrt{3}(0,86649*0,8 + 1,3395*0,6) + 17,5715\sqrt{3}(0,37548*0,8 + 0,58044*0,6) + 8,1252\sqrt{3}(0,20218*0,8 + 0,31255*0,6) + 2,7854\sqrt{3}(1,53079*0,8 + 2,36641*0,6)$$

$$U_g = 13.223 \text{ [V]} < 13.800 \text{ [V]}$$

Lo que quiere decir que se cumple con la condición de límite de caída de voltaje y que  $U_r$  será mayor que los 13.110[V] mínimos requeridos en el extremo receptor.

La caída de voltaje porcentual respecto al extremo generador será:

$$\mu_g = \frac{U_g - U_r}{U_g} * 100\% \quad (2.24)$$

$$\mu_g = \frac{13.223 - 13.110}{13.223} * 100\%$$

$$\mu_g = 0,85\%$$

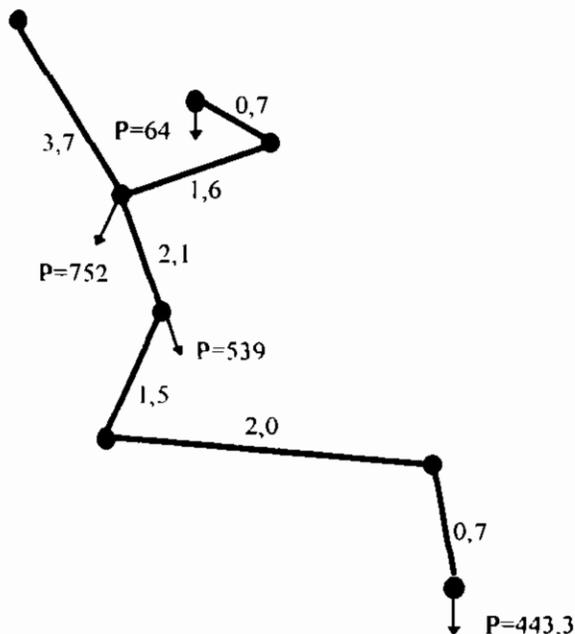
La caída de voltaje porcentual respecto al voltaje nominal de generación será:

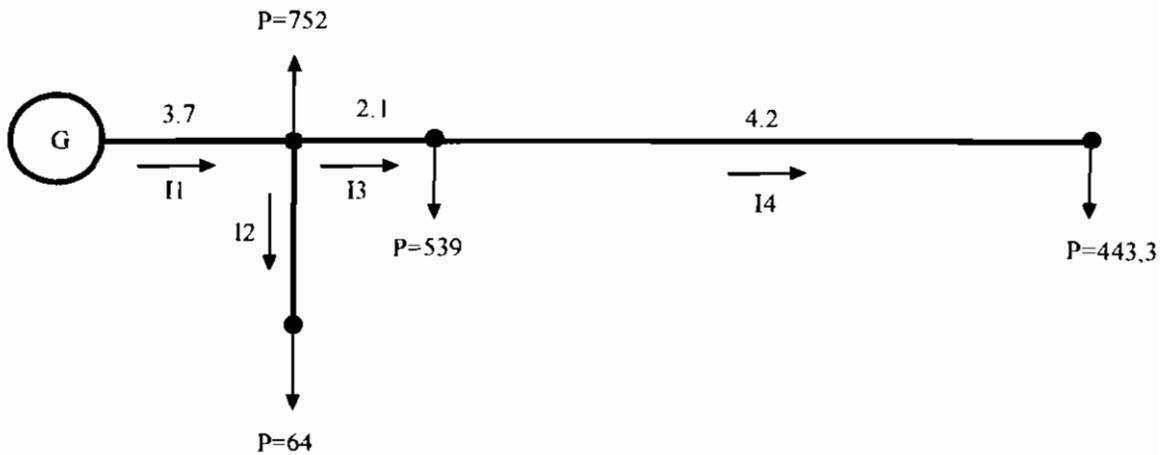
$$\mu_v = \frac{113}{13.800} * 100\%$$

$$\mu_v = 0,82\%$$

**RAMAL SUR**

**FIGURA No 2.14**





**Nota:** Los datos de potencia en kW ; distancias en Km..

El voltaje en el punto extremo debe ser de:

$$U_r = 13.110[V]$$

Cálculo de las corrientes de línea:

$$I_4 = 24,403 A$$

$$I_3 = 54,074$$

$$I_2 = 3,523 A$$

$$I_1 = 98,994 A$$

Cálculo de la reactancia e inductancia de cada tramo del ramal:

$$R_1 = 0,28883 * 3,7 = 1,06867\Omega$$

$$X_{L1} = 2\pi 60 * 1,18436 * 10^{-3} * 3,7 = 1,65202\Omega$$

$$R_2 = 0,28883 * 2,3 = 0,66431\Omega$$

$$X_{L2} = 2\pi 60 * 1,18436 * 10^{-3} * 2,3 = 1,02693\Omega$$

$$R_3 = 0,28883 * 2,1 = 0,60654\Omega$$

$$X_{L3} = 2\pi 60 * 1,18436 * 10^{-3} * 2,1 = 0,93764\Omega$$

$$R_4 = 0,28883 * 4,2 = 1,21309\Omega$$

$$X_{L4} = 2\pi 60 * 1,18436 * 10^{-3} * 4,2 = 1,87527\Omega$$

Cálculo de la potencia perdida:

$$P_p = 38.930,8 [W]$$

$$P_p = 38,93 [kW]$$

Potencia de generación:

$$P_G = 752+64+539+443,3 = 1.798,3 [kW]$$

$$P_G = 1.798,3 + 38,93 = 1.837,23 [kW]$$

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Cálculo del voltaje entre conductores al extremo generador del ramal:

$$U_g = 13.613,3 \text{ [V]} < 13.800 \text{ [V]}$$

Es decir que si cumple con la condición de límite de caída de voltaje.

La caída de voltaje porcentual respecto al extremo generador será:

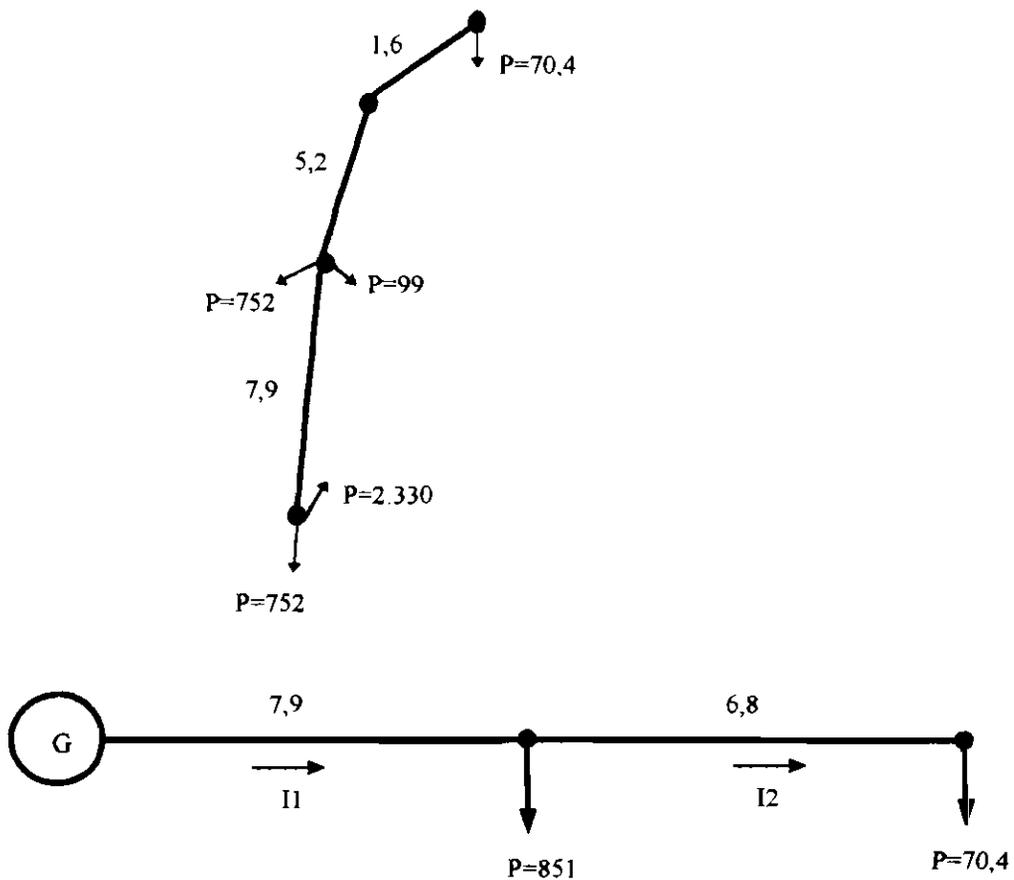
$$\mu_r = \frac{13.613 - 13.110}{13.613} * 100\% = 3,69\%$$

La caída de voltaje porcentual respecto al voltaje nominal de generación será:

$$\mu_N = \frac{503}{13.800} * 100\% = 3,65\%$$

### RAMAL NORTE

FIGURA No 2.15



**NOTA:** Los datos de potencia en kW y distancias en Km.

En el régimen más desfavorable (el de plena carga) el voltaje en el final de línea no deberá ser inferior a:

$$U_r = 13,8 - \frac{5}{100} * 13,8 = 13,11 \text{ kV}$$

La intensidad de corriente valdrá :

$$I_i = \frac{P_r}{\sqrt{3} * U_r * \cos \varphi_r}$$

$$I_1 = \frac{851 + 70,4}{\sqrt{3} * 13,11 * 0,8} = 50,72 \text{ A}$$

$$I_2 = \frac{70,4}{\sqrt{3} * 13,11 * 0,8} = 3,88 \text{ A}$$

Cálculo de la resistencia e inductancia de cada tramo del ramal:

$$R_1 = 0,28883 * 7,9 = 2,28176 \Omega \quad X_{l,1} = 2\pi 60 * 1,18436 * 10^{-3} * 7,9 = 3,5273 \Omega$$

$$R_2 = 0,28883 * 6,8 = 1,96404 \Omega \quad X_{l,2} = 2\pi 60 * 1,18436 * 10^{-3} * 6,8 = 3,03615 \Omega$$

Cálculo de la potencia perdida:

$$P_p = 17.699,35 \text{ [W]}$$

$$P_p = 17,7 \text{ [kW]}$$

Potencia de generación:

$$P_G = 871 + 70,4 = 941,4 \text{ [kW]}$$

$$P_G = 941,4 + 17,7 = 959,1 \text{ [kW]}$$

Voltaje entre conductores al extremo generador:

$$U_g = 13.479 \text{ [V]} < 13.800 \text{ [V]}$$

Lo que quiere decir que cumple con el límite de caída de voltaje.

La caída de voltaje porcentual respecto al extremo generador será:

$$\mu_g = \frac{13.479 - 13.110}{13.479} * 100\%$$

$$\mu_g = 2,74\%$$

La caída de voltaje porcentual respecto al voltaje nominal de generación será:

$$\mu_N = \frac{369}{13.800} * 100\%$$

$$\mu_N = 2,67\%$$

Como ya se dijo los cálculos que se acaban de realizar son utilizando el conductor AWG # 4/0 como se acostumbra en el Distrito Oriente dentro de lo que es el campo de Petroproducción.

Resulta muy interesante hacer los cálculos del conductor óptimo necesario para el proyecto de electrificación, es así que para el:

### **RAMAL NORESTE**

Conductor AWG # 1

Resistencia C.C. a 20°C = 0,6754 Ω/Km.

Resistencia C.A. a 20°C = 0,6754\*1,002 = 0,67675 Ω/Km.

$t_0 = 20^\circ\text{C}$  ;  $\alpha = 0,004$  ;  $t = 39,8^\circ\text{C}$  ;  $r = 4,5$  mm

$$R_r = 0,67675 \frac{\Omega}{Km} [1 + 0,004(39,8 - 20)]$$

$$R_r = 0,73035 \Omega / Km$$

La reactancia inductiva será:

caso a)

$$\zeta_e = 10^{-4} (0,5 + 4,6 \log \frac{\sqrt{1,5 * 1,5}}{4,5 * 10^{-3}})$$

$$\zeta_e = 1,21052 * 10^{-3} [H / Km]$$

caso b)

$$\zeta_e = 10^{-4} (0,5 + 4,6 \log \frac{\sqrt{1,52 * 2,88}}{4,5 * 10^{-3}})$$

$$\zeta_e = 1,277 * 10^{-3} [H / Km]$$

caso c)

$$\zeta_e = 10^{-4} (0,5 + 4,6 \log \frac{\sqrt{1,5 * 2,12}}{4,5 * 10^{-3}})$$

$$\zeta_e = 1,24508 * 10^{-3} [H / Km]$$

El caso crítico será suponer que la mayoría de la línea tiene la disposición de conductores que implica mayor inductancia.

Tómese el dato:

$$\zeta_e = 1,277 * 10^{-3} [H / Km]$$

Cálculo de la resistencia y de la reactancia de cada tramo del ramal:

$R_1 = 2,19105\Omega$	$X_{L1} = 1,40815\Omega$
$R_2 = 1,16856\Omega$	$X_{L2} = 0,751015\Omega$
$R_3 = 0,949455\Omega$	$X_{L3} = 0,610199\Omega$
$R_4 = 0,511245\Omega$	$X_{L4} = 0,328568\Omega$
$R_5 = 3,870855\Omega$	$X_{L5} = 2,48774\Omega$

Cálculo de la potencia perdida:

$$P_p = 7.148,36 [W]$$

$$P_p = 7,15 [kW]$$

Potencia de generación:

$$P_c = 530,4 \text{ [kW]}$$

$$P_g = 530,4 + 7,15 = 537,55 \text{ [kW]}$$

Cálculo del voltaje entre conductores al extremo generador del ramal:

$$U_g = 13.547 \text{ [V]} < 13.800 \text{ [V]}$$

Lo que implica que con este conductor si se cumple con el límite de caída de voltaje.

La caída de voltaje porcentual respecto al extremo generador será:

$$\mu_g = \frac{13.547 - 13.110}{13.547} * 100\% = 3,23\%$$

La caída de voltaje porcentual respecto al voltaje nominal de generación será:

$$\mu_N = \frac{437}{13.800} * 100\% = 3,17\%$$

## RAMAL SUR

Conductor AWG # 2/0

Resistencia C.C. a 20°C = 0,4245 Ω/Km.

Resistencia C.A. a 20°C = 0,4245\*1,002 = 0,42535 Ω/Km.

$t_0 = 20^\circ\text{C}$  ;  $\alpha = 0,004$  ;  $t = 39,8^\circ\text{C}$  ;  $r = 5,67 \text{ mm}$

$$R_e = 0,42535 \frac{\Omega}{Km} [1 + 0,004(39,8 - 20)]$$

$$R_e = 0,45904 \Omega / Km$$

La reactancia inductiva será:

caso a)

$$\zeta_e = 10^{-4} (0,5 + 4,6 \log \frac{\sqrt{1,5 * 1,5}}{5,67 * 10^{-3}})$$

$$\zeta_r = 1,16436 * 10^{-3} [H / Km]$$

caso b)

$$\zeta_e = 10^{-4} \left( 0,5 + 4,6 \log \frac{\sqrt{1,52 * 2,88}}{5,67 * 10^{-3}} \right)$$

$$\zeta_e = 1,2308 * 10^{-3} [H / Km]$$

caso c)

$$\zeta_e = 10^{-4} \left( 0,5 + 4,6 \log \frac{\sqrt{1,5 * 2,12}}{5,67 * 10^{-3}} \right)$$

$$\zeta_e = 1,1989 * 10^{-3} [H / Km]$$

El caso crítico será suponer que la mayoría de la línea tiene la disposición de conductores que implica mayor inductancia.

Es decir:

$$\zeta_e = 1,2308 * 10^{-3} [H/Km.]$$

Cálculo de la resistencia y de la reactancia de cada tramo del ramal:

$R_1 = 1,6984\Omega$	$X_{L1} = 1,7168\Omega$
$R_2 = 1,0558\Omega$	$X_{L2} = 1,0672\Omega$
$R_3 = 0,9639\Omega$	$X_{L3} = 0,9744\Omega$
$R_4 = 1,9279\Omega$	$X_{L4} = 1,9488\Omega$

Cálculo de la potencia perdida:

$$P_p = 61.870,87 [W] = 61,87 [kW]$$

Potencia de generación:

$$P_C = 1.798,3 [kW]$$

$$P_G = 1.798,3 + 61,87 = 1.860,17 [kW]$$

Cálculo del voltaje entre conductores al extremo generador del ramal:

$$U_g = 13.761 [V] < 13.800 [V]$$

Es decir que cumple con la condición del límite de caída de voltaje.

La caída de voltaje porcentual respecto al extremo generador será:

$$\mu_g = \frac{13.761 - 13.110}{13.761} * 100\% = 4,73\%$$

La caída de voltaje porcentual respecto al voltaje nominal de generación será:

$$\mu_N = \frac{651}{13.800} * 100\% = 4,72\%$$

### RAMAL NORTE

Con los datos establecidos en el ramal noreste, se procede al cálculo de la resistencia e inductancia de cada tramo del ramal:

$$R_1 = 5,76977\Omega$$

$$X_{L,1} = 3,7081\Omega$$

$$R_2 = 4,96638\Omega$$

$$X_{L,2} = 3,1918\Omega$$

Cálculo de la potencia perdida:

$$P_c = 941,4 \text{ kW}$$

$$P_G = 941,4 + 44,76 = 986,16 \text{ kW}$$

Cálculo del voltaje entre conductores en el extremo generador:

$$U_g = 13.750,5 \text{ [V]} < 13.800 \text{ [V]}$$

Lo que quiere decir que este conductor está bordeando los límites de caída de voltaje máxima permisible.

La caída de voltaje porcentual respecto al extremo generador será:

$$\mu_g = \frac{13.750,5 - 13.110}{13.750,5} * 100\% = 4,66\%$$

La caída de voltaje porcentual respecto al voltaje nominal de generación será:

$$\mu_N = \frac{640,5}{13.800} * 100\% = 4,64\%$$

## 2.3 CÁLCULO MECÁNICO [RB17]

Los conductores utilizados en la actualidad en redes eléctricas son cables de aluminio-acero, es decir son de tipo heterogéneo, a diferencia de los cables de protección (de tierra) que son de acero; es decir, homogéneos.

El cálculo mecánico de unos y otros es el mismo, pero el de los heterogéneos se lo hace en función del módulo de elasticidad y del coeficiente de dilatación, correspondientes a la proporción en que se encuentran el aluminio y el acero.

Los conductores al igual que los cables de tierra de las redes eléctricas están sometidos a la influencia de:

Las variaciones de la temperatura ambiente

La acción del viento

La acción de los manguitos de hielo

Todas estas magnitudes de origen climatológico actúan sobre los cables modificando la tensión mecánica que se les dio a los mismos al momento de su tendido.

Las variaciones de temperatura alteran la longitud de los cables, así si la temperatura aumenta, la longitud del cable será mayor (alargamiento), igualmente aumentará la flecha, y de manera simultánea a esto la tensión mecánica disminuirá.

Si la temperatura disminuye, la longitud del cable disminuye (acortamiento), la flecha disminuirá, y de modo simultáneo aumentará la tensión mecánica.

El viento actúa como un peso adicional del cable, igualmente el manguito de hielo, siendo este último de acción vertical que también se suma aritméticamente al peso del cable.

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

De lo expuesto se deduce que es necesario tener en cuenta las variaciones de temperatura y las sobrecargas que puedan presentarse, para que en todo momento se cumplan las prescripciones reglamentarias, como son las de tensión máxima admisible, flechas (verticales o inclinadas), distancias de seguridad, etc.

El método de cálculo mecánico más empleado es el de la parábola, así la expresión que calcula el valor de la flecha es:

$$f = \frac{a^2 * \omega}{8 * t_v} \quad (2.25)$$

donde:

$f$  = valor de la flecha en m

$a$  = distancia interpostal del vano

$\omega$  = peso del hilo en Kg/m/ mm<sup>2</sup>

$t_v$  = tensión en Kg/ mm<sup>2</sup> en el punto más bajo del vano (el vértice)

Todas las modificaciones que deben tomarse en cuenta en el funcionamiento mecánico de las líneas se reflejan en una relación entre ellas, que se llama "ecuación de cambio de condiciones".

Para plantear esta ecuación se empleará la siguiente notación:

$f$  = flecha, en metros

$a$  = vano, en metros

$L$  = longitud del arco de parábola correspondiente al vano  $a$ , en metros

$\omega$  = peso en Kg/m/ mm<sup>2</sup> del cable o el peso aparente en el caso de sobrecarga de viento, o de manguito de hielo, o de ambas simultáneamente.

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

$t_v$  = tensión en  $\text{Kg/mm}^2$  en el punto más bajo del cable

$\alpha$  = coeficiente de dilatación lineal del cable por grado de temperatura

$E$  = módulo de elasticidad del cable, en  $\text{Kg/mm}^2$

$\theta_1$  y  $\theta_2$  = dos temperaturas en grados centígrados, a las que pueda estar sometido el cable, sucesivamente

$L_1$  y  $L_2$  = longitudes del cable, en metros correspondientes a las anteriores temperaturas

$t_1$  y  $t_2$  = tensiones correspondientes, en  $\text{Kg/mm}^2$

La ecuación de “cambio de condiciones” es la siguiente:

$$\alpha(\theta_2 - \theta_1) + \frac{t_2 - t_1}{E} = \frac{a^2}{24} \left[ \frac{\omega_2^2}{t_2^2} - \frac{\omega_1^2}{t_1^2} \right] \quad (2.26)$$

nótese que es de tercer grado tanto en  $t_1$  como en  $t_2$ , si el subíndice 1 corresponde a las condiciones iniciales de cálculo, es decir aquellas en que se supone la máxima tracción admisible, el subíndice 2 corresponde a las condiciones de cualquier otra hipótesis, sin o con sobrecarga.

Si  $t_2$  fuera una tensión de tendido que hubiese que determinar, la hipótesis 2 será sin sobrecarga.

Si lo fuese para una tensión de otra hipótesis no de tendido, esta podrá ser con sobrecarga.

En la ecuación la única incógnita es  $t_2$ , el resto de magnitudes son conocidas.

**Peso de un cable.-** Como peso del cable debe tomarse el que dé el catálogo del fabricante, una tabla de datos, una publicación técnica, etc., que ofrezca suficiente garantía.

Se expresa en  $\text{Kg/m}$  o  $\text{Kg/Km}$ .

**Sobrecarga en los cables.-** Las sobrecargas en los cables son debidas a la acción del

viento, o al peso de un manguito de hielo.

**Sobrecarga de viento.**- El valor de la sobrecarga por viento se calcula así:

Llámesse:

$P$  = presión del viento en  $\text{Kg/m}^2$  de sección longitudinal del cable

$d$  = diámetro del cable en metros

$S$  = sección del cable en metros cuadrados

$\omega$  = peso del cable en  $\text{Kg/m/mm}^2$  de sección

La acción horizontal del viento vale:

$$p_v = P * d \quad [\text{Kg/m}] \quad (2.27)$$

Esta acción horizontal, compuesta con la vertical del peso propio del cable:

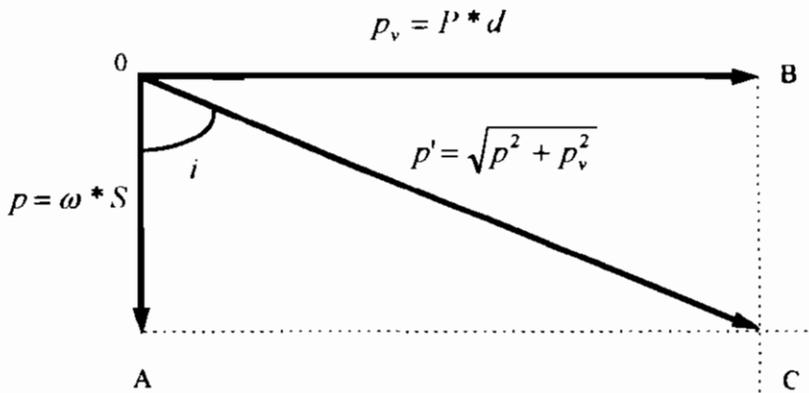
$$p = \omega * S \quad [\text{Kg/m}] \quad (2.28)$$

da como resultado el llamado peso aparente del cable

$$p' = \sqrt{p^2 + p_v^2} \quad [\text{Kg/m}] \quad (2.29)$$

o lo que es lo mismo

$$p' = \omega' * S = \sqrt{\omega^2 * S^2 + P^2 * d^2} \quad [\text{Kg/m}] \quad (2.30)$$



**Peso aparente de un cable con sobrecarga de viento**

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Para expresar la presión de viento en función de la velocidad del mismo existen diversas fórmulas, de entre éstas la más utilizada en el cálculo mecánico de líneas es la siguiente:

$$P = 0,007 * v^2 * S \quad [\text{Kg}] \quad (2.31)$$

Presión del viento sobre superficies planas en función de la velocidad, en la que:

$P$  = presión del viento en Kg

$v$  = velocidad del viento en Km/H

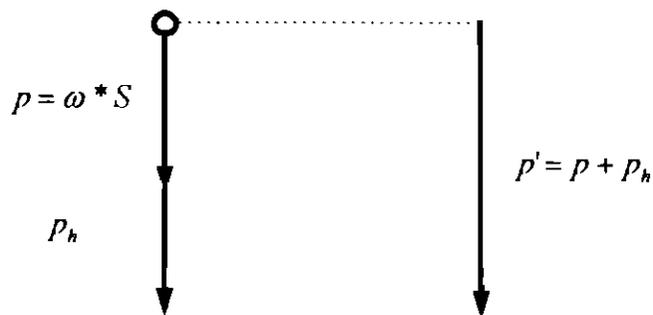
$S$  = superficie, en metros cuadrados, normal al viento

Para calcular la presión del viento sobre superficies cilíndricas, a las presiones calculadas con la expresión anterior, se las multiplica por el factor de reducción 0,6

**Sobrecarga de hielo.**- Es una adición al peso propio del cable, entonces si:

$p_h$  = peso del manguito de hielo en Kg/m

el peso aparente del cable será:



**Peso aparente de un cable con sobrecarga de hielo**

donde:

Zona B 
$$p_h = 0,18 * \sqrt{d} \quad [\text{Kg/m}] \quad (2.32)$$

Zona C

$$p_h = 0,36 * \sqrt{d} \quad [\text{Kg/m}] \quad (2.33)$$

El peso del manguito de hielo se selecciona según la zona, lo que se define en el artículo 17 del reglamento.

**Sobrecargas simultáneas de viento y hielo**

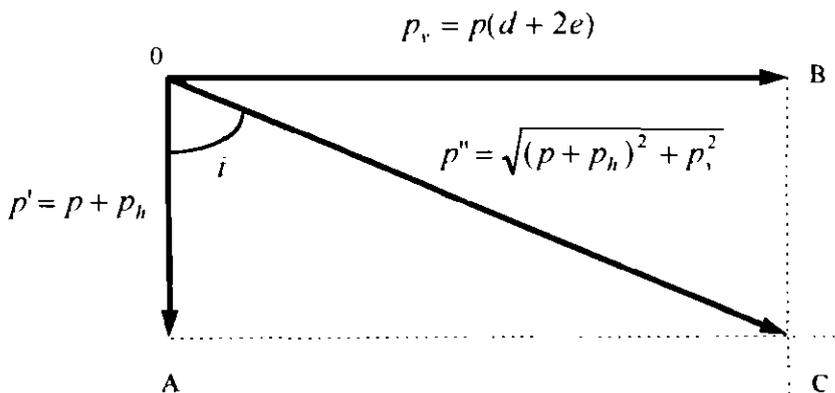
La simultaneidad de hielo y viento tiene un doble efecto, pues el peso del hielo se sumaría al propio del cable, a la vez que aumentaría el diámetro de la superficie cilíndrica del cable batido por el viento.

Designemos como:

$e$  = espesor del manguito de hielo, en metros

$\omega'' * S$  = peso del manguito de hielo, en Kg/m

De acuerdo a la siguiente figura:



**Peso aparente con sobrecargas simultáneas de viento y manguito de hielo.**

En resumen las sobrecargas y pesos aparentes en los tres casos considerados son:

**Sobrecarga en Kg/m**

**Peso aparente en Kg/m**

De viento 
$$p' = \sqrt{p^2 + p_v^2} \quad (2.34)$$

De hielo 
$$p' = p + p_h \quad (2.35)$$

De viento y hielo simultáneos 
$$p'' = \sqrt{(p + p_h)^2 + p_v^2} \quad (2.36)$$

Las fórmulas para el cálculo del coeficiente de sobrecarga en los tres casos son las siguientes:

**Sobrecarga de**

**Coefficiente de sobrecarga**

Viento 
$$m' = \frac{p'}{p} = \frac{\sqrt{p^2 + p_v^2}}{p} \quad (2.37)$$

Hielo 
$$m' = \frac{p'}{p} = \frac{p + p_h}{p} \quad (2.38)$$

Viento y hielo simultáneos 
$$m'' = \frac{p''}{p} = \frac{\sqrt{(p + p_h)^2 + p_v^2}}{p} \quad (2.39)$$

Bajo acción del viento transversal normal a la línea, el cable batido por el mismo se inclinará, como hemos visto, y su plano formará con el vertical que pase por los dos puntos de sujeción del cable un ángulo  $i$  definido por:

$$\operatorname{tg}(i) = \frac{p_v}{p'} \quad (2.40)$$

o bien:

$$\cos(i) = \frac{p'}{p''} = \frac{\omega' * S}{\omega'' * S} = \frac{\omega'}{\omega''} \quad (2.41)$$

Es decir el efecto del viento será el de inclinar el plano del cable, elevando a este último.

La flecha no será vertical sino, inclinada el ángulo  $\iota$  acabado de definir.

Ordenando la ecuación de tercer grado obtenida anteriormente respecto a las potencias de  $\iota_2$  y suponiendo que:

$$\begin{aligned}\omega_1 &= m_1 * \omega \\ \omega_2 &= m_2 * \omega\end{aligned}$$

tendremos la siguiente ecuación de tercer grado.

$$\iota_2^3 + \iota_2^2[\alpha E(\theta_2 - \theta_1) - \iota_1 + \frac{a^2 m_1^2 \omega^2 E}{24 \iota_1^2}] = a^2 \frac{m_2^2 \omega^2 E}{24} \quad (2.42)$$

o lo que es lo mismo

$$\iota_2^2[\iota_2 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1) - \iota_1 + \frac{a^2 m_1^2 \omega^2 E}{24 \iota_1^2}] = a^2 \frac{m_2^2 \omega^2 E}{24} \quad (2.43)$$

Si en esta hacemos:

$$K = \iota_1 - [a^2 m_1^2 \omega^2 \frac{E}{24 \iota_1^2}] \quad (2.44)$$

entonces la ecuación quedará:

$$\iota_2^2[\iota_2 - K + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)] = a^2 \omega^2 \frac{E}{24} m_2^2 \quad (2.45)$$

que no es más que una ecuación de tercer grado de la forma:

$$x^2(x + A) = B$$

De esta forma la ecuación de cambio de condiciones es aplicada en la práctica para pasar de un estado definido por las magnitudes con subíndice 1, a otro correspondiente a las de subíndice 2.

Es decir que para calcular la flecha en las condiciones de subíndice 2, la notación para la ecuación es la siguiente:

$$f_2 = \frac{a^2 * \omega_2}{8t_2}$$

y como se sabe que:

$$\omega_2 = \omega * m_2$$

tendremos que:

$$f_2 = \frac{a^2 * \omega}{8t_2} m_2$$

esta forma práctica de determinación de la flecha, como se ve, parte de la previa determinación de  $t_2$ , misma que se la hace con la ecuación de tercer grado antes definida.

Si en el estado correspondiente a las condiciones del subíndice 2 hubiera sobrecarga de viento o de hielo,  $m_2$  será el coeficiente que hayamos calculado para el caso de viento o hielo, respectivamente; en el caso de no haber sobrecarga,  $m_2$  valdrá la unidad.

### **Vano ideal de regulación**

En un tramo de línea constituido por una serie de apoyos de alineación, limitados por dos de anclaje, las diferencias de tensión provocadas por las distintas longitudes de los vanos, las variaciones de temperatura, los desniveles, y las condiciones metereológicas en general, no pueden ser absorbidas por las cadenas de aisladores de suspensión; se admite así que los tensados en los cables, iguales en todos los vanos, varían como lo haría el de un vano imaginario, al que se le llama “vano ideal de regulación”.

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Se hace necesario que la tabla de tendido del cable se calcule de tal manera que la tensión del mismo permanezca uniforme a lo largo de cada tramo de la línea comprendida entre dos apoyos de anclaje.

La expresión que determina la longitud del vano ideal de regulación es la siguiente:

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum_1^n a^3}{\sum_1^n a}} \quad (2.46)$$

En la que:

$a_r$  = vano ideal de regulación

$a$  = longitud de cada uno de los vanos del tramo de línea comprendido entre dos apoyos de anclaje

$n$  = número de vanos del tramo

La fórmula de  $a_r$  es aplicable solo si los apoyos se encuentran al mismo nivel.

Con carácter aproximado se recomienda también la siguiente expresión:

$$a_r \cong \text{vano medio} + \frac{2}{3} (\text{vano máximo} - \text{vano medio}) \quad (2.47)$$

siendo el vano medio la media aritmética de los vanos componentes del tramo, y el máximo, el de mayor longitud en dicho tramo.

### **Fenómenos vibratorios. Tensión de cada día**

#### **Tensión en las horas frías**

En caso de existir vibraciones en los cables conductores y cables de tierra, deberá comprobarse el estado tensional de los mismos a estos efectos.

## CAPÍTULO 2 DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Los expertos en la explotación de líneas eléctricas concluyen que mientras más elevada sea la tensión mecánica de un cable, mayor será la probabilidad de que se produzca el fenómeno de las vibraciones.

Con el objeto de evitar posibles averías por vibraciones, es decir roturas de los hilos componentes de los cables, se llegó a un concepto nuevo que se llamó “tensión de cada día” (TCD), cuyo concepto es el siguiente:

La tensión a la que está sometido un cable la mayor parte de tiempo correspondiente a la temperatura media, o temperaturas próximas a ella, sin que exista sobrecarga alguna.

El valor de la tensión de cada día se acostumbra representar en tanto por ciento de la carga de rotura del cable, así:

$$TCD[\%] = \frac{TCD}{CdR} * 100\% \quad (2.48)$$

donde

CdR = carga de rotura

Puesto que la tensión es función de la temperatura, para determinar a que temperatura se calculará la tensión de cada día, estudios modernos llevaron a definir tres estados tensionales y son los siguientes:

### **Tensado al límite elástico**

Es aquel que aprovecha de modo íntegro la característica de carga de rotura del cable, quedando así la tensión máxima limitada por un coeficiente de seguridad a la rotura y que puede ser de 2,5 o de 3.

**Tensado al límite dinámico. Tensión de cada día (TCD)**

Este tiene en cuenta el fenómeno vibratorio eólico del cable, en condiciones de temperaturas normales.

La tensión a 15°C no deberá exceder del 20% de la carga de rotura de los cables de aluminio-acero, y del 14% de la de los de acero.

**Tensado al límite dinámico. Tensión en las horas frías(THF)**

Aquel que tiene en cuenta el fenómeno vibratorio eólico del cable, en condiciones de temperaturas mínimas frecuentes sin sobrecarga.

La tensión a -5°C no deberá exceder del 22,5% de la carga de rotura del cable.

**2.3.1 CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR DE CABLE ALUMINIO-ACERO EMPLEADO EN EL DISEÑO**

**Datos del cable aluminio-acero**

Designación .....Penguin

Composición:

Aluminio.....6 \* 4,77mm

Acero.....1 \* 4,77mm

Secciones

Aluminio.....107,2 mm<sup>2</sup>

Acero.....17,9 mm<sup>2</sup>

Sección total.....125,1 mm<sup>2</sup>

Sección equivalente de cobre.....67,43 mm<sup>2</sup>

Diámetro del alma de acero.....4,77 mm<sup>2</sup>

Diámetro del cable.....14,31 mm<sup>2</sup>

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

### Pesos

del aluminio.....293,5 Kg/Km

del acero.....139,0 Kg/Km

total.....432,5 Kg/Km

Carga de rotura.....3.820 Kg

Módulo de elasticidad.....7.800 Kg/ mm<sup>2</sup>

### Coefficiente de dilatación

por grado de temperatura.....18,8\* 10<sup>-6</sup> /°C

Resistencia eléctrica a 20°C.....0,26763 Ω/Km..

### **Datos meteorológicos:**

Temperatura mínima bajo sombra.....22°C

Temperatura máxima bajo sombra.....34°C

Temperatura máxima sin sombra.....39,8°C

Velocidad mínima del viento.....0 Km/H

Velocidad máxima del viento.....33,66 Km/H

Distancia interpostal.....70 m

Presión atmosférica.....[29,68-----30,0]pulgadas de Hg

Altura sobre el nivel del mar.....297,27 m

Grado de humedad.....65% al 70%

Al estar ubicado a una altura de 297,27 m sobre el nivel del mar, según el artículo 17 del reglamento de líneas<sup>1</sup>, se va a tratar con un caso que corresponde a la zona A que comprende una altitud menor a los 500m sobre el nivel del mar, zona en la cuál no se tendrá en cuenta sobrecarga alguna motivada por el hielo.

---

<sup>1</sup> Ver Anexo No 3 de Reglamento de Líneas

Ahora según el artículo 27 numeral 1, el cuál trata de la tracción máxima admisible, que dice:

La tracción máxima de los cables y conductores de tierra no resultará superior a su carga de rotura, dividida por 2,5 si se trata de cables; o dividida por 3, si se trata de alambres; considerándoles sometidos a la hipótesis de sobrecarga siguiente en función de las zonas de sobrecarga definidas en el artículo 17.

En la zona A: sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga de viento, según el artículo 16, a temperatura de  $-5^{\circ}\text{C}$ .

**Hipótesis A)** de tracción máxima admisible. Sobrecarga de viento de  $60\text{Kg}/\text{m}^2$ .  
Temperatura de  $-5^{\circ}\text{C}$ .

La tracción máxima del cable no resultará superior a su carga de rotura dividida por 2,5.

Es decir, que podrá ser de hasta:

$$\frac{3.820}{2,5} = 1.528\text{Kg}$$

Adoptaremos no obstante, un coeficiente de seguridad mayor (3), por lo que dicha tracción máxima no deberá exceder de:

$$T_A = \frac{3.820}{3} = 1.273,3\text{Kg}$$

$$t_A = \frac{1.273,3}{125,1} = 10,18\text{Kg} / \text{mm}^2$$

La tensión unitaria se la calcula dividiendo la tensión total para la sección del conductor.

Tenemos que:

Peso propio.....  $p = 0,4325 \text{ Kg/m}$

Viento.....  $p_v = 60 * 0,0143 = 0,858\text{Kg/m}$

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Peso aparente:

$$p_A = \sqrt{p^2 + p_v^2} = \sqrt{0,4325^2 + 0,858^2}$$
$$p_A = 0,9608 \text{ Kg} / m$$

Coefficiente de sobrecarga:

$$m_A = \frac{p_A}{p} = \frac{0,9608}{0,4325}$$
$$m_A = 2,22$$

Peso por metro y milímetro cuadrado de sección:

$$\omega = \frac{p}{S} = \frac{0,4325}{125,1}$$
$$\omega = 0,00346 \text{ Kg} / m / \text{mm}^2$$

Valor de la constante K, de la ecuación de cambio de condiciones:

$$K = t_A - \left[ a^2 m_A^2 \omega^2 \frac{E}{24 t_A^2} \right]$$
$$K = 10,18 - \left[ 70^2 * 2,22^2 * 0,00346^2 * \frac{7.800}{24 * 10,18^2} \right]$$
$$K = 9,27$$

Flecha inclinada (hay viento):

$$f_A = \frac{a^2 \omega}{8 * t_A} m_A$$
$$f_A = \frac{70^2 * 0,00346}{8 * 10,18} * 2,22 = 0,4622 m$$

### **Flechas máximas**

Se calcularán las flechas máximas prescritas en el artículo 27.3 del reglamento.

**Hipótesis D)** de viento. Sobrecarga de viento de  $60 \text{ Kg} / m^2$ . Temperatura de  $15^\circ\text{C}$ .

$$\theta_D = 15^\circ\text{C}$$

$$\Delta\theta = \theta_D - \theta_A$$

$$\Delta\theta = 15 - (-5) = 20^\circ\text{C}$$

Coefficiente de sobrecarga:

$$m_D = m_A = 2,22$$

Ecuación de cambio de condiciones:

$$t_D^2 [t_D - (K - \alpha * E * \Delta\theta)] = a^2 \omega^2 \frac{k}{24} m_D^2$$

$$t_D^2 [t_D - (9,27 - 18,8 * 10^{-6} * 7.800 * 20)] = 70^2 * 0,00346^2 * \frac{7.800}{24} * 2,22^2$$

$$t_D^2 (t_D - 6,3372) = 93,9588$$

Tensiones unitaria y total:

$$t_D = 7,8585 \text{ Kg/mm}^2$$

$$T_D = 7,8585 * 125,1 = 983,09 \text{ Kg}$$

Coefficiente de seguridad:

$$\frac{3.820}{983,09} = 3,87$$

Flecha inclinada (hay viento)

$$f_D = \frac{a^2 * \omega}{8 t_D} m_D$$

$$f_D = \frac{70^2 * 0,00346}{8 * 7,8585} * 2,22 = 0,5987 \text{ m}$$

**Hipótesis E)** de temperatura. Sin sobrecarga. Temperatura de 50°C.

$$\theta_E = 50^\circ\text{C}$$

$$\Delta\theta = \theta_E - \theta_A$$

$$\Delta\theta = 50 - (-5) = 55^\circ\text{C}$$

Coefficiente de sobrecarga

$$m_f = 1 \text{ (no hay sobrecarga)}$$

Ecuación de cambio de condiciones:

$$t_E^2 [t_E - (K - \alpha * E * \Delta\theta)] = a^2 \omega^2 \frac{E}{24} m_f^2$$

$$t_E^2 [t_E - (9,27 - 18,8 * 10^{-6} * 7.800 * 55)] = 70^2 * 0,00346^2 * \frac{7.800}{24} * 1^2$$

$$t_E^2 (t_E - 1,2048) = 19,065$$

Tensiones unitaria y total:

$$t_E = 3,139 \text{ Kg/mm}^2$$

$$T_E = 3,139 * 125,1 = 392,69 \text{ Kg}$$

Coefficiente de seguridad:

$$\frac{3.820}{392,69} = 9,73$$

Flecha vertical (no hay viento):

$$f_E = \frac{a^2 * \omega}{8t_E} m_E$$

$$f_E = 0,675 \text{ m}$$

**Hipótesis F)** de hielo. Temperatura de  $0^\circ\text{C}$ .

Como estamos en la zona A, no se tendrá en cuenta sobrecarga alguna motivada por el hielo (artículo 17 del reglamento)

$$\theta_F = 0^\circ\text{C}$$

$$\Delta\theta = \theta_F - \theta_A$$

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

$$\Delta\theta = 0 - (-5) = 5^\circ\text{C}$$

Coefficiente de sobrecarga:

$$m_F = 1 \text{ (no hay sobrecarga)}$$

Ecuación de cambio de condiciones:

$$t_F^2 [t_F - (K - \alpha * E * \Delta\theta)] = a^2 \omega^2 \frac{E}{24} m_F^2$$

$$t_F^2 [t_F - (9,27 - 18,8 * 10^{-6} * 7.800 * 5)] = 70^2 * 0,00346^2 * \frac{7.800}{24} * 1^2$$

$$t_F^2 (t_F - 8,5368) = 19,065$$

Tensiones unitaria y total:

$$t_t = 8,784 \text{ Kg/mm}^2$$

$$T_t = 8,784 * 125,1 = 1.098,88 \text{ Kg}$$

Coefficiente de seguridad:

$$\frac{3.820}{1.098,88} = 3,48$$

Flecha vertical (no hay viento)

$$f_F = \frac{a^2 * \omega}{8t_t} m_F$$

$$f_F = 0,2413 \text{ m}$$

**Hipótesis G)** Tensión de cada día. Sin sobrecarga. Temperatura de 15°C.

$$\theta_G = 15^\circ\text{C}$$

$$\Delta\theta = \theta_G - \theta_A$$

$$\Delta\theta = 15 - (-5) = 20^\circ\text{C}$$

Coefficiente de sobrecarga:

$$m_G = 1 \text{ (no hay sobrecarga)}$$

Ecuación de cambio de condiciones:

$$t_G^2 [t_G - (K - \alpha * E * \Delta\theta)] = a^2 \omega^2 \frac{L}{24} m_G^2$$

$$t_G^2 [t_G - (9,27 - 18,8 * 10^{-6} * 7.800 * 20)] = 70^2 * 0,00346^2 * \frac{7.800}{24} * 1^2$$

$$t_G^2 (t_G - 6,3372) = 19,065$$

Tensiones unitaria y total:

$$t_G = 6,755 \text{ Kg/mm}^2$$

$$T_G = 6,755 * 125,1 = 845,051 \text{ Kg}$$

Coefficiente de seguridad:

$$\frac{3820}{845,051} = 4,52$$

Flecha vertical (no hay viento):

$$f_G = \frac{a^2 \omega}{8 t_G} m_G$$

$$f_G = \frac{70^2 * 0,00346}{8 * 6,755} * 1 = 0,3137m$$

El coeficiente TCD[%] dado por la expresión:

$$TCD[\%] = \frac{TCD}{CdR} * 100\%$$

valdrá:

$$TCD[\%] = \frac{845,051}{3.820} * 100\% = 22,12\%$$

Nota: no cumple con la condición de que debe ser menor que 20%

**Hipótesis H)** Tensión en las horas frías. Sin sobrecarga. Temperatura de  $-5^{\circ}\text{C}$ .

$$\theta_H = -5^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta\theta = \theta_H - \theta_C$$

$$\Delta\theta = -5 - (-5) = 0^{\circ}\text{C}$$

Coefficiente de sobrecarga:

$$m_H = 1 \text{ (no hay sobrecarga)}$$

Ecuación de cambio de condiciones:

$$t_H^2 [t_H - (K - \alpha * E * \Delta\theta)] = a^2 \omega^2 \frac{I^2}{24} m_H^2$$

$$t_H^2 [t_H - (9,27 - 18,8 * 10^{-6} * 7.800 * 0)] = 70^2 * 0,00346^2 * \frac{7.800}{24} * 1^2$$

$$t_H^2 (t_H - 9,27) = 19,065$$

Tensiones unitaria y total:

$$t_H = 9,482 \text{ Kg/mm}^2$$

$$T_H = 9,482 * 125,1 = 1.186,19 \text{ Kg}$$

Coefficiente de seguridad:

$$\frac{3.820}{1.186,19} = 3,22$$

Flecha vertical (no hay viento):

$$f_H = \frac{a^2 \omega}{8 t_H} m_H$$

$$f_H = \frac{70^2 * 0,00346}{8 * 9,482} * 1 = 0,2235 \text{ m}$$

El coeficiente THF[%], dado por la expresión:

$$THF[\%] = \frac{THF'}{C'dR} * 100\%$$

valdrá:

$$THF[\%] = \frac{1.186,19}{3.820} * 100\% = 31,05\%$$

Nota: no se cumple que sea menor que 22,5%

**Hipótesis 1)** de flecha mínima vertical. Sin sobrecarga. Temperatura de -20°C.

$$\theta_t = -20^\circ\text{C}$$

$$\Delta\theta = \theta_t - \theta_c$$

$$\Delta\theta = -20 - (-5) = -15^\circ\text{C}$$

Coeficiente de sobrecarga:

$$m_t = 1 \text{ (no hay sobrecarga)}$$

Ecuación de cambio de condiciones:

$$t_t^2 [t_t - (K - \alpha * E * \Delta\theta)] = a^2 \omega^2 \frac{I}{24} m_t^2$$

$$t_t^2 [t_t - (9,27 - 18,8 * 10^{-6} * 7800 * (-15))] = 70^2 * 0,00346^2 * \frac{7800}{24} * 1^2$$

$$t_t^2 (t_t - 11,4696) = 19,065$$

Tensión unitaria y total:

$$t_t = 11,6105 \text{ Kg/mm}^2$$

$$T_t = 11,6105 * 125,1 = 1.452,5 \text{ Kg}$$

Coeficiente de seguridad:

$$\frac{3.820}{1.452,5} = 2,63$$

Flecha vertical (no hay sobrecarga):

$$f_l = \frac{a^2 \omega}{8t_l} m_l$$

$$f_l = \frac{70^2 * 0,00346}{8 * 11,6105} * 1 = 0,1825m$$

**Hipótesis J)** de viento. Sobrecarga de viento de  $50 \text{ Kg}/m^2$ . Temperatura de  $-5^\circ\text{C}$ .

$$\theta_j = -5^\circ\text{C}$$

$$\Delta\theta = \theta_j - \theta_c$$

$$\Delta\theta = -5 - (-5) = 0^\circ\text{C}$$

peso propio.....  $p = 0,4325\text{Kg}/m$

viento.....  $p_v = 50 * 0,0143 = 0,715 \text{ Kg}/m$

Peso aparente:

$$p_A = \sqrt{p^2 + p_v^2}$$

$$p_A = \sqrt{0,4325^2 + 0,715^2} = 0,8356\text{Kg} / m$$

Coefficiente de sobrecarga:

$$m_j = \frac{p_A}{p}$$

$$m_j = \frac{0,8356}{0,4325} = 1,932$$

Ecuación de cambio de condiciones:

$$t_j^2 [t_j - (K - \alpha * E * \Delta\theta)] = a^2 \omega^2 \frac{L}{24} m_j^2$$

$$t_j^2 [t_j - (9,27 - 18,8 * 10^{-6} * 7.800 * 0)] = 70^2 * 0,00346^2 * \frac{7.800}{24} * 1,932^2$$

$$t_j^2 (t_j - 9,27) = 71,1616$$

Tensión unitaria y total:

$$t_j = 9,9839 \text{ Kg/mm}^2$$

$$T_j = 9,9839 * 125,1 = 1.248,99 \text{ Kg}$$

Coefficiente de seguridad:

$$\frac{3.820}{1.248,99} = 3,058$$

Flecha inclinada (hay viento):

$$f_j = \frac{u^2 \omega}{8t_j} m_j$$

$$f_j = \frac{70^2 * 0,00346}{8 * 9,9839} * 1,932 = 0,41m$$

### 2.3.2 JUSTIFICACIÓN DE LAS HIPÓTESIS CONSIDERADAS

La justificación de las hipótesis consideradas es la siguiente:

Las A),D),E) y F) las exige el artículo 27 del reglamento de líneas<sup>1</sup>.

Las G) y H) sirven para calcular los coeficientes TCD, de tensión de cada día, y THF, de tensión en las horas frías; véase el artículo 27.2 del reglamento de líneas.

La I) es para determinar la flecha mínima vertical

La J) es necesaria para el cálculo de los apoyos; véase el artículo 30.3 del reglamento de líneas.

---

<sup>1</sup> Reglamento de líneas ver Anexo No 3

CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

El resumen de resultados del cálculo mecánico se presenta en la siguiente tabla.

**RESUMEN DE RESULTADOS DEL CÁLCULO MECÁNICO  
DEL CONDUCTOR 4/0 (PENGÜIN)**

**TABLA No 2.18**

Zona A

Tracción máxima: 1273,3 Kg

Coefficiente de seguridad 3

Longitud del vano de cálculo 70m

HIPÓTESIS DE CÁLCULO	TENSIONES EN Kg	COEFICIENTES DE SEGURIDAD	FLECHAS EN METROS		OBSERVACIONES
			VERTICAL	INCLINADA	
A) -5°C Viento	1273,3	3	-	0,4622	-
D) 15°C Viento	983,09	3,87	-	0,5987	Flecha max.
E) 50°C.	392,69	9,73	0,675	-	Flecha max.
F) 0°C.Hielo	1098,88	3,48	0,2413	-	-
G) 15°C	845,05	4,52	0,3137	-	TCD=22,12%
H) -5°C.	1186,19	3,22	0,2235	-	THF=31,05%
I) -20°C.	1452,5	2,63	0,1825	-	Flecha min. Tracción max. Coe.Seg min.
J) -5°C Viento	1248,99	3,058	0,41	-	-

## **2.4 CADENAS DE AISLADORES, CÁLCULO ELÉCTRICO Y MECÁNICO. [RB17]**

Antes de proceder al cálculo de los aisladores, debe mencionarse que existen ciertas normas reglamentarias, las mismas que dicen lo siguiente:

### **Artículo 2o Tensiones**

Se entiende por “tensión nominal”, el valor convencional de la tensión eficaz entre fases con que se designa la línea y a la cuál se refieren determinadas características de funcionamiento, y por “tensión más elevada” de la línea, al mayor valor de la tensión eficaz entre fases, que puede presentarse en un instante en un punto cualquiera de la línea, en condiciones normales de explotación, sin considerar las variaciones de tensión de corta duración debidas a defectos o a desconexiones bruscas de cargas importantes.

La tensión nominal de la línea, expresada en kV, se designa por la letra U.

Las líneas quedan clasificadas en la siguiente forma:

Primera categoría: Las de tensión nominal superior a 66kV

Segunda categoría: Las de tensión nominal comprendida entre 66 y 30 kV, ambas inclusive.

Tercera categoría: Las de tensión nominal inferior a 30 kV, e igual o superior a 1 kV.

### **Artículo 24 Nivel de aislamiento**

El nivel de aislamiento se define por las tensiones soportadas bajo lluvia, a 50 Hz, durante un minuto y con onda de impulso de 1,2/50 microsegundos, según normas de la Comisión Electrotécnica Internacional.

### 2.4.1 TIPOS DE CADENAS DE AISLADORES

Los tipos de cadenas de aisladores en una línea son dos: de suspensión y de amarre, donde la posición normal de la de suspensión es vertical, mientras que la de amarre va casi horizontal, de aquí que sea común llamarlas “cadenas verticales” y “cadenas horizontales”.

### 2.4.2 NIVEL DE AISLAMIENTO

El nivel de aislamiento es la relación entre la longitud de la línea de fuga de un aislador (o la de la cadena de aisladores) y la tensión entre fases de la línea eléctrica.

La longitud de la línea de fuga de un aislador se mide sobre la superficie del mismo.

La de una cadena de aisladores es la de un solo aislador multiplicada por el número de aisladores que la componen.

Como tensión entre fases de la línea eléctrica, se tomará el valor de la “tensión más elevada”, mencionada en el artículo 2 del reglamento de líneas.

Los niveles de aislamiento recomendados, según sean las zonas que atraviesen las líneas, son los siguientes:

<b>Zonas</b>	<b>Niveles de aislamiento</b>
-Forestales y agrícolas	De 1,7 a 2 cm/kV
-Industriales y próximas al mar	De 2,2 a 2,5 cm/kV
-Industriales y muy próximas al mar	De 2,6 a 3,2 cm/kV
-Industriales y muy próximas al mar con fábricas de cemento, productos químicos, centrales térmicas, etc.	Superior a 3,5 cm/kV

### 2.4.3 CÁLCULO DE LAS CADENAS DE AISLADORES DE LA LÍNEA

La línea es a 13,8 kV de tensión, con un conductor cuyas características son las siguientes:

Designación	Pengüin
Diámetro del cable	14,31 mm
Peso	432,5 Kg/Km
Carga de rotura	3.820 Kg

La red estará en una zona de tipo forestal y agrícola a 300 metros sobre el nivel del mar, por lo que el grado de aislamiento puede tomar el valor de 1,7 a 2 cm/kV, es así que para 13,8 kV se requiere una distancia de fuga mínima de:

$$13,8 * 1,7 = 23,46 \text{ cm en el aislador o cadena de aisladores.}$$

Según la norma IEC 815<sup>1</sup>, deben tomarse en cuenta otros aspectos que tienen influencia en la determinación de la distancia de fuga. Los aisladores comúnmente usados en el distrito Oriente para redes a 13,8 kV son los tipo pin para estructuras tangentes, y aisladores de porcelana (tipo suspensión) para retenciones y terminales.

La determinación de la distancia de fuga para establecer los aisladores que se deben emplear para redes a 13,8 kV obedece al siguiente proceso:

$$\text{Aislamiento} = 2 \text{ cm/kV}$$

$$\text{Distancia de fuga} = \text{Aislamiento} * \text{Voltaje nominal máximo}$$

$$\text{Voltaje nominal máximo} = 13,8 \text{ kV} + 0,05 * 13,8 \text{ kV}$$

$$\text{Voltaje nominal máximo} = 14,49 \text{ kV}$$

$$\text{Distancia de fuga} = 2 \text{ cm/kV} * 14,49 \text{ kV} = 28,98 \text{ cm}$$

---

<sup>1</sup> Ver Anexo No 4

Considerando un factor de seguridad de 1,2 por las condiciones climatológicas se tiene:

Distancia de fuga mínima = 34,8 cm

El valor calculado de la distancia de fuga debe considerarse para la compra de estos aisladores, y con los catálogos de los fabricantes establecer los aisladores tipo pin y de suspensión que cumplan con esta especificación técnica mínima.

Las longitudes de la línea de fuga de algunos aisladores tipo pin para estructuras tangentes según su catálogo son:

**BAJO VOLTAJE**

AISLADOR ANSI Class 55-6	38,1 cm
AISLADOR ANSI Class 55-5	30,48 cm
AISLADOR ANSI Class 55-4	22,86 cm
AISLADOR ANSI Class 55-3	17,78 cm

**ALTO VOLTAJE**

AISLADOR ANSI Class 56-1	33,02 cm
AISLADOR ANSI Class 56-2	43,18cm

Los aisladores tipo pin que cumplen con la especificación técnica de la distancia de fuga mínima calculada anteriormente son: el AISLADOR ANSI Class 55-6 y el AISLADOR ANSI Class 56-2.

El ANSI Class 55-6 se lo utiliza para el neutro, y el ANSI Class 56-2 se lo utiliza para las fases.

Las características de los aisladores elegidos son las siguientes:

CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

<b>Características eléctricas y mecánicas</b>	<b>Class 56-2</b>	<b>Class 55-6</b>
<u>Dimensiones</u>		
Distancia de fuga	43,18cm	38,10cm
<u>Valores mecánicos</u>		
Resistencia de soporte o presión	3.000 lbs	3.000 lbs
<u>Valores eléctricos</u>		
flashover de baja frecuencia en seco	110kV	100kV
flashover de baja frecuencia en húmedo	70kV	50kV
impulso crítico de flashover, positivo	175kV	150kV
impulso crítico de flashover, negativo	225kV	170kV
voltaje de perforación a baja frecuencia	145kV	135kV
<u>Radio influencia en los datos de voltaje</u>		
prueba de voltaje rms de baja frecuencia a tierra	22kV	22kV
máximo RIV a 1000 kHz		
Radio free	100 $\mu V$	100 $\mu V$
Plain	12.000 $\mu V$	8.000 $\mu V$

Las longitudes de la línea de fuga de los aisladores que comúnmente son utilizados en las estructuras de retenida según su catálogo son:

- a) ICB 523 ANSI Class 52-3                      29,21 cm
- b) ICB 521 ANSI Class 52-1                      17,78 cm

El voltaje nominal de la línea es de 13,8 kV y la zona es de tipo forestal y agrícola.

Los aisladores que serán utilizados son de porcelana tipo neblina, puesto que el clima es cálido-húmedo.

Con las características de la zona (forestal y agrícola), el grado de aislamiento puede tomar el valor de 1,7 a 2 cm/kV.

### 2.4.4 CÁLCULO ELÉCTRICO

Para un grado de aislamiento de 1,7 a 2 cm/kV, se determina el número de aisladores mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{d * n}{U} = 2cm / kV \quad (2.49)$$

Donde:

$d$  = Distancia de la línea de fuga del aislador

$n$  = Número de aisladores

$U$  = Voltaje nominal máximo de la línea

Los datos serán:

$$U = 13,8 + 0,05 * 13,8 = 14,49 \text{ kV (máximo voltaje)}$$

Aplicando la ecuación a los dos casos:

caso a)  $d = 29,21 \text{ cm}$

$$\begin{aligned} n &= 2cm / kV * \frac{U}{d} \\ n &= 2cm / kV * \frac{14,49kV}{29,21cm} \\ n &= 0,992 \end{aligned}$$

caso b)  $d = 17,78 \text{ cm}$

$$\begin{aligned} n &= 2cm / kV * \frac{14,49kV}{17,78cm} \\ n &= 1,63 \end{aligned}$$

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Considerando un sobrevoltaje del 20% del voltaje nominal, se tiene que:

a)  $n = 1,2 * 0,992 = 1,19$  es decir que  $n = 1$

b)  $n = 1,2 * 1,63 = 1,956$  es decir que  $n = 2$

Al número de aisladores calculados se debe aumentar un aislador debido a que van a ser instalados en un clima cálido-húmedo, siendo así **2** el número de aisladores para el caso a) y **3** para el caso b).

Estos cálculos son hechos para cadenas de suspensión, cuando se trata de cadenas de retención suele aumentarse un aislador más, y cuando la línea cruza por pueblos y ciudades, se debe aumentar otro aislador a la cadena.

Los datos de los aisladores elegidos son los siguientes:

<b>Características eléctricas y mecánicas</b>	<b>ICB-521 o ANSI Class 52-1</b>	<b>ICB-523 o ANSI Class 52-3</b>
<u>Dimensiones</u>		
Distancia de fuga	17,78cm	29,21cm
<u>Valores mecánicos</u>		
Resistencia eléctrica y mecánica combinada	10.000 lbs	15.000 lbs
Resistencia mecánica impacto	45 lbs/plg	55 lbs/plg
Tensión de prueba	5.000 lbs	10.000 lbs
Carga temporal	6.000 lbs	10.000 lbs
<u>Valores eléctricos</u>		
flashover de baja frecuencia en seco	60kV	80kV
flashover de baja frecuencia en húmedo	30kV	50kV
impulso crítico de flashover, positivo	100kV	125kV
impulso crítico de flashover, negativo	100kV	130kV

voltaje de perforación a baja frecuencia	80kV	110kV
<u>Radio influencia en los datos de voltaje</u>		
prueba de voltaje rms de baja frecuencia a tierra	7,5kV	10kV
máximo RIV a 1000 kHz	50 $\mu V$	50 $\mu V$

## 2.4.5 CÁLCULO MECÁNICO

Una vez realizado el cálculo eléctrico de las cadenas de aisladores, es necesario comprobar si mecánicamente el coeficiente no será inferior a 3, como prescribe el artículo 29.1 del reglamento.

La tracción máxima del cable de una fase del circuito suponiendo un coeficiente de seguridad 3, será:

$$Tc = \frac{3.820}{3} = 1.273,3Kg$$

### Cadena de amarre

peso del cable = p = 432,5 Kg/Km

diámetro del cable = d = 14,31 mm

tensión máxima de rotura = Tc = 3.820 Kg

### Aislador ANSI Class 52-1

#### Cargas normales

Peso de una fase (vano de hasta 70m): 432,5Kg/Km\*70m = 30,275 Kg

Peso de tres aisladores: 3\*5,25 lbs = 15,75 lbs = 7,16 Kg

Peso aproximado de los herrajes accesorios: 35 Kg

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Peso total: 72,435 Kg

Como la carga de rotura del aislador es de 10000 lbs, el coeficiente de seguridad mecánico será de:

$$\frac{10.000\text{lbs}}{72,435 * 2,2\text{lbs}} = 62,75 > 3$$

Lo que quiere decir que si cumple.

### Cargas anormales

El 50% de la tensión del cable roto  $0,5 * 3.820 = 1.910\text{Kg}$

Coeficiente de seguridad mecánico

$$\frac{10.000\text{lbs}}{1.910 * 2,2\text{lbs}} = 2,38 < 3$$

No cumple con la condición.

### Aislador ANSI Class 52-3

#### Cargas normales

Peso de una fase (vano de hasta 70m):  $432,5\text{Kg/Km} * 70\text{m} = 30,275 \text{ Kg}$

Peso de dos aisladores:  $2 * 11,0 \text{ lbs} = 22,0 \text{ lbs} = 10 \text{ Kg}$

Peso aproximado de los herrajes accesorios: 35 Kg

Peso total: 75,275 Kg

Como la carga de rotura del aislador es de 15.000 lbs, el coeficiente de seguridad mecánico será de:

$$\frac{15.000\text{lbs}}{75,275 * 2,2\text{lbs}} = 90,58 > 3$$

Lo que quiere decir que si cumple.

Cargas anormales

El 50% de la tensión del cable roto  $0,5 \cdot 3.820 = 1.910 \text{Kg}$

Coefficiente de seguridad mecánico

$$\frac{15.000 \text{lbs}}{1.910 \cdot 2,2 \text{lbs}} = 3,569 > 3$$

Si cumple con la condición.

Es decir que en definitiva el aislador que se empleará será el ANSI Class 52-3 para todo lo que comprende cadenas de retenida.

**2.4.6 DISTANCIAS DE SEGURIDAD [RB17]**

Las distancias de seguridad son las prescritas por el artículo 25 del reglamento de líneas.

Recuérdese que la máxima flecha vertical calculada para el vano de 70 m de longitud es la

$$f_k = 0,675 \text{ m}$$

Distancia de los conductores al terreno.

Según el artículo 25.1 del reglamento, será como mínimo de:

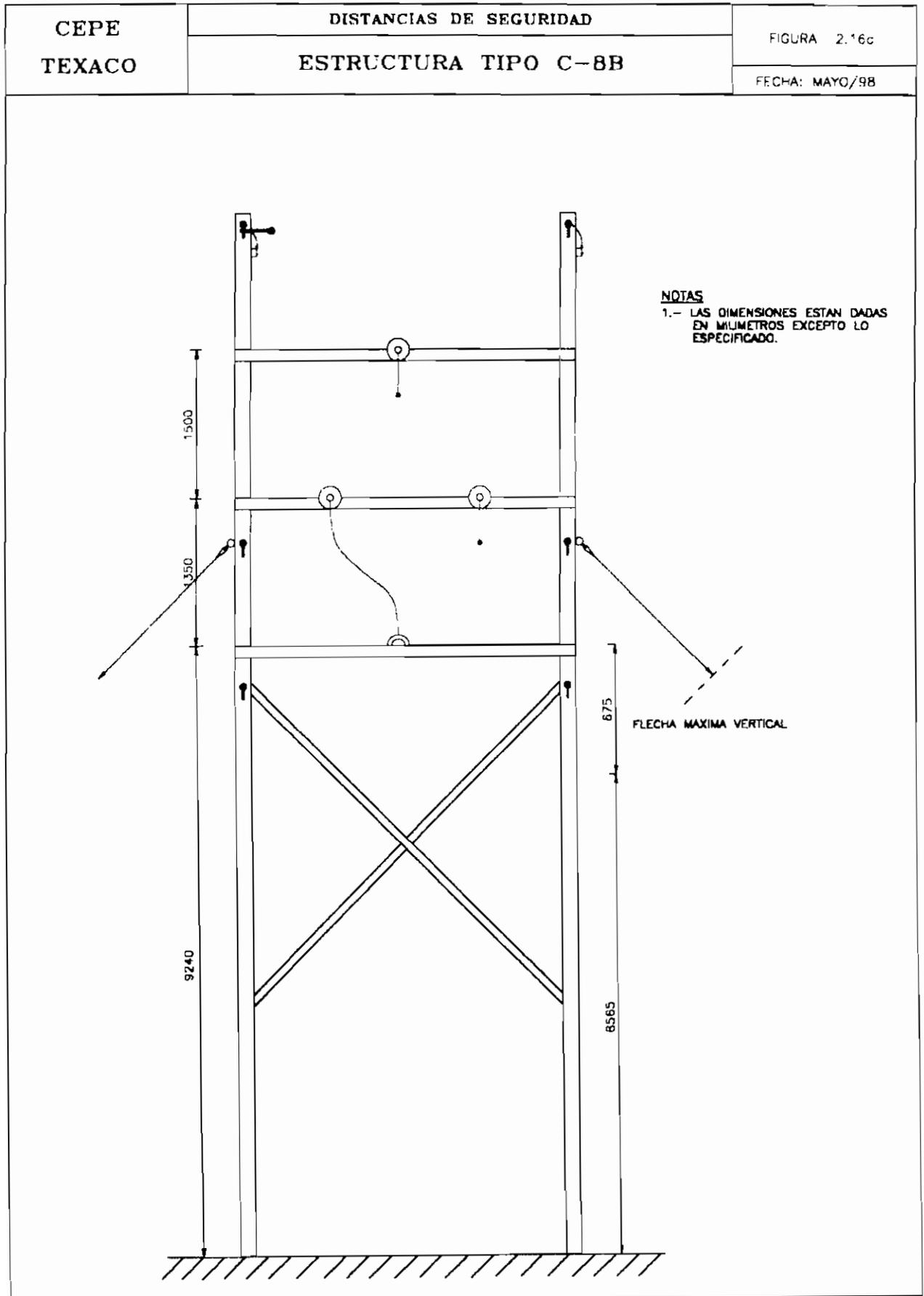
$$5,3 + \frac{U}{150} \text{ m} \tag{2.50}$$

Para el presente estudio:

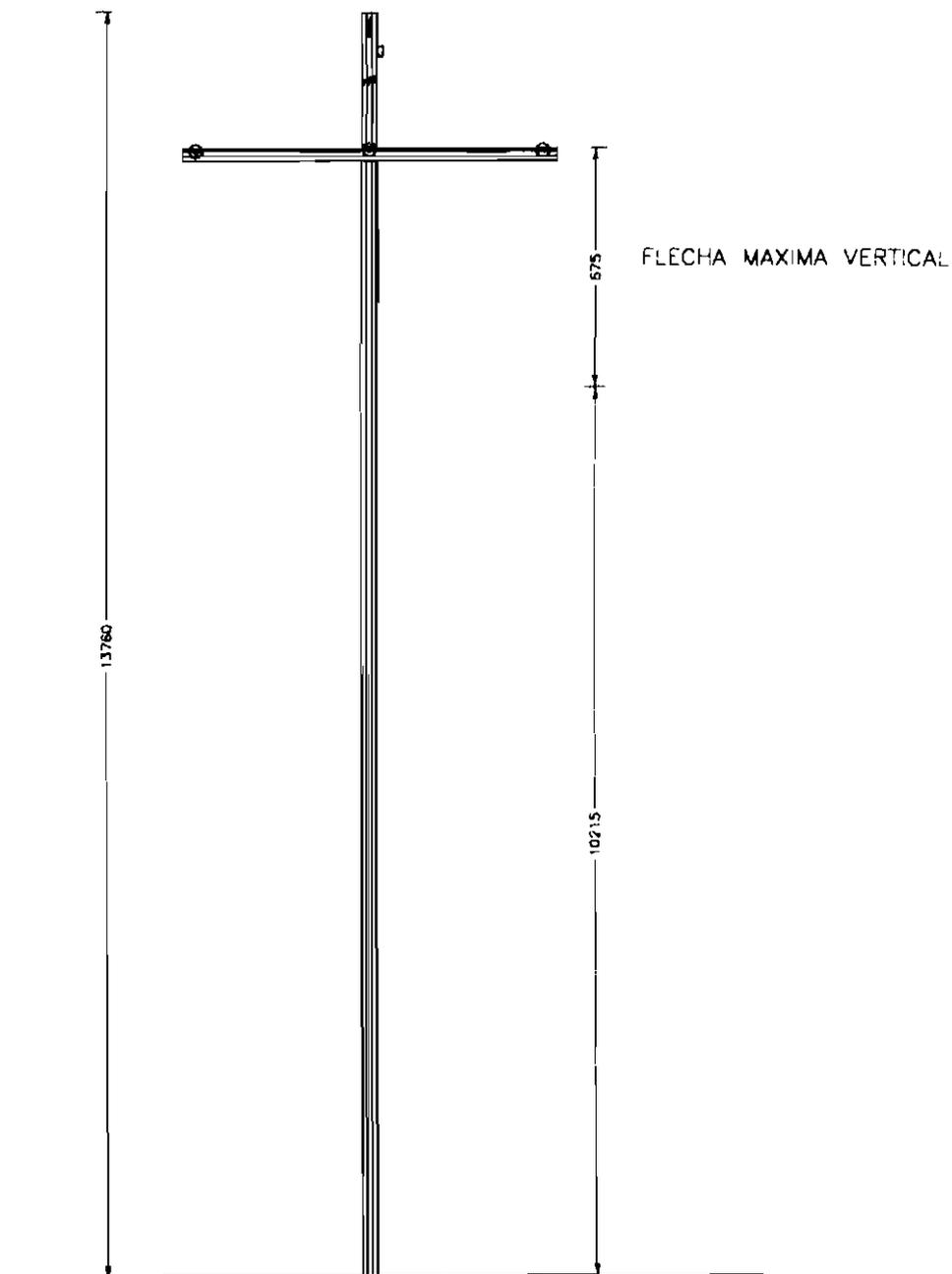
$$5,3 + \frac{13,8}{150} = 5,392 \text{m} \approx 5,4 \text{m}$$

Para saber si las estructuras empleadas cumplen con este requerimiento de distancia dictado por el reglamento, es necesario analizarlas en una gráfica, tal como las que se muestran a continuación en la figura 2.16.

CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO



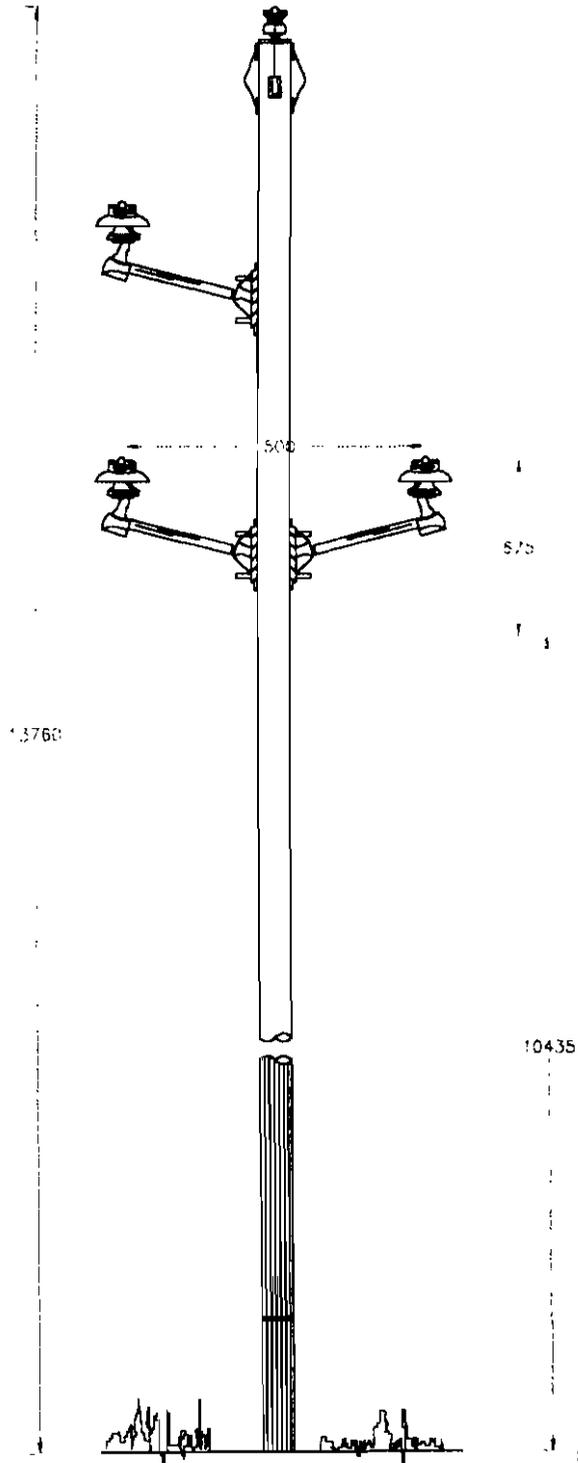
CEPE TEXACO	MONTAJES TIPO	FIGURA 2.12b
	ESTRUCTURA TIPO C8 13,8 kV.	HOJA 1 DE 2
		FECHA: MAYO/98



NOTA:  
1.- LAS DIMENSIONES ESTAN DADAS  
EN MILIMETROS EXCEPTO LO  
ESPECIFICADO.

CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

CEPE TEXACO	DISTANCIAS DE SEGURIDAD	FIGURA 2.16c
	ESTRUCTURA TIPO -A1 PARA 13,8 KV.	FECHA: MAYO/98



## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Como se puede ver en las figuras de las estructuras, las distancias de los conductores al terreno, supuestos con la flecha máxima vertical, serán de:

Para la estructura tipo A1 la distancia es 10,4 m

Para la estructura C-8B la distancia es 8,6m

Para la estructura tipo C8 la distancia es 10,2m

Como se puede ver todas son mayores que la distancia mínima reglamentaria de 5,4m calculada anteriormente.

### Distancia de los conductores entre si y entre estos y los apoyos.

Según el artículo 25.2 del reglamento, la separación mínima entre conductores se determinará por la fórmula siguiente:

en la que:

$$D = k\sqrt{f + \lambda} + \frac{U}{150}m \quad (2.51)$$

$D$  = separación entre conductores, en metros

$k$  = coeficiente que depende de la oscilación entre los conductores con el viento, que se tomará de la tabla que da el reglamento.

$\lambda$  = Longitud en metros de la cadena de suspensión. En el caso de conductores fijados al apoyo por cadenas de amarre o aisladores rígidos  $\lambda = 0$ .

$U$  = Tensión nominal de la línea en kilovoltios

El valor de la tangente del ángulo de oscilación de los conductores se determinará, según las normas reglamentarias, como sigue:

Peso del conductor.....  $p = 0,4325 \text{ Kg/m}$

Sobrecarga de viento de  $50 \text{ Kg/m}^2$  .....  $p_v = 50 * 0,0143 = 0,715 \text{ Kg/m}$

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Tangente del ángulo de oscilación:

$$\begin{aligned}\operatorname{tg} \alpha &= \frac{0,715}{0,4325} = 1,6532 \\ \alpha &= 58,83^\circ\end{aligned}$$

Como el valor de este ángulo está comprendido entre  $40^\circ$  y  $65^\circ$ ; de tablas tenemos que:

$$k = 0,65$$

La longitud de la cadena de suspensión será de:

$$5,75'' * 2 = 11,5'' = 29,21 \text{ cm}$$

Por tanto:

$$D = 0,65\sqrt{0,675 + 0,2921} + \frac{13,8}{150}$$

$$D = 0,7312m$$

Las distancias entre conductores, con los apoyos supuestos, serán:

Para la estructura tipo C-8B 13,8kV.....1.500mm y 1.677mm

Ambas son mayores que la mínima reglamentaria de 731mm

La distancia de los conductores y sus accesorios en tensión al apoyo no será inferior a:

$$0,1 + \frac{l}{150} m \quad (2.52)$$

es decir

$$0,1 + \frac{13,8}{150} = 0,192m$$

Para el caso de cadenas de suspensión, se consideran a los conductores desviados bajo la acción de una presión de viento mitad de la fijada para ellos en el artículo 16, esto es:

$$50/2 = 25 \text{ Kg/m}^2$$

Es decir que

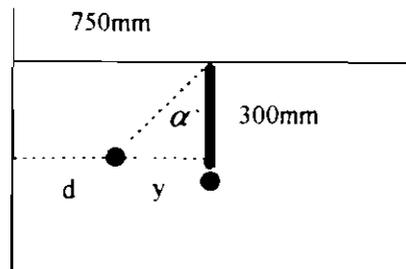
$$p_v = 25 * 0,0143 = 0,3575 \text{ Kg/m}$$

Y el ángulo de desviación será el definido por:

$$\text{tg } \alpha' = \frac{p_v}{p} = \frac{0,3575}{0,4325} = 0,82659$$

$$\alpha' = 39,58^\circ$$

Con los apoyos de la figura (estructura C-8B 13,8kV), las distancias de los conductores desviados por el viento serán:



$$y = 300 * \text{sen } 39,58 = 191,15 \text{ mm}$$

$$d = 750 - 191,15 = 558,85 \text{ mm}$$

Como 558,85 mm > 192 mm de la reglamentaria calculada anteriormente, entonces la estructura cumple con esta condición de operación.

## 2.5 DISEÑO DE LA MINISUBESTACIÓN DE POZOS

Es básicamente la dotación a cada pozo con BES de un transformador trifásico con nivel de voltaje 13.800/1.150 o 2.300 voltios, tablero de control y demás accesorios.

Para la selección del transformador a instalarse en cada pozo con BES se toma como dato referencial la bomba de mayor potencia existente en pozos de producción de la empresa (225 HP), la razón para este referencial es que la producción de los pozos no es constante.

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Potencia nominal de la BES .....225HP

$$S_{max} = 0,746 * HP / FP$$

$$S_{max} = 0,746 * 225 / 0,8 = 210 \text{ kVA}$$

Por lo tanto el transformador seleccionado debe responder a las siguientes condiciones:

$$S_{trans} = S_{max}.$$

Apto para trabajar en zonas con elevado índice de humedad

Para zonas de trabajo como el distrito Oriente, donde las temperaturas alcanzan hasta los 40°C, y en base a las condiciones y resultados obtenidos, conviene un transformador trifásico cuyas características son:

$$S_{nom.trans.} = 225 \text{ kVA}$$

Voltaje nominal del primario 13,8 kV conexión Y

Voltaje nominal del secundario 2.300 o 1.150 V conexión  $\Delta$

Enfriamiento no forzado con radiador

Impedancia 5% según placa

La potencia del transformador fue escogida de acuerdo a los estándares proporcionados por el fabricante, y el más cercano a los requerimientos es el de 225 kVA, los transformadores comúnmente utilizados en la empresa siempre han sido de la línea de las compañías *REDA* y *CENTRILIF*, pero últimamente se han probado transformadores de la industria nacional *ECUATRAN* con resultados satisfactorios.

Una vez establecidas las características del transformador, el cuál viene a ser el equipo más grande de todos los que se necesitan para la instalación de una BES. deben mencionarse otros aditamentos, tales como el panel de control del motor y la caja de empalmes ventilada.

## **2.6 CONFIABILIDAD DEL SISTEMA [RB22]**

Un sistema confiable debe responder a ciertas exigencias técnicas y de operación, es por eso que un sistema centralizado prevé la realización normal de mantenimiento de los equipos de generación.

La configuración de un sistema centralizado prevé también las necesidades básicas de confiabilidad, esto es niveles de tensión, potencia, reservas adecuadas, pérdidas, sistemas de seguridad, etc.

A todo esto se suma el hecho de que los generadores previstos para las diferentes centrales permanecerán en “stand by”, de modo que cuando se interrumpa el servicio desde el Sistema Interconectado de Petroproducción (SIP), la energía pueda ser suplida inmediatamente y así se evitarían pérdidas de producción de petróleo.

La paralización de producción por suspensión de energía implican grandes pérdidas económicas, debiéndose por tanto procurar que la provisión de energía en toda la industria petrolera tienda a ser de la mejor calidad, aunque esto implique la instalación de sistemas más costosos que los convencionales.

Antes de empezar con el cálculo de confiabilidad, se mencionarán ciertos conceptos básicos.

### **2.6.1 CONFIABILIDAD “R(t)”**

La confiabilidad es un concepto probabilístico, pues no existe certeza. Es la probabilidad de que un dispositivo o un sistema desempeñe su función adecuadamente en un período de tiempo dado y bajo ciertas condiciones de operación.

$$0 \leq \text{Confiabilidad} \leq 1$$

### 2.6.2 DISPONIBILIDAD “A”

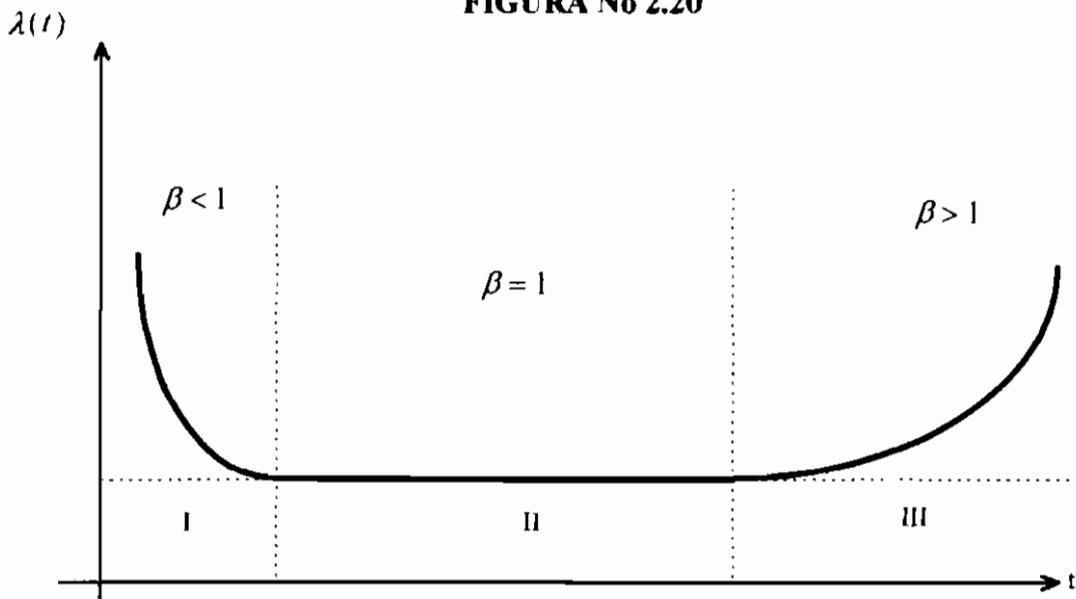
Es también un concepto probabilístico y no es más que la proporción de tiempo dentro de un proceso estacionario en que un sistema o un dispositivo está trabajando o listo para trabajar.

### 2.6.3 FRECUENCIA DE FALLA “ $\lambda(t)$ ”

Es de mucha importancia y su valoración a lo largo del tiempo es acorde a la siguiente curva:

#### CURVA DE LA TINA DE BAÑO

FIGURA No 2.20



La zona I se denomina período de infancia, pues tiene una frecuencia de falla muy grande.

La zona II con tasa de fallas constante y con valor menor que en el primer período.

La zona III es el período del deterioro, es donde aparecen más fallas.

Esta curva puede ser modelada con una función de Weipull con  $\beta$  diferente para cada período.

#### 2.6.4 CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA TOPOLÓGICO

Para la realización de este análisis se representa a cada elemento o subsistema del sistema con un bloque, el objetivo final es visualizar con mayor claridad el tipo de sistema que se tiene, pues éste puede ser paralelo o serie.

La confiabilidad de un sistema serie viene dada por:

$$R_s(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) \quad (2.53)$$

“La confiabilidad del sistema serie es siempre menor que la confiabilidad del más débil de sus elementos”.

La confiabilidad de un sistema paralelo viene dada por:

$$R_p(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i(t)) \quad (2.54)$$

“ La confiabilidad de un sistema paralelo es siempre más alta que aquella del más fuerte de sus componentes ”.

En un sistema de distribución lo más importante son los puntos de carga, es así que el análisis de confiabilidad será encaminado hacia dichos puntos.

La frecuencia de falla de los elementos que intervienen en el sistema son datos o pueden ser calculados.

### 2.6.4.1 DISYUNTORES [RB13]

La frecuencia de falla para este tipo de elementos del sistema se calcula con la siguiente fórmula:

$$\lambda_D = \lambda_{Dp} + \lambda_0 * n_0 * \lambda_{D0} + \lambda_{D0} * \lambda_{et} \quad (2.55)$$

donde:

$\lambda_{Dp}$  = frecuencia de falla en estado no operativo ( 0,002 veces/año )

$\lambda_0$  = frecuencia de falla en estado normal de operación ( operando con corrientes nominales ) o pruebas ( 1,6 veces/año ).

$n_0$  = número de operaciones al año (12), promedio válido para el Distrito Amazónico.

$\lambda_{D0}$  = frecuencia de falla con corrientes de cortocircuito (0,02 según manual de diseño y construcción de líneas y subestaciones).

$\lambda_{et}$  = frecuencia de falla de los equipos conectados al disyuntor (0,05  $\lambda_{Dp}$  )

Entonces:

$$\lambda_D = 0,002 + 1,6 * 12 * 0,002 + 0,002 * 0,05 * 0,002$$

$$\lambda_D = 0,386 / \text{año}$$

### 2.6.4.2 LÍNEAS [RB13]

La frecuencia de falla de las líneas aéreas depende de dos componentes: frecuencia de falla permanente (  $\lambda_{lp} = 2,0$  ) y la frecuencia de falla transitoria (  $\lambda_{lt} = 1,3$  ) la fórmula es la siguiente:

$$\lambda_L = \lambda_{lp} + \lambda_{lt} \quad \text{en (100Km/año)} \quad (2.56)$$

$$\lambda_L = 2,0 + 1,3$$

$$\lambda_L = 3,3 \quad \text{en (100 Km/año)}$$

En el sistema en estudio debe calcularse para cada tramo de línea.

### 2.6.4.3 TRANSFORMADORES

La frecuencia de falla de los transformadores depende del nivel de voltaje, así para un transformador de 13.800/2.300 o 1.150 [V] y 13.800/220 [V] es de 0,01. [RB13]

Los resultados de frecuencia de falla de estos elementos se resumen en la siguiente tabla.

**TABLA No 2.19**  
**FRECUENCIA DE FALLA Y TIEMPO DE MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS**

<b>ELEMENTO</b>	<b>FRECUENCIA DE FALLA ANUAL <math>\lambda</math></b>	<b>TIEMPO DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO Y REPOSICIÓN Tr [H]</b>
<b>DISYUNTOR A 13,8 kV</b>	0,386	18
<b>LÍNEAS</b>	0,033	9
<b>TRANSFORMADORES</b>	0,001	80

### 2.6.5 TIEMPO DE REPOSICIÓN DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA [RB22]

El tiempo de reposición del suministro energético es uno de los parámetros principales en el análisis de confiabilidad, la fórmula a aplicarse es la siguiente:

$$t = \lambda * Tr \quad [H/año] \quad (2.57)$$

donde:

$\lambda$  = frecuencia de falla del equipo, /año

$T_r$  = tiempo de mantenimiento correctivo y reposición del equipo luego de una falla

El cálculo de este parámetro en [pu] se lo obtiene dividiendo el resultado de la ecuación anterior para 8.760 horas que tiene el año.

$$t = \lambda * T_r / 8.760 \quad [\text{pu}] \quad (2.58)$$

### 2.6.6 DISPONIBILIDAD DEL SISTEMA [RB22]

Para calcular la disponibilidad del sistema es preciso determinar los tiempos de mantenimientos preventivos planificados, para lo cuál se emplea la siguiente fórmula:

$$q = m * T_{mp} / 8.760 \quad [\text{pu}] \quad (2.59)$$

donde:

$m$  = número de mantenimientos preventivos planificados al año ( $m = 0,2$  al año según el criterio de petroproducción )

$T_{mp}$  = tiempo promedio de los mantenimientos planificados para cada equipo; en el Distrito Oriente son 11 horas es decir una jornada completa de trabajo.

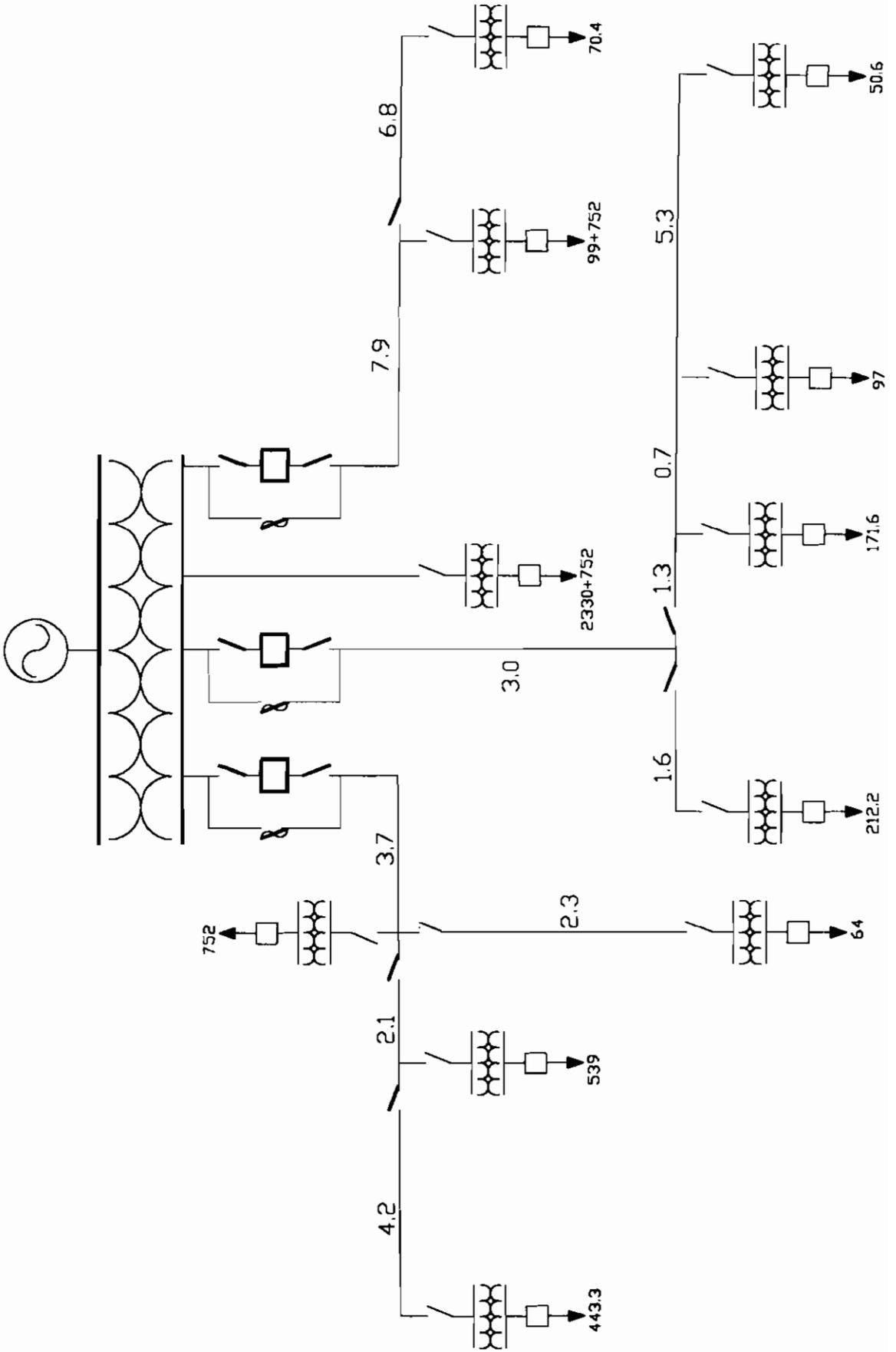
Una vez calculados estos tiempos, la disponibilidad de los elementos del sistema se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$A_s = 1 - (t + q) \quad (2.60)$$

Una vez anotados los conceptos necesarios, se procede a hacer el análisis de confiabilidad para el sistema en estudio, para lo cuál se requiere del diagrama unifilar.

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DEL CAMPO LIBERTADOR

FIGURA No 2.18



NOTA: Los datos de distancia en Km. y los de potencia en KW

El diagrama de bloques con las conexiones funcionales es el siguiente:

DIAGRAMA DE BLOQUES FUNCIONAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DEL AREA LIBERTADOR

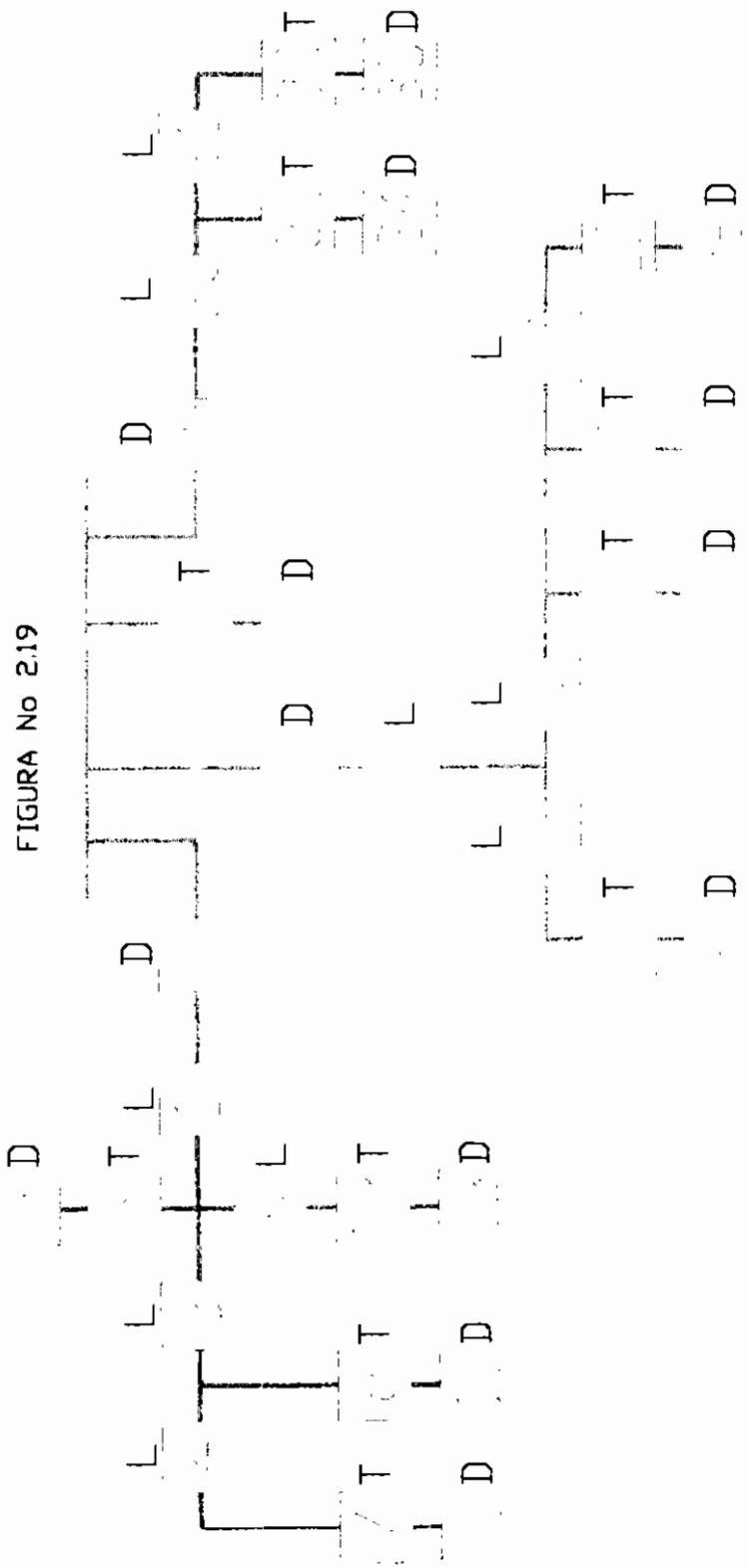


FIGURA No 2.19

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Los cálculos de confiabilidad se los debe hacer en los puntos principales de carga, en el Sistema Eléctrico de Petroproducción todos los puntos de carga son importantes.

La tabla que se expone a continuación resume los resultados del análisis del sistema tipo radial de tres ramales proyectado en el Campo Libertador, se supone que la disponibilidad de energía en la barra de generación es 1, es decir que nunca falla.

**TABLA No 2.20**

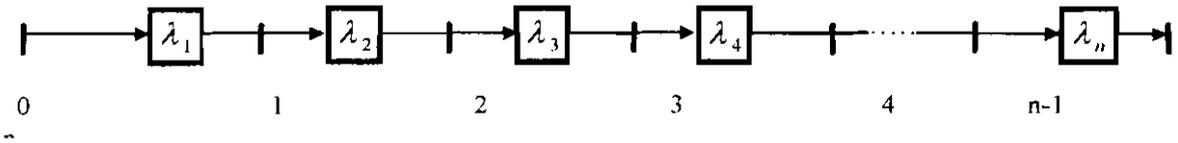
### RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DEL CAMPO LIBERTADOR

COD.	ELEMENTO	FRECUENCIA DE FALLA I/AÑO	TIEMPO DE SUSPENSIÓN DE SUMINISTRO DE ENERGÍA AL AÑO [pu]	TIEMPO PROMEDIO PARA MANTENIM PREVENTIVO AL AÑO [pu]	DISPONIBILIDAD [pu]
1	D	0.386	0.00079315	0.00025114	0.99895571
2	L	0.1221	0.00012545	0.00025114	0.99962341
3	L	0.0693	0.00007120	0.00025114	0.99967766
4	L	0.1386	0.00014240	0.00025114	0.99960646
5	D	0.386	0.00079315	0.00025114	0.99895571
6	T	0.01	0.00009132	0.00025114	0.99965754
7	T	0.01	0.00009132	0.00025114	0.99965754
8	T	0.01	0.00009132	0.00025114	0.99965754
9	L	0.0759	0.00007798	0.00025114	0.99967088
10	D	0.386	0.00079315	0.00025114	0.99895571
11	D	0.386	0.00079315	0.00025114	0.99895571
12	T	0.01	0.00009132	0.00025114	0.99965754
13	D	0.386	0.00079315	0.00025114	0.99895571
14	D	0.386	0.00079315	0.00025114	0.99895571
15	L	0.099	0.00010171	0.00025114	0.99964715
16	L	0.0528	0.00005425	0.00025114	0.99969461
17	L	0.0429	0.00004408	0.00025114	0.99970478
18	L	0.1749	0.00017969	0.00025114	0.99956917
19	T	0.01	0.00009132	0.00025114	0.99965754
20	T	0.01	0.00009132	0.00025114	0.99965754
21	T	0.01	0.00009132	0.00025114	0.99965754
22	T	0.01	0.00009132	0.00025114	0.99965754
23	D	0.386	0.00079315	0.00025114	0.99895571
24	D	0.386	0.00079315	0.00025114	0.99895571
25	D	0.386	0.00079315	0.00025114	0.99895571
26	D	0.386	0.00079315	0.00025114	0.99895571
27	T	0.01	0.00009132	0.00025114	0.99965754
28	D	0.386	0.00079315	0.00025114	0.99895571
29	D	0.386	0.00079315	0.00025114	0.99895571
30	L	0.2607	0.00026784	0.00025114	0.99948102
31	L	0.2244	0.00023055	0.00025114	0.99951831
32	T	0.01	0.00009132	0.00025114	0.99965754
33	T	0.01	0.00009132	0.00025114	0.99965754
34	D	0.386	0.00079315	0.00025114	0.99895571
35	D	0.386	0.00079315	0.00025114	0.99895571

CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

Los resultados expuestos en la tabla anterior muestran la disponibilidad de los elementos del sistema pero como entes individuales, la disponibilidad de los puntos extremos del sistema tomado en cuenta como lo que es, un sistema serie, dará una mejor idea de la disponibilidad del sistema en conjunto.

Gráficamente un sistema serie puede representarse así:



En un sistema serie la frecuencia de falla en un punto cualesquiera viene dado por:

$$\lambda_{Sn} = \sum_{i=1}^n \lambda_{ei} \tag{2.61}$$

El tiempo de reposición viene dado por:

$$T_{RS} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i * T_n}{\lambda_{Sn}} = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{\lambda_{Sn}} \tag{2.62}$$

La disponibilidad será entonces:

$$A_v = 1 - T_{RS} \quad [\text{pu}] \tag{2.63}$$

Disponibilidad del punto extremo del ramal norte:

$$\lambda_{S35} = \lambda_{29} + \lambda_{30} + \lambda_{31} + \lambda_{33} + \lambda_{35}$$

$$\lambda_{S35} = 0,386 + 0,2607 + 0,2244 + 0,01 + 0,386$$

$$\lambda_{S35} = 1,2671$$

$$T'_{RS} = \frac{I_{29} + I_{30} + I_{31} + I_{33} + I_{35}}{\lambda_{S35}}$$

$$T'_{RS} = (0,00079315 + 0,00026784 + 0,00023055 + 0,0009132 + 0,00079315) / 1,2671$$

$$T'_{RS} = 0,00217601 / 1,2671$$

$$T_{RS} = 0,00171732$$

$$A_S = 1 - 0,00171732$$

$$A_S = 0,99828268$$

Disponibilidad del punto extremo del ramal Sur

$$\lambda_{S10} = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_7 + \lambda_{10}$$

$$\lambda_{S10} = 1,112$$

$$T'_{RS} = 0,00181355$$

$$A_S = 1 - 0,00181355$$

$$A_S = 0,99818645$$

Disponibilidad del punto extremo del ramal Noreste

$$\lambda_{S26} = \lambda_{14} + \lambda_{15} + \lambda_{17} + \lambda_{18} + \lambda_{22} + \lambda_{26}$$

$$\lambda_{S26} = 1,0988$$

$$T'_{RS} = 0,00182299$$

$$A_S = 1 - 0,00182299$$

$$A_S = 0,99817701$$

## CAPÍTULO 2: DIAGNÓSTICO Y DISEÑO

De los tres valores calculados el que representa la disponibilidad del sistema será el más bajo, es decir que el factor de confiabilidad del sistema del Campo Libertador vendrá dado por el del extremo del ramal Norte.

$$fc = 0,99817701$$

Debe quedar claro que una optimización adecuada en el proceso de operación y una planificación adecuada en el mantenimiento del sistema, eleva considerablemente el grado de disponibilidad y al mismo tiempo disminuye la posibilidad de falla de los elementos del sistema analizado.

# ***CAPÍTULO***

---

# **3**

## ***ANÁLISIS TÉCNICO -ECONÓMICO DE LA INTEGRACIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR***

### **3.0 INTRODUCCIÓN**

Tres son las etapas funcionales que intervienen en el costo de la energía eléctrica: generación, transmisión y distribución. Los costos más altos que intervienen en estas tres etapas son los equipos propiamente dichos, luego está el costo de combustibles, y finalmente el de mano de obra. Un análisis económico completo debe tomar en cuenta costos tanto para construcción como para mantenimiento de los sistemas. El costo de combustible necesario para la operación, se lo calcula en base a los costos reales actuales, considerando el valor a nivel de la refinería Amazonas, más el de transporte hasta el sitio de consumo. En lo que a equipos de generación se refiere, se consultarán los costos actualizados en la empresa para equipos de hasta 4,5 MW instalados.

### CAPÍTULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

Los costos de equipos y materiales se tomarán de los registrados en las bodegas de la Empresa. En lo que a mano de obra se refiere, los valores serán tomados de los diferentes contratos de provisión de personal de apoyo, así como también de los contratos para provisión y operación de equipos de construcción. En lo relacionado al personal de Petroproducción que se encuentra directamente involucrado con el proyecto, esto es la operación y mantenimiento del sistema, los valores se han de tomar del Departamento de Recursos Humanos, para que estos valores sean lo bastante aproximados a la realidad se escogerá personal con una experiencia aproximada de 15 años, esto obviamente reflejará un salario mayor que el del personal nuevo. El tiempo que tardará la realización del proyecto se lo estimará en base a la amplia experiencia que a través de muchos años ha acumulado el Departamento de Mantenimiento del Distrito Oriente, y específicamente de la sección de Eléctricos.

Todo esto solo quiere decir que los valores que aquí se presenten como resultado final del análisis serán muy confiables y veraces.

### **3.1 COSTOS DE INVERSIÓN**

La generación centralizada de un campo cualesquiera que este sea, requiere de manera obligatoria de la inversión en líneas de transmisión , líneas de distribución, instalación de generadores adicionales a los existentes en el centro o centros de carga óptimos considerados en el estudio, transformadores en los Campamentos y Estaciones, transformadores en los pozos que actualmente operan con generadores individuales, es decir lo que llamaremos las minisubestaciones, y una serie de imprevistos o misceláneos que tienen que ser tomados en cuenta.

### **3.1.1 COSTOS DE CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN**

Para el presente estudio, el cálculo del costo de líneas se refiere únicamente a una línea trifásica a 13,8 kV, ya que la línea de transmisión es tratada en otro estudio, motivo de otro tema de tesis. El análisis de costo se lo hará para un kilómetro de línea que emplea el tipo de estructura más generalmente utilizado por el personal de Petroproducción, además se considerará que como promedio existirán 14 estructuras por cada kilómetro de línea.

A continuación se presenta un breve pero efectivo análisis que justifica plenamente el empleo de estructuras metálicas.

#### **3.1.1.1 ESTRUCTURA METÁLICA**

##### **VENTAJAS:**

- Menor costo de instalación e inversión.
- Menor tiempo de montaje y parada de esta estructura. Se pueden instalar hasta 10 estructuras diarias, en condiciones climáticas normales.
- No requiere estudio de suelos, puesto que se usa directamente el pilotaje que constituye un mejoramiento del tipo de suelo.
- Existe gran experiencia para trabajar con estructuras metálicas.
- Facilidad de transporte de la tubería y el equipo necesario para la estructura.

**DESVENTAJAS:**

- Por tratarse de una estructura metálica existe un nivel de corrosión que no está bien determinado y que varía según el grado de humedad del sitio de instalación.
- Se debe realizar mantenimiento a la estructura cada cierto tiempo, para evitar la corrosión.
- Existe una altura limitada de la estructura, por lo que se debe considerar esfuerzos longitudinales y verticales.

**3.1.1.2 ESTRUCTURA DE CEMENTO**

**VENTAJAS:**

- No requiere mantenimiento.

**DESVENTAJAS:**

- Mayor costo de instalación e inversión.
- Mayor tiempo de parada de la estructura.
- Dificultad y demora en el transporte del poste, pues implica mayor cuidado en su manejo y solo se pueden transportar 3 o 4 postes por viaje desde Quito hasta el lugar de instalación.
- Se debe hacer caminos de acceso para la grúa.
- Se necesita participación de personal para obra civil y eléctrica.
- Se requiere realizar un estudio de suelos previo a la colocación de un poste. Además dependiendo del resultado del estudio se deberá dar tratamiento al suelo para la

cimentación correspondiente. El estudio y el tratamiento del suelo por cada estructura tiene un costo considerable y un tiempo de demora adicional a la parada de una estructura, lo que hace mayor el tiempo dedicado a cada estructura. Se estima 15 días por estructura.

La diferencia de presupuestos de estructuras metálica y de cemento no es considerable ni decisiva por lo que es conveniente comparar otros parámetros como tiempo, confiabilidad, etc. Considerando las ventajas y desventajas de cada una de las estructuras se concluye que es más conveniente seguir utilizando las estructuras metálicas principalmente por el menor tiempo de instalación que requiere, lo cual si influye económicamente en el costo de producción.

### **3.1.1.3 PORCENTAJE DE COSTOS:**

El costo de instalar una estructura metálica es el 82 % del costo de instalación de un poste de hormigón. Debe tenerse además muy en cuenta que las tuberías empleadas para las estructuras son las que se emplean en los alimentadores secundarios de oleoducto y que fueron ya retirados, en resumen vienen a ser material de desecho, lo cual implica un porcentaje de costos aún menor que el indicado.

A continuación la siguiente tabla presenta una lista de materiales y requerimientos de mano de obra para la construcción de un kilómetro de línea, todo de acuerdo a los datos de costos proporcionados por personal de bodegas de la Empresa y contratos de servicio. En lo que a contratos de servicio se refiere, incluye costos de cuadrillas especializadas, transporte, equipos de suelda, winches, side-boom (tractor grúa), etc.

**COSTO TOTAL DE UN Km. DE LÍNEA TRIFÁSICA A 13,8 kV**

**TABLA No 3.01**

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	US \$/U	US \$ TOTAL
1	conductor ACSR 4/0	3150 m	1,22	3.843,00
2	conductor ACSR 1/0	1050 m	0,90	945,00
3	tubería 6 5/8"	336 m	17,45	5.863,20
4	aislador stand off	42	51,50	2.163,00
5	aislador tipo pin 55-4	14	1,88	26,32
6	aislador tipo pin 55-5	42	17,57	737,94
7	conector 4/0 terminal	14	3,92	54,88
8	conector 1/0	14	2,65	37,10
9	guarda cabos/clevis/standard	8	3,92	31,36
10	performado terminal	8	4,02	32,16
11	clevis eye	8	8,32	66,56
12	pernos, tuercas, arandelas	114	1,92	218,88
13	varilla de anclaje doble ojo	2	5,35	10,70
14	ancla	2	17,50	35,00
15	performado terminal 4/0	8	3,97	31,76
16	ojo guarda cabos 4/0	10	5,85	58,50
17	mano de obra, soldadura, equipo	1sem..	5.000,00	5.000,00
18	misceláneos	-----	2.258,68	2.258,68
			<b>TOTAL</b>	<b>21.414,04</b>

La longitud curvada del conductor se calcula aplicando la siguiente fórmula:[]

$$S = L + \frac{4f_{max}^2}{3L} \quad (3.01)$$

donde:

L= distancia interpostal

$f_{max}$  = flecha máxima

S = longitud curvada del conductor

entonces:

### CAPÍTULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

$$S = 70m + \frac{4 * 0,675^2}{3 * 70} = 70,009m$$

Como la distancia interpostal es corta, las flechas son pequeñas, siendo así la longitud curvada del conductor casi similar a la distancia interpostal, pero por experiencia del personal que trabaja en Petroproducción el promedio de conductor que se utiliza en un kilómetro de línea es de 1050 m por cada fase, y es éste el dato que se toma en cuenta para la elaboración de la tabla 3.01.

Se emplean aproximadamente 24 metros de tubería por cada estructura, esto es debido a la acción de pilotaje mas que al tamaño mismo de la estructura .

Dentro de los misceláneos se incluyen pagos por compra de tierras, compensaciones a la comunidad, etc. En esta zona este tipo de pagos no son elevados por cuanto las líneas ocupan el derecho de vía de las carreteras, oleoductos o líneas de flujo existentes, lo cuál ya fue negociado a su debido tiempo.

Según los datos recopilados en el capítulo 2; y específicamente de la tabla 2.14 que presenta el resumen de distancias entre puntos de interés en el Área Libertador, el total de líneas de distribución en la zona en estudio viene dado de la siguiente manera:

#### **a) Campo Libertador**

Ramal Norte (Secoya - Pacayacu # 05) = 14,7 Km.

Ramal Noreste (Secoya - Pacayacu # 04) = 23,6 Km.

Ramal Sur (Secoya - Guarumo) = 11,6 Km..

#### **b) Campos Tapi - Tetete - Frontera**

Ramal Frontera - Tapi = 6,6 Km.

Ramal Tapi - Tetete = 6,1 Km.

Ramal Pacayacu # 05 - Tetete = 10,5 Km..

**c) Campos Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR**

Ramal Cuyabeno E.C. - Cuyabeno Campamento = 2,0 Km.

Ramal Cuyabeno E.C. - Sansahuari E.C. = 18,0 Km.

Ramal Sansahuari E.C. - VHR Campamento = 38,0 Km..

Esto implica un gran total de 131,1 Km. de líneas de distribución trifásica; más adelante se presentará la justificación plena de la no realización de las líneas de distribución en los campos de los literales **b** y **c**, entonces el total de líneas de distribución a construirse es de 49,9 Km...

### **3.1.2 COSTO DE REUBICACIÓN O CENTRALIZACIÓN DE LA GENERACIÓN**

- Movilización e instalación de grupos electrógenos, cuyo costo incluye obras civiles complementarias, como por ejemplo bases de concreto y techos para protección.
- Construcción e instalación de tableros de sincronización en la central ( La Empresa a adquirido últimamente tableros similares a la compañía ABB)
- Los pozos tomados en cuenta en el estudio son los del Campo Libertador que totalizan 48, de estos, 4 ya emplean bombeo eléctrico, de llegarse al extremo de que todos los pozos funcionen con bombeo eléctrico, implicaría una inversión a futuro de 44

**CAPITULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO**

transformadores individuales de 13800/ 2300 o 1150 voltios cuyo costo es de US \$ 10.000 cada uno.

El resumen del total de estas inversiones se presenta en la siguiente tabla.

**INVERSIONES PARA LA CENTRALIZACIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR**

**TABLA No 3.02a**

**CAMPO LIBERTADOR**

DESCRIPCIÓN	INVERSIÓN US \$		
	No	VALOR UNIT.	SUBTOTAL
<b>LÍNEA DISTR. 13,8 kV</b>	49,9 Km	21.414,04	1'068.560,60
<b>TRANSF. POZOS</b>	4	10.000,00	40.000,00
<b>MOVILIZACIÓN GEN.</b>	2	50.000,00	100.000,00
<b>TABLEROS SINCRONIZ.</b>	1	100.000,00	100.000,00
<b>TRANSFORMADORES EN CENTRALES Y CAMPAMENTOS</b>	12	-----	81.380,00
		<b>TOTAL 1</b>	<b>1'389.940,60</b>

**TABLA No 3.02b**

**CAMPOS TAPI - TETETE - FRONTERA**

DESCRIPCIÓN	INVERSIÓN US \$		
	No	VALOR UNIT.	SUBTOTAL
<b>LÍNEA DISTR. 13,8 kV</b>	23,2 Km	21.414,04	496.805,70
<b>TRANSF. POZOS</b>	0	10.000,00	0
<b>MOVILIZACIÓN GEN.</b>	1	50.000,00	50.000,00
<b>TABLEROS SINCRONIZ.</b>	1	100.000,00	100.000,00
<b>TRANSFORMADORES EN CENTRALES Y CAMPAMENTOS</b>	3	----	12.670,00
		<b>TOTAL 2</b>	<b>659.475,70</b>

TABLA No 3.02c

## CAMPOS CUYABENO - SINGUE - SANSAHUARI - V.H.R.

DESCRIPCIÓN	INVERSIÓN US \$		
	No	VALOR UNIT.	SUBTOTAL
LINEA DISTR. 13,8 kV	58 Km	21.414,04	1'242.014,30
TRANSF. POZOS	0	10.000,00	0
MOVILIZACIÓN GEN.	2	50.000,00	100.000,00
TABLEROS SINCRONIZ.	1	100.000,00	100.000,00
TRANSFORMADORES EN CENTRALES Y CAMPAMENTOS	6	-----	29.745,00
<b>TOTAL 3</b>			<b>1'471.759,30</b>

<b>COSTOS TOTALES DE INVERSIÓN</b>	<b>3'521.175,60</b>
------------------------------------	---------------------

Para la realización del análisis se hace necesario mencionar los costos de operación y mantenimiento.

### 3.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO [RB7]

Una estima de costos de operación se la consigue con un pleno conocimiento de las condiciones de operación del sistema, además de las cantidades de bienes o servicios que produce el mismo.

En un sistema de este tipo, los principales rubros de operación son:

- mantenimiento de los equipos
- repuestos
- combustibles

### CAPÍTULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

- sueldos y demás beneficios del personal
- gastos generales de administración
- suministros de oficina
- servicios de vigilancia, etc.

Debe anotarse que conforme pasa el tiempo, los equipos y demás sistemas sufren un paulatino deterioro. lo que implica que es necesario aumentar la frecuencia de mantenimientos preventivos a los mismos, provocando así un incremento en los costos de mantenimiento.

Los criterios que se tomarán en cuenta para la evaluación de costos de operación de un grupo electrógeno son los siguientes:

- Los mantenimientos preventivos se realizan cada 250 horas, llegándose así a un total de 35 mantenimientos por generador en cada año.
- El tiempo efectivo de parada es de tres horas por cada generador en cada mantenimiento.
- El tiempo de trabajo que emplean los técnicos y ayudantes incluyendo media hora de viajes es decir en ir y volver del sitio donde está el generador es de 3,5 horas.
- Servicio de vigilancia las 24 horas del día en las estaciones de generación y pozos.
- El consumo de combustibles para generación eléctrica, en el Área Libertador es de aproximadamente 168.543 galones/mes, lo que quiere decir que al año se consumen al rededor de 2'022.516 galones.

En base a estos criterios, el costo de operación y mantenimiento preventivo de los generadores se obtiene con la siguiente fórmula:

$$C_{OM} = C_{RE} + C_{MO} + C_{CB} \quad (3.02)$$

donde:

$C_{OM}$  = costos de operación y mantenimiento

$C_{RE}$  = costos de repuestos y lubricantes

$C_{MO}$  = costos de mano de obra

$C_{CB}$  = costos de combustibles

Con los datos de costos de “operación y mantenimiento” y “energía utilizada” se puede entonces calcular el costo del kWh , mismo que servirá para comparar costos con otros sistemas, la fórmula empleada es la siguiente:

$$C_E = C_{OM} / E_m \quad (3.03)$$

$$E_m = P_t * H \quad (3.04)$$

donde:

$P_t$  = potencia utilizada

$H$  = horas de operación al mes

$E_m$  = kWh mensuales

### 3.2.1 DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

De las tablas No 2.15 se toma el dato de producción de petróleo de los pozos que emplean bombas eléctricas sumergibles (BES), para así hacer el análisis de pérdidas de producción de petróleo.

### CAPÍTULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

La producción de petróleo de aquellos pozos que emplean BES, es disminuida notoriamente debido a que cada uno de estos pozos tiene un tiempo efectivo de parada de la generación para mantenimiento preventivo de 3 horas, el hecho de hacer 35 mantenimientos por generador al año, implica que el tiempo efectivo de parada de la generación será de 8,75 horas al mes, lo que necesariamente ocasiona una suspensión de la producción en cada uno de los pozos antes mencionados.

Estando la producción en **BPPD**, entonces la producción por hora será:

$$BPPH = \frac{BPPD}{24horas} \quad (3.05)$$

Teniendo la producción de petróleo por hora, y el número de horas de parada efectiva de la producción, es fácil calcular la pérdida de barriles de petróleo al mes debida a la acción de mantenimiento preventivo de los generadores.

Los resultados que arrojan estos cálculos se resumen en la siguiente tabla:

#### **RESUMEN DE PÉRDIDAS MENSUALES DE PRODUCCIÓN EN LOS POZOS DEL ÁREA LIBERTADOR QUE EMPLEAN BES**

**TABLA No 3.04**

<b>POZO</b>	<b>BPPD</b>	<b>BPPH</b>	<b>PÉRDIDA MENSUAL bls</b>
<b>Shuara 10</b>	268	11,1667	97,71
<b>Shuara 11</b>	814	33,9167	296,77
<b>Pacayacu 4</b>	872	36,3333	317,92
<b>Pacayacu 5</b>	388	16,1667	141,46
		<b>TOTAL</b>	<b>853,86</b>

### CAPÍTULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

Este total de aproximadamente 854 barriles (bls) de petróleo perdidos cada mes, y asumiendo que el precio del barril de petróleo es de US \$ 13,47, implican una pérdida de US \$ 11.503,38 / mes.

De existir daños en los generadores, las pérdidas son mayores que las antes estimadas, pues generalmente un daño grave implica el cambio de generador, lo cual no es posible hacerlo de inmediato, pues al no existir la disponibilidad adecuada del reemplazo, se precisa sacrificar el pozo de más baja producción, para poder disponer de su generador.

Aplicando la estadística de disponibilidad de generadores al pozo de menor producción del Área Libertador ( Shuara 10 ) con una producción de 268 BPPD, implica una pérdida mensual por ausencia de generador de 8.040 barriles de petróleo, como ésta tiene implícita la pérdida de petróleo por mantenimiento preventivo, la pérdida real por falta de generador será de  $8.040 - 97,71 = 7942,29$  barriles de petróleo por mes, lo que quiere decir una pérdida de US \$ 106.982,6 / mes.

Al suponer esta contingencia, la pérdida total en un mes será de  $106.982,6 + 11.503,38 =$  US \$ 118.485,98.

Para la tabla que detallará los costos totales de generación no se tomará en cuenta la contingencia de falta de generador, sino solo aquella provocada por efecto del mantenimiento preventivo, además se deberán particularizar las pérdidas para cada pozo.

Shuara 10 =  $97,71 \text{ bls/mes} * \text{US } \$ 13,47/\text{barril} = \text{US } \$ 1.316,15 / \text{mes}$

Shuara 11 =  $296,77 \text{ bls/mes} * \text{US } \$ 13,47/\text{barril} = \text{US } \$ 3.997,5 / \text{mes}$

Pacayacu 4 =  $317,92 \text{ bls/mes} * \text{US } \$ 13,47/\text{barril} = \text{US } \$ 4.282,4 / \text{mes}$

Pacayacu 5 =  $141,46 \text{ bls/mes} * \text{US } \$ 13,47/\text{barril} = \text{US } \$ 1.905,5 / \text{mes}$

### CAPÍTULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

En conclusión un sistema de distribución de energía que evite este tipo de contingencias graves, obviamente implica una disminución muy notoria en las pérdidas que se pueden dar en el sistema actual.

## 3.2.2 DETALLE DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS ACTUALES [RB5]

### 3.2.2.1 COSTOS DE REPUESTOS Y LUBRICANTES

La siguiente tabla se la hizo en base a los datos de costos unitarios proporcionados por el personal de bodega de la Empresa en el Distrito Oriente, y las cantidades de lubricantes y repuestos proporcionados por el Departamento de mantenimiento de la Empresa.

#### CANTIDADES Y COSTOS CONSIGNADOS AL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE UN GENERADOR

TABLA No 3.05

REPUESTOS	CANTIDAD	COSTO UNITARIO US \$	COSTO TOTAL US \$
Filtro de aire	1	16,31	16,31
Filtro de combustible	1	11,32	11,32
Filtro de aceite	1	53,78	53,78
Juegos de bandas	1	23,00	23,00
Aceite de motor	40 gal.	4,18	167,20
Aceite liviano	1 gal.	5,00	5,00
<b>TOTAL</b>			<b>276,61</b>

### CAPÍTULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

Como se realizan 35 mantenimientos por generador en un año, en un mes se realizarán 35/12 mantenimientos, que multiplicados por US \$ 276,61 que cuesta cada mantenimiento preventivo, dan un total de US \$ 806,8/mes\*generador.

Con la ayuda de la tabla No 2.01, se calcula cuantos mantenimientos se realizan en cada uno de los campos del Área Libertador.

a) *Campo Libertador* con 20 generadores y un total de 7.520 kW de potencia nominal; al realizarse 35 mantenimientos por generador en cada año, esto implica un total de 700 mantenimientos al año, entonces el costo de lubricantes y repuestos es de US \$ 193.627/año, es decir US \$ 16.136/mes.

b) *Campos Tapi - Tetete - Frontera* con 4 generadores y un total de 1.199 kW de potencia nominal, para estos campos, el total de mantenimientos es de 140 en un año, lo que implica un costo de US \$ 38.725,4/año, es decir US \$ 3.227/mes.

c) *Campos Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR* con 11 generadores y un total de 3.355 kW, para estos campos se precisan 385 mantenimientos cada año con un costo anual de US \$ 106.495 , es decir US \$ 8.875/mes.

Entonces el costo total de repuestos y lubricantes es de US \$ 28.238/mes.

#### **3.2.2.2 COSTO DE MANO DE OBRA [RB4]**

Para obtener los costos de mano de obra, los datos que se hacen necesarios son: el de duración del mantenimiento preventivo incluyendo tiempo de viaje y cuantos mantenimientos se hacen al día.

Si se realizan 35 mantenimientos al año a cada uno de los generadores, al ser 35 generadores en total en el Área Libertador, esto implica 1.225 mantenimientos en un año,

### CAPÍTULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

como se trabajan los 365 días del año, entonces deben realizarse 3,36 mantenimientos al día.

Como ya se anotó anteriormente el tiempo que dura cada mantenimiento preventivo es de 3,5 horas incluido el tiempo de viaje, y si se realizan 3,36 mantenimientos/día, esto tomará 11,76 horas diarias de trabajo; en el Distrito Oriente la jornada diaria de trabajo es de 11 horas, lo que quiere decir que la tarea de mantenimiento preventivo toma el 106,9% de la jornada diaria de trabajo, esto no es problema, pues la media hora adicional al tiempo que dura cada mantenimiento está un poco sobredimensionada debido a que siempre existe la tendencia de atender a grupos electrógenos que se hallan en un mismo sector.

Debe anotarse que el mantenimiento lo realizan dos personas, uno es técnico de la Empresa y el otro es un ayudante contratado, como el trabajo es realizado los 365 días del año, necesariamente deben haber dos técnicos pues por cuestiones de turno de trabajo, mientras uno descansa otro debe realizar el trabajo.

En los costos de mano de obra debe incluirse también y aunque no sea directa en el mantenimiento, el servicio de los ayudantes de operación que permanecen en los pozos y estaciones las 24 horas del día.

Los costos aproximados en SMV son:

#### **a) Costos por técnicos de la Empresa**

Salario básico..... 15 SMV

Beneficios, vacaciones, antigüedad, IESS,

fondos de reserva, objetivos, seguros,

jubilación, cesantía, etc..... 29 SMV

Alimentación y alojamiento en el Distrito..... 12 SMV

### CAPÍTULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

Transporte aéreo..... 8 SMV

SUBTOTAL..... 64 SMV

2 técnicos..... 128 SMV

vehículo ( inversiones, mantenimiento, combustible)..... US \$ 920

Cabe aclarar que estas evaluaciones se las hace en SMV pues las compensaciones en nuestro país nunca están acordes con la inflación monetaria como para hacerlas en dólares, no así en lo referente a inversiones y mantenimiento de los vehículos que siempre son las mismas sin importar el precio del dólar norteamericano.

El SMV actual (1998) es de \$ 100.000 , es decir US \$ 22,22.

El total, entonces será de:

$$(128 \text{ SMV} * \text{US } \$ 22,22/\text{SMV}) + \text{US } \$ 920 = \text{US } \$ 3.764,16/\text{mes}$$

#### **b) Costos por personal contratado**

Ayudante de mecánico, contrato PAM - O - 1340

$$0,00987 \text{ SMV/H} * 11\text{H/día} * 365 \text{ días/año} * 1 \text{ año}/12 \text{ meses} = 33,01 \text{ SMV/mes}$$

Es decir US \$ 733,5/mes

Ayudante de producción, contrato No 94147

83,509 SMV/mes

Es decir US \$ 1.855,6/mes

El total de costo de ayudantes de producción debe hacerse tomando en cuenta el número de generadores del Área, así el costo de mano de obra total por mes será como se indica en la siguiente tabla.

**COSTOS DE MANO DE OBRA PARA EL MANTENIMIENTO DE  
GENERADORES DEL ÁREA LIBERTADOR**

TABLA No 3.06

ÍTEM DE GASTOS	COSTO EN US \$/MES
Técnicos	3.764,16
Ayudante de mecánico	733,50
Ayudantes de producción Campo a)	37.112,00
Ayudantes de producción Campo b)	7.422,40
Ayudantes de producción Campo c)	20.411,60
<b>TOTAL</b>	<b>69.443,66</b>

Al existir un total de 35 generadores en el Área Libertador, se puede calcular el costo de mano de obra por cada uno de ellos en un mes.

Costo de mano de obra de cada generador = US \$ 69.443,66/mes\*35 generadores

US \$ 1.984/mes\*generador

### 3.2.2.3 COSTO DE COMBUSTIBLES [RB8]

Para evaluar correctamente el precio del combustible empleado en generación deben tomarse en cuenta dos aspectos, el costo del combustible propiamente dicho y el costo de transporte del mismo hasta los puntos de consumo.

El valor del galón de diesel en la Refinería Amazonas en Shushufindi es de US \$ 0,85, el costo de transporte de acuerdo a la contratista es de US \$ 0,00055/(galón\*Km).

Según datos de la empresa, el consumo de combustible diesel promedio anual se resume en la siguiente tabla.

**CONSUMO DE COMBUSTIBLE DIESEL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN  
EL ÁREA LIBERTADOR**

**TABLA No 3.07**

<b>ESTACIONES O CAMPAMENTOS</b>	<b>GALONES/AÑO</b>
Guarumo	295.680
Secoya	276.480
Shushuqui	56.160
Shuara	200.028
Pichincha	203.040
Pacayacu	90.828
Tetete	177.600
Tapi	25.920
Frontera	27.648
Cuyabeno	341.280
Sansahuari	55.692
VHR	272.160
<b>TOTAL</b>	<b>2'022.516</b>

Basados en esta tabla se puede resumir en otra los costos de transporte de combustible desde Shushufindi hasta los campos considerados en el estudio.

**TABLA No 3.8**

**COSTOS POR TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE PARA GENERACIÓN**

<b>ESTACIONES O CAMPAMENTOS</b>	<b>GALONES DE DIESEL / AÑO</b>	<b>DISTANCIA Km</b>	<b>US \$/GAL.*Km</b>	<b>COSTO US \$</b>
GUARUMO	295.680	54,4	0,00055	8.847
SECOYA	276.480	44,4	0,00055	6.752
SHUSHUQUI	56.160	39,3	0,00055	1.214
SHUARA	200.028	44,2	0,00055	4.863
PICHINCHA	203.040	50,4	0,00055	5.629
PACAYACU	90.828	46,1	0,00055	2.303
TETETE	177.600	53,4	0,00055	5.216
TAPI	25.920	59,5	0,00055	848
FRONTERA	27.648	66,1	0,00055	1.005
CUYABENO	341.280	97	0,00055	18.207
SANSAHUARI	55.692	115	0,00055	3.523
VHR	272.160	153	0,00055	22.902
<b>TOTAL</b>	<b>2'022.516</b>			<b>81.309</b>

### CAPÍTULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

De aquí se calcula el costo de combustibles para los tres sectores en los que se ha dividido el Área Libertador y para los cuales se ha venido haciendo el análisis.

a) Campo Libertador

$$1'122.216 * 0,85 + 29.608 = \text{US } \$ 983.491,6/\text{año}; \text{ es decir US } \$ 81.957,6/\text{mes}$$

b) Campos Tapi - Tetete - Frontera

$$231.168 * 0,85 + 7.069 = \text{US } \$ 203.561,8/\text{año}; \text{ es decir US } \$ 16.963,5/\text{mes}$$

c) Campos Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR

$$669.132 * 0,85 + 44.632 = \text{US } \$ 613.394,2/\text{año}; \text{ es decir US } \$ 51.116,2/\text{mes}$$

El costo total de combustible para generación en el Área Libertador será entonces de:

$$\text{US } \$ 150.037,3/\text{mes}$$

Una vez obtenidos todos los costos, se pueden detallar en una sola tabla para así obtener el costo total de generación para el Área Libertador.

### COSTO DE ENERGÍA EN LOS GRUPOS ELECTRÓGENOS DEL ÁREA LIBERTADOR TABLA No 3.09

No	LOCALIZACIÓN.	POTENCIA INSTALAD [kW]	NÚMERO DE GENERADS.	POTENCIA UTILIZADA [kW]	HORAS OPER/MES	DIESEL GAL/MES	DIESEL \$/MES	RPUETS \$/MES
1	FRONTERA	64	1	27	720	2.304	2.042	806,8
2	FAPI	60	1	14	720	2.160	1.907	806,8
3	TETETE	1.075	2	280	720	14.800	13.015	1.613,6
4	PCY # 4	275	1	46,5	714	3.570	3.125	806,8
5	PCY # 5	275	1	64	714	3.999	3.501	806,8
6	PICHINCHA	1.045	2	320	720	16.920	14.851	1.613,6
7	SHUARA	590	2	156	720	4.032	3.525	1.613,6
8	SHUARA 5	500	1	192	360	3.998	3.496	806,8
9	SHUARA 10	225	1	92,4	714	4.641	4.058	806,8
10	SHUARA 11	275	1	58	714	3.998	3.495	806,8
11	SECOYA	2.540	4	1.126	720	23.040	20.147	3.227,2
12	SUISIRIQUI	565	2	65	720	4.680	4.079	1.613,6
13	GUARUMO	1.230	3	403	720	24.640	21.681	2.420,4
14	CUYABENO	1.100	2	390	720	20.808	18.797	1.613,6
15	CUY.CAMP.	630	2	190	720	4.032	3.642	1.613,6
16	CUY.REINY	365	1	220	720	3.600	3.252	806,8
17	SANSAHUARI	220	2	75	714	4.641	4.239	1.613,6
18	V.H.R. EST	820	2	95	720	10.080	9.416	1.613,6
19	V.H.R. CAMP.	220	2	56	720	12.600	11.770	1.613,6
			<b>33</b>	<b>3.869,9</b>		<b>168.543</b>	<b>150.038</b>	<b>26.624,4</b>

CAPÍTULO 3 ANALISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

No	LOCALIZACIÓN.	MANO DE OBRA \$/MES	PÉRDIDAS PRODUC. \$/MES	COSTO TOTAL \$/MES	ENERGÍA kWh/MES	COSTO US\$/KWH
1	FRONTERA	1 984	0	4 832,8	19 440	0,25
2	TAPI	1 984	0	4 697,8	10 080	0,47
3	TETETE	3 968	0	18 596,6	201 600	0,09
4	PCY # 4	1.984	4.282,4	10 198,2	33.201	0,31
5	PCY # 5	1.984	1 905,5	8 197,3	45.696	0,18
6	PICHINCHA	3.968	0	20.432,6	230 400	0,09
7	SHUARA	3 968	0	9 106,6	112.320	0,08
8	SHUARA 5	1.984	0	6 286,8	69.120	0,09
9	SHUARA 10	1 984	1.316,15	8.164,9	65 973,6	0,12
10	SHUARA 11	1.984	3 997,5	10 283,3	41 412	0,25
11	SECOYA	7 936	0	31.310,2	810.720	0,04
12	SHUSHUQUI	3.968	0	9 660,6	46 800	0,21
13	(GUARUMO)	5 952	0	30 053,4	290 160	0,10
14	CUYABENO	3 968	0	24.378,6	280.800	0,09
15	CUY CAMP	3.968	0	9 223,6	136 800	0,07
16	CUY REINY	3.968	0	9 820,6	53.550	0,18
17	SANSAHUARI	1 984	0	6 042,8	158.400	0,04
18	V H R EST.	3 968	0	14 997,6	68 400	0,22
19	V H R. CAMP	3 968	0	17 351,6	40 320	0,43
		<b>65.472</b>	<b>11.501,6</b>	<b>253.636</b>	<b>2'715.192,6</b>	

### 3.2.3 DETALLE DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS CENTRALIZADOS

Al igual que en el caso del sistema actual, el análisis se lo debe hacer por partes.

#### 3.2.3.1 COSTOS DE REPUESTOS Y LUBRICANTES

En el Área Libertador, son 8 el número de generadores que trabajarían en caso de que la línea de transmisión que interconectará la S/E de Atacapi con la S/E de Secoya estuviera fuera de servicio.

### CAPÍTULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

Los grupos generadores deberán abastecer la carga actual y sin contemplar reservas de energía que se llegarán a necesitar a futuro, pues las centrales de generación servirán únicamente para emergencia en caso de que la L/T este fuera de servicio, y en todo caso para los requerimientos de potencia de generación futura, a su debido tiempo se implementará un grupo de emergencia que permanecerá en alerta, obedeciendo así a la metodología que hasta ahora a funcionado en los Campos de Petroproducción.

Los datos de carga actual en los Campos y considerando que el porcentaje típico de pérdidas que se dan en el Distrito Oriente son del 2% se resumen así:

#### a) Campo Libertador

$$2.529,9 \text{ kW} + 50,458 \text{ kW} = 2.573,36 \text{ kW}$$

#### b) Campos Tapi - Tetete - Frontera

$$318 \text{ kW} + 6,36 \text{ kW} = 324,36 \text{ kW}$$

#### c) Campo Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR

$$1.026 \text{ kW} + 20,52 \text{ kW} = 1.046,52 \text{ kW}$$

Para el Campo Libertador se necesitarán cinco grupos generadores con una potencia nominal de 700 kW cada uno, esto con el fin de utilizar los 3 que operan actualmente en Secoya .

Para los campos Tapi - Tetete - Frontera bastará con un grupo generador de 440 kW de potencia nominal, mismo que se halla operando actualmente en Secoya.

Para los Campos Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR se hacen necesarios dos grupos generadores de 700 kW de potencia nominal.

Los costos por repuestos y lubricantes serán entonces:

Para el *Campo Libertador* :

### CAPÍTULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

$$5 \text{ gen.} * \text{US \$ } 806,8/\text{mes} * \text{gen.} = \text{US \$ } 4.034/\text{mes}$$

Para los *Campos Tapi - Tetete - Frontera*:

$$1 \text{ gen.} * \text{US \$ } 806,8/\text{mes} * \text{gen.} = \text{US \$ } 806,8/\text{mes}$$

Para los *Campos Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR*:

$$2 \text{ gen.} * \text{US \$ } 806,8/\text{mes} * \text{gen.} = \text{US \$ } 1.613,6/\text{mes}$$

Lo que da un total de US \$ 6.454,4/mes

#### **3.2.3.2 COSTO DE COMBUSTIBLES**

Como ya se dijo en el Campo Libertador se mantendrán en operación cinco generadores marca Kato de 700 kW accionados con un motor Waukesha, mientras que para los campos del sector **c)** harán falta dos grupos de este tipo, y finalmente para los campos del sector **b)** se utilizará un grupo electrógeno marca Caterpillar de 440 kW de potencia nominal.

Es sabido que entre un generador que entrega su potencia nominal y un generador que está siendo subutilizado, es decir que entrega solo una fracción de su potencia nominal la diferencia de consumo de combustible no es muy marcada.

De los datos proporcionados en la tabla No 3.7 se puede calcular un valor promedio de consumo de combustible por cada hora de operación para cada uno de los generadores, aunque los valores obtenidos son promedios, es claro también que tienen como base los datos reales tomados por el personal de Petroproducción en los campos de operación, lo cuál hace más confiables los resultados de dichos cálculos.

Para los generadores que van a ser utilizados, se puede tomar el dato actual de Secoya, pues opera con grupos electrógenos de potencias similares a los requeridos en el proyecto.

$$\text{Potencia Total} = 700 + 700 + 700 + 440 = 2540 \text{ kW}$$

### CAPÍTULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

Si asumimos que el consumo de combustible de un grupo electrógeno es proporcional a su potencia nominal, quiere decir que:

Consumo mensual de combustible = 6.349,6 + 6.349,6 + 6.349,6 + 3.991,2 = 23.040 gals.

Así para el generador Kato con motor Waukesha el consumo será:

$$6.349,6 \text{ galones}/720 \text{ horas} = 8,82 \text{ galones/hora}$$

Para el generador marca Caterpillar el consumo será:

$$3.991,2 \text{ galones}/720 \text{ horas} = 5,54 \text{ galones/hora}$$

El consumo de combustible será entonces:

a) Campo Libertador:

$$8,82 \text{ gal/H*gen.} * 5 \text{ gen} * 720 \text{ H/mes} = 31.752 \text{ gal/mes}$$

b) Campos Tapi - Tetete - Frontera:

$$5,54 \text{ gal/H*gen.} * 1 \text{ gen} * 720 \text{ H/mes} = 3.988,8 \text{ gal/mes}$$

c) Campos Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR:

$$8,82 \text{ gal/H*gen.} * 2 \text{ gen} * 720 \text{ H/mes} = 12.700,8 \text{ gal/mes}$$

Los costos del combustible serán:

a) Para el *Campo Libertador* el costo promedio del transporte de un galón de diesel viene dado por:

$$\text{Costo total por transporte} / \text{Galones totales transportados}$$

$$\text{US \$ } 29.608 / 1'122.216 \text{ gal.} = \text{US \$ } 0,03 / \text{gal}$$

entonces el costo será:

$$31.752 \text{ gal/mes} * (\text{US \$ } 0,85/\text{gal} + \text{US \$ } 0,03/\text{gal}) = \text{US \$ } 27.941,76 / \text{mes}$$

b) Para los *Campos Tapi - Tetete - Frontera* el costo promedio del transporte de combustible es:

### CAPÍTULO 3: ANALISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

$$\text{US \$ } 7.069 / 231.168 \text{ gal} = \text{US \$ } 0,0306/\text{gal}.$$

entonces el costo será:

$$3.988,8 \text{ gal/mes} * (\text{US \$ } 0,85/\text{gal} + \text{US \$ } 0,0306/\text{gal}) = \text{US \$ } 3.512 / \text{mes}$$

c) Para los *Campos Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR* el costo de transporte de combustible es:

$$\text{US \$ } 44.632 / 669.132 \text{ gal} = \text{US \$ } 0,0667 / \text{gal}$$

entonces el costo será:

$$12.700,8 \text{ gal/mes} * (\text{US \$ } 0,85/\text{gal} + \text{US \$ } 0,0667 / \text{gal}) = \text{US \$ } 11.642,8 / \text{mes}$$

El costo total de combustible para generación en el Área Libertador será entonces de:

$$\text{US \$ } 43.097,1 / \text{mes}$$

#### **3.2.3.3 COSTO DE MANO DE OBRA**

Los 35 mantenimientos anuales por cada grupo electrógeno implican un total de  $35*8=280$  mantenimientos preventivos al año, siendo cada uno de 3,5 horas de duración, quiere decir que se realizarán 0,767 mantenimientos diarios es decir 2 horas con 40 minutos que equivalen al 24,4% de la jornada de trabajo.

De igual manera para la realización de este trabajo siguen siendo necesarios el técnico de la Empresa y su ayudante, pero la ventaja respecto al anterior sistema es que dispondrán del tiempo sobrante para mantenimiento de líneas de distribución del nuevo, todos estos costos se resumen en la siguiente tabla:

**COSTOS DE MANO DE OBRA PARA EL SISTEMA CENTRALIZADO****TABLA No 3.10**

<b>ÍTEM DE GASTOS</b>	<b>COSTO EN US \$ / MES</b>
Técnicos	3.764,16
Ayudante de mecánico	733,50
Ayudante de producción Campo a)	9.278,00
Ayudante de producción Campo b)	1.855,60
Ayudante de producción Campo c)	3.711,20
<b>TOTAL</b>	<b>19.342,46</b>

A esto debe aumentarse el costo de una cuadrilla permanente de especialistas en mantenimiento en líneas cuyo costo, según el contrato PAM - O - 1387 es de US \$ 6.400/mes, totalizando así un costo de US \$ 25.742,46 /mes.

Entonces el costo de mano de obra mensual por generador será de:

$$C_{MO} / \text{mes} * \text{gen.} = 25.742,46 / 8 \text{ gen.} = \text{US\$ } 3.217,8 / \text{mes} * \text{gen.}$$

Debe quedar claro que el decremento en costos de mano de obra se da principalmente porque para el sistema centralizado se suspende el servicio de ayudantes de operación de 35 generadores al de 8 generadores únicamente y aunque estos operen solo en tres sitios los ayudantes de operación se mantienen a razón de uno por generador por motivos de confiabilidad del sistema.

### 3.3 ESTIMACIÓN DE AHORROS Y BENEFICIOS [RB16]

La ideología de la Empresa Petrolera, y específicamente de Petroproducción es de que todos los ahorros obtenidos gracias a la realización de algún tipo de proyecto, son considerados como ingresos.

Para el caso del presente estudio, la diferencia positiva que pueda existir entre los costos de operación del actual sistema y los costos de operación del sistema centralizado, constituirán un ahorro para la empresa, y que según su propia ideología, es el ingreso a obtenerse con la realización de dicho proyecto.

La centralización de la generación es una de las dos etapas principales responsables de la obtención de ahorros y beneficios con la realización del proyecto.

Para realizar esta estimación, se requiere de los costos de operación y mantenimiento del actual sistema previamente calculados, las pérdidas de producción y otras consideraciones a las que se mencionarán a su debido tiempo.

Los costos de operación y mantenimiento del actual sistema fueron los siguientes:

$$C_{RE} = \text{US } \$ 28.238 \text{ /mes}$$

$$C_{MO} = \text{US } \$ 69.443,66 \text{ /mes}$$

$$C_{CB} = \text{US } \$ 150.037,3 \text{ /mes}$$

$$\text{Costo total} = \text{US } \$ 247.718,96 \text{ /mes}$$

Los costos para el sistema centralizado fueron:

$$C_{RE} = \text{US } \$ 6.454,2 \text{ /mes}$$

$$C_{MO} = \text{US } \$ 25.742,46 \text{ /mes}$$

$$C_{CB} = \text{US } \$ 43.097,1 \text{ /mes}$$

Costo total = US \$ 75.293,76 /mes

Entonces el ahorro con respecto al actual sistema es de US \$ 172.425,2 /mes.

El costo del kWh con el nuevo sistema será :

$$E_m = 3.870 \text{ kW} * 720 \text{ horas/mes} * 0,99817701 = 2'781.320,4 \text{ kWh/mes}$$

$$C'_E = (\text{US } \$ 75.293,76/\text{mes})/(2'781.320,4 \text{ kWh/mes}) = \text{US } \$ 0,02707 / \text{kWh}$$

El costo del kWh con el actual sistema y asumiendo que no falle, es decir suponiendo un  $f_c = 1$  será:

$$E_m = 3.870 \text{ kW} * 720 \text{ horas/mes} * 1 = 2'786.400 \text{ kWh/mes}$$

$$C'_E = (\text{US } \$ 247.718,96/\text{mes})/(2'786.400 \text{ kWh/mes}) = \text{US } \$ 0,0889 / \text{kWh}$$

Para los dos casos la potencia se obtiene sumando los valores de potencia utilizada en cada estación, campamento o pozo. El factor **0,99817701** corresponde al valor obtenido en el cálculo de confiabilidad del sistema.

Otro de los beneficios importantes es el de la disminución de pérdidas de producción de petróleo. Para el actual sistema se calcularon las pérdidas de producción por efecto de mantenimientos preventivos y falta de generadores, el resultado fue de 854 bls/mes es decir US \$ 11.503,38/mes. Con el sistema centralizado, estas pérdidas son evitadas casi en su totalidad, pues para realizar mantenimiento de generadores ya no hará falta parar la producción de los pozos, pues la energía necesaria siempre se tendrá disponible contando además con una mejora en la disponibilidad de equipo, consecuencia propia de la centralización de generación de la energía. Se puede entonces concluir que el beneficio neto mensual será de US \$ 11.503,38/mes.

Este beneficio alberga también un aumento en la vida útil de las BES, pues sabido es que el número de arranques es un factor que afecta a este tipo de equipo y el sistema centralizado prácticamente ahorrará 35 arranques por año a cada BES, lo que implicará un aumento en la vida útil de la misma.

La disponibilidad de grupos electrógenos que se tendrá luego de llevado a cabo el proyecto es también un gran beneficio para la Empresa, pues ya no serán 35 generadores los que operen, como actualmente sucede, sino que solo 8 serán los encargados de abastecer energía al nuevo sistema y los que no sean utilizados en dicha central, servirán en otras aplicaciones o en nuevos campos donde se puedan hacer nuevas exploraciones, cabe mencionar que cuando se perfora un nuevo pozo, es probable que haga falta levantamiento artificial desde un principio, para lo cuál resultaría muy oportuno el disponer de un grupo electrógeno para generación de energía hasta que se analice la posibilidad de integrarlo al Sistema de Distribución, esto en caso de que los pozos queden cerca del Sistema de Distribución de Energía.

El costo de los 33 grupos generadores del actual sistema, pues los dos grupos que son utilizados para los taladros no los tomamos en cuenta por obvias razones, y considerando un costo aproximado de US \$ 205 por kilovatio de potencia nominal será: [RB15]

$$12.074 \text{ kW} * \text{US } \$ 205/\text{kW} = \text{US } \$ 2'475.170$$

El precio de los generadores que se retirarán al llevar a cabo el proyecto es de :

$$9.534 \text{ kW} * \text{US } \$ 205/\text{kW} = \text{US } \$ 1'954.470$$

Debe anotarse que de los 8 generadores que serán necesarios para el sistema centralizado, solo 4 son del actual sistema, debiendo por lo tanto adquirirse los 4 restantes de 700 kW , lo que implica un gasto de  $2.800 \text{ kW} * \text{US } \$ 205/\text{kW} = \text{US } \$ 574.000$ .

### CAPÍTULO 3. ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

El beneficio neto que se obtiene por la disponibilidad de grupos será:

$$\text{US \$ 1'954.470} - \text{US \$ 574.000} = \text{US \$ 1'380.470}$$

Diferenciando el beneficio para cada uno de los sectores en los que se ha dividido el Área para su análisis, los resultados son los siguientes:

#### a) Campo Libertador

La evaluación económica correcta toma en cuenta únicamente disponibilidad de recursos e inversiones obligatorias, es así que para este campo el ahorro es el siguiente:

$$(7.520 \text{ kW} * \text{US \$ 205/kW}) - (700\text{kW/gen.} * 5\text{gen.} * \text{US \$ 205/kW}) = \text{US \$ 824.100}$$

Aplicando el mismo concepto en los otros campos, se tiene:

#### b) Campos Tapi - Tetete - Frontera

$$(1.199\text{kW} * \text{US \$ 205/kW}) - (440\text{kW/gen.} * 1\text{gen.} * \text{US \$ 205/kW}) = \text{US \$ 155.595}$$

#### c) Campos Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR

$$(3.355\text{kW} * \text{US \$ 205/kW}) - (700\text{kW/gen.} * 2\text{gen.} * \text{US \$ 205/kW}) = \text{US \$ 400.775}$$

### **3.3.1 PÉRDIDAS DE POTENCIA [RB21]**

Con la implementación del sistema de distribución en el Campo Libertador, se calculó una pérdida de potencia de 59,46 kW, que corresponde al sumatorio de las pérdidas calculadas en cada uno de los tres ramales del sistema de distribución. Según la recopilación de datos del capítulo 2 se observó que las cargas en estas centrales son casi constantes, y es así que para efectos de cálculo se asume un factor de carga ( $F_c$ ) de 0,95.

En el departamento de mantenimiento de Petroproducción el factor de pérdidas lo calculan empleando la siguiente fórmula:

$$F_p = A * F_c + (1 - A) * F_c^2 \quad (3.06)$$

### CAPÍTULO 3. ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

donde A es una constante y para el caso de Ecuador es de 0,15 siendo entonces el factor de pérdidas el siguiente:

$$F_p = 0,15 * 0,95 + (1 - 0,15) * 0,9025$$

$$F_p = 0,91$$

La pérdida mensual de energía será:

#### a) Campo Libertador

$$59,46 \text{ kW} * 720 \text{ H/mes} * 0,91 * 0,99817701 = 38.887,17 \text{ kWh/mes}$$

#### b) Campos Tapi - Tetete - Frontera

$$6,36 \text{ kW} * 720 \text{ H/mes} * 0,91 * 0,99817701 = 4.159,48 \text{ kWh/mes}$$

#### c) Campos Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR

$$20,52 \text{ kW} * 720 \text{ H/mes} * 0,91 * 0,99817701 = 13.420,19 \text{ kWh/mes}$$

La segunda etapa importante para la obtención de ahorros y beneficios es la Integración al Sistema Interconectado de Petroproducción (S.I.P.), con esta etapa básicamente se conseguirá ahorrar repuestos y combustibles, esto es por que los generadores de las tres centrales no serán usados, sino que se mantendrán en reserva, y obviamente no existirá consumo de combustible ni desgaste rápido de las partes de los grupos electrógenos.

La integración se da mediante una línea de transmisión a 69 kV, lo que implica un incremento necesario de una cuadrilla de trabajadores para mantenimiento de la línea y las dos subestaciones, como ya se dijo el análisis completo de esta línea es motivo de otro tema de tesis por lo que solamente se lo menciona.

## **3.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA CENTRALIZADO [RB16]**

En un proyecto de ingeniería la decisión adecuada respecto a la realización del mismo depende del análisis y conocimiento de la información económica, para lo cuál hacen falta ciertos conceptos que se anotan a continuación.

### **3.4.1 FLUJO NETO DE CAJA (FNC)**

Representa el movimiento neto de caja o la generación neta de fondos durante cierto período de tiempo. Es indispensable anotar que para la determinación del FNC se deben considerar únicamente los ingresos y egresos reales o efectivos.

Los elementos más importantes del flujo de caja son la inversión, los gastos de operación, los cargos financieros, la utilización de bienes y servicios ya existentes en la empresa, los ingresos, entre otros.

### **3.4.2 INVERSIÓN**

Es la cantidad necesaria de dinero para llegar a concluir con el proyecto estudiado. La estimación de las inversiones es a veces simple y rápida. Este es el caso cuando la empresa efectúa la compra de algún equipo, ya que los precios pueden obtenerse de catálogos.

Como se habrá notado para el presente estudio todos los valores se han obtenido internamente de Petroproducción y de contratos hechos con la empresa.

En este proyecto los costos de inversión básicamente vienen dados por el valor de conductores, tuberías, aditamentos para las estructuras, aditamentos para las líneas,

transformadores, equipo de generación, movilización e instalación de grupos electrógenos, tableros de sincronización, mano de obra para instalación, y otros misceláneos que ya fueron debidamente explicados.

### 3.4.3 GENERACIÓN CENTRALIZADA

Según la tabla 3.02, la inversión total para la centralización de generación será de aproximadamente US \$ 3'521.176, la inversión diferenciada según los campos de a), b) y c) es la siguiente:

a) Campo Libertador

$$49,9*21.414,04 + 4*10.000 + 2*50.000 + 1*100.000 + 81.380 = \text{US } \$ 1'389.940,6$$

b) Campos Tapi - Tetete - Frontera

$$23,2*21.414,04 + 1*50.000 + 1*100.000 + 12.670 = \text{US } \$ 659.475,8$$

c) Campos Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR

$$58*21.414,04 + 2*50.000 + 1*100.000 + 29.745 = \text{US } \$ 1'471.759,4$$

Ahora para cada sector deben diferenciarse costos de materiales de costos de mano de obra.

Ya se anotó que el costo de mano de obra de un kilómetro de línea es de US \$ 5.000; además lo referente a movilización de generación es también parte de los costos de mano de obra, entonces los resultados son:

a) Campo Libertador

$$49,9\text{Km} * \text{US } \$ 5.000/\text{Km.} + 2\text{gen.} * \text{US } \$ 50.000/\text{gen.} = \text{US } \$ 349.500$$

entonces los costos de materiales serán:

$$\text{US } \$ 1'389.940,6 - \text{US } \$ 349.500 = \text{US } \$ 1'040.440,6$$

**b) Campos Tapi - Tetete - Frontera**

$$23,2\text{Km} * \text{US } \$ 5.000/\text{Km.} + 1\text{gen.} * \text{US } \$ 50.000/\text{gen.} = \text{US } \$ 166.000$$

entonces los costos de materiales serán:

$$\text{US } \$ 659.475,8 - \text{US } \$ 166.000 = \text{US } \$ 493.475,8$$

**c) Campos Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR**

$$58\text{Km} * \text{US } \$ 5.000/\text{Km.} + 2\text{gen.} * \text{US } \$ 50.000/\text{gen} = \text{US } \$ 390.000$$

entonces los costos de materiales serán:

$$\text{US } \$ 1'471.759,4 - \text{US } \$ 390.000 = \text{US } \$ 1'081.759,4$$

### **3.5 CÁLCULO DEL FLUJO NETO DE CAJA [RB16]**

Para llevar a cabo estos cálculos, deben tomarse en cuenta ciertas consideraciones:

Las requisiciones y compra de materiales tardan aproximadamente seis meses, estimándose un desembolso mensual constante igual a:

**a) Campo Libertador**

$$\text{US } \$ 1'040.440,6 / 6 \text{ meses} = \text{US } \$ 173.406,8/\text{mes}$$

**b) Campos Tapi - Tetete - Frontera**

$$\text{US } \$ 493.475,8 / 6 \text{ meses} = \text{US } \$ 82.245,97/\text{mes}$$

**c) Campos Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR**

$$\text{US } \$ 1'081.759,4 / 6 \text{ meses} = \text{US } \$ 180.293,2/\text{mes}$$

La construcción de líneas se realiza a razón de 1Km. por semana, al mismo tiempo se instalarán los transformadores en los pozos, estaciones y campamentos, los generadores adicionales y tableros en los centros de generación.

Utilizando un grupo de trabajadores el tiempo aproximado que lleva la obra será de:

- a) 49,9 semanas = 11,52 meses ( 1 año = 52 semanas )  
b) 23,2 semanas = 5,35 meses  
c) 58 semanas = 13,38 meses

Realizar el trabajo en forma independiente en cada zona no es lo óptimo, y la decisión debe tomarse analizando cuál de las tres zonas es más rentable.

Para determinar la zona que deberá terminarse en primer lugar, se calculará la que más ahorro vaya a producir y desde que tiempo.

### **3.5.1 REPUESTOS Y LUBRICANTES**

#### **a) Campo Libertador**

actual = US \$ 16.136/mes

futuro = US \$ 4.034/mes

ahorro = US \$ 12.102/mes

#### **b) Campos Tapi - Tetete - Frontera**

actual = US \$ 3.227/mes

futuro = US \$ 806,8/mes

ahorro = US \$ 2.420,2/mes

#### **c) Campos Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR**

actual = US \$ 8.875/mes

futuro = US \$ 1.613,6/mes

ahorro = US \$ 7.261,4/mes

### 3.5.2 MANO DE OBRA

#### a) Campo Libertador

$$\text{actual} = \text{US \$ } 1.984/\text{mes} * \text{gen.} * 20 \text{ gen.} = \text{US \$ } 39.680/\text{mes}$$

$$\text{futuro} = \text{US \$ } 3.217,8/\text{mes} * \text{gen.} * 5 \text{ gen.} = \text{US \$ } 16.089/\text{mes}$$

$$\text{ahorro} = \text{US \$ } 23.591/\text{mes}$$

#### b) Campos Tapi - Tetete - Frontera

$$\text{actual} = \text{US \$ } 1.984/\text{mes} * \text{gen.} * 4 \text{ gen.} = \text{US \$ } 7.936/\text{mes}$$

$$\text{futuro} = \text{US \$ } 3.217,8/\text{mes} * \text{gen.} * 1 \text{ gen.} = \text{US \$ } 3.217,8/\text{mes}$$

$$\text{ahorro} = \text{US \$ } 4.718,2/\text{mes}$$

#### c) Campos Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR

$$\text{actual} = \text{US \$ } 1.984/\text{mes} * \text{gen.} * 11 \text{ gen.} = \text{US \$ } 21.824/\text{mes}$$

$$\text{futuro} = \text{US \$ } 3.217,8/\text{mes} * \text{gen.} * 2 \text{ gen.} = \text{US \$ } 6.435,6/\text{mes}$$

$$\text{ahorro} = \text{US \$ } 15.388,4/\text{mes}$$

### 3.5.3 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

Ya se vio en la estimación de ahorros y beneficios que solamente en el Campo Libertador se tiene un ahorro en este aspecto.

$$\text{ahorro} = \text{US \$ } 11.503,38/\text{mes}$$

### 3.5.4 COMBUSTIBLES

#### a) Campo Libertador

$$\text{actual} = \text{US \$ } 81.957,6/\text{mes}$$

$$\text{futuro} = \text{US \$ } 27.941,76/\text{mes}$$

$$\text{ahorro} = \text{US \$ } 54.015,84/\text{mes}$$

#### b) Campos Tapi - Tetete - Frontera

actual = US \$ 16.963,5/mes

futuro = US \$ 3.512,54/mes

ahorro = US \$ 13.450,96/mes

c) Campos Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR

actual = US \$ 51.116,2/mes

futuro = US \$ 11.642,8/mes

ahorro = US \$ 39.473,4/mes

### 3.5.5 RETIRO DE GENERADORES

a) Campo Libertador

US \$ 824.100

b) Campos Tapi - Tetete - Frontera

US \$ 155.595

c) Campos Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR

US \$ 400.775

### 3.5.6 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas por energía serían:

a) Campo Libertador

38.887,17 kWh/mes \* US \$ 0,0271/kWh = US \$ 1.053,84/mes

b) Campos Tapi - Tetete - Frontera

4.159,48 kWh/mes \* US \$ 0,0271/kWh = US \$ 112,72/mes

c) Campos Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR

13.420,19 kWh/mes \* US \$ 0,0271/kWh = US \$ 363,69/mes

El resumen de ahorros mensuales se muestra en la siguiente tabla:

**RESUMEN DE AHORROS MENSUALES****TABLA No 3.08**

<b>ÍTEM</b>	<b>CAMPOS DE a)</b>	<b>CAMPOS DE b)</b>	<b>CAMPOS DE c)</b>
<b>GENERADORES (12 meses)</b>	68.675	12.967	33.398
<b>OTROS</b>	101.213	20.590	62.124
<b>PÉRDIDAS (-)</b>	1.054	113	364
<b>TOTAL</b>	<b>168.834</b>	<b>33.444</b>	<b>95.158</b>

El sistema que presenta más ahorro es el del Campo Libertador, luego están los Campos Cuyabeno - Singue - Sansahuari - VHR, y finalmente los Campos Tapi - Tetete - Frontera.

Los tiempos de conclusión del proyecto, incluyendo los seis meses para requisición de materiales serán:

a)  $11,52 + 6 = 17,52$  meses

b)  $5,35 + 6 = 11,35$  meses

c)  $13,38 + 6 = 19,38$  meses

Por lo tanto la construcción de éstos se terminaría aproximadamente en 20 meses.

Los egresos mensuales serán:

materiales:  $(1'040.440,6 + 493.475,8 + 1'081.759,4) / 6$  meses = US \$ 435.945,97

mano de obra:  $(349.500 + 166.000 + 390.000) / 14$  meses = US \$ 64.678,6

De llevarse a cabo todo el proyecto de electrificación, el retorno de la inversión empezaría en el décimo segundo mes al concluirse el sistema de los campos b), aumentaría al décimo octavo mes con la finalización del sistema del campo a) y más aún en el vigésimo mes al finalizar el sistema de los campos c).

A continuación se procede a evaluar el proyecto de electrificación del Campo Libertador.

Los egresos mensuales serán:

materiales:  $1\ 040.440,6 / 6 \text{ meses} = \text{US } \$ 173.406,8 / \text{mes}$

mano de obra:  $349.500 / 12 \text{ meses} = \text{US } \$ 29.125 / \text{mes}$

El retorno de la inversión empezaría en el décimo octavo mes al concluirse el sistema, los valores mensuales que representan los ingresos y egresos del proyecto se dan de la siguiente manera.

DESCRIPCIÓN						
PERÍODO MENSUAL (k)	Materiales	Mano de obra	Generadores	Otros	Pérdidas	Total o FNC
0	-173.407	0	68.675	0	0	-104.732
1	-173.407	0	68.675	0	0	-104.732
2	-173.407	0	68.675	0	0	-104.732
3	-173.407	0	68.675	0	0	-104.732
4	-173.407	0	68.675	0	0	-104.732
5	-173.407	0	68.675	0	0	-104.732
6	0	-29.125	68.675	0	0	39.550
7	0	-29.125	68.675	0	0	39.550
8	0	-29.125	68.675	0	0	39.550
9	0	-29.125	68.675	0	0	39.550
10	0	-29.125	68.675	0	0	39.550
11	0	-29.125	68.675	0	0	39.550
12	0	-29.125	0	0	0	-29.125
13	0	-29.125	0	0	0	-29.125
14	0	-29.125	0	0	0	-29.125
15	0	-29.125	0	0	0	-29.125
16	0	-29.125	0	0	0	-29.125
17	0	-29.125	0	0	0	-29.125
18	0	0	0	101.213	-1.054	100.159
19	0	0	0	101.213	-1.054	100.159
20	0	0	0	101.213	-1.054	100.159
21	0	0	0	101.213	-1.054	100.159
22	0	0	0	101.213	-1.054	100.159
23	0	0	0	101.213	-1.054	100.159
24	0	0	0	101.213	-1.054	100.159

### 3.6 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS [RB16]

Cualquier técnica eficiente de evaluación de inversiones debe considerar todos los flujos de fondos.

Para el presente proyecto se evaluará el período de recuperación de las inversiones (PRI), el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR), y la relación beneficio/costos (B/C), para lo cual se hará mención de los respectivos conceptos.

#### 3.6.1 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

Es el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial neta mediante los flujos netos de caja.

Para determinar el período de recuperación de la inversión con cierta precisión, se calcula el “flujo neto de caja actualizado” por períodos mensuales.

$$FNC'_k = FNC' / (1 + r)^k \quad (3.07)$$

donde  $FNC'_k$  es el flujo neto de caja actualizado del período “k” y “r” la tasa de actualización empleada para el proyecto.

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

Entonces en resumen los datos del análisis de egresos e ingresos es el siguiente:

<b>PERÍODO MENSUAL (k)</b>	<b>FNC</b>	<b><math>FNC_k</math></b>	<b>VAN</b>
0	-104.732	-104.732	-104.732
1	-104.732	-103.866	-208.598
2	-104.732	-103.008	-311.606
3	-104.732	-102.157	-413.736
4	-104.732	-101.312	-515.075
5	-104.732	-100.475	-615.550
6	39.550	37.629	-577.921
7	39.550	37.317	-540.604
8	39.550	37.010	-503.594
9	39.550	36.704	-466.890
10	39.550	36.400	-430.490
11	39.550	36.099	-394.391
12	-29.125	-26.364	-420.755
13	-29.125	-26.146	-446.901
14	-29.125	-25.930	-472.831
15	-29.125	-25.716	-498.547
16	-29.125	-25.504	-524.051
17	-29.125	-25.293	-549.344
18	100.159	86.261	-463.083
19	100.159	85.548	-377.535
20	100.159	84.841	-292.694
21	100.159	84.140	-208.554
22	100.159	83.445	-125.109
<b>23</b>	100.159	82.755	<b>-42.354</b>
<b>24</b>	100.159	82.071	<b>+39.717</b>
25	100.159	81.393	+121.110
26	100.159	80.720	+201.830
27	100.159	80.053	+281.883
28	100.159	79.392	+361.275
29	100.159	78.735	+440.010
30	100.159	78.085	+518.095
31	100.159	77.439	+595.535
32	100.159	76.799	+672.333
33	100.159	76.165	+748.498
34	100.159	75.535	+824.033
35	100.159	74.911	+898.944
36	100.159	74.292	+973.236

Se puede observar que el período de recuperación del capital estará entre los vigésimo tercero y vigésimo cuarto meses.

El cálculo exacto será:

$$PRI = 23 + (42.354 / 82.071) = 23,52 \text{ meses}$$

### 3.7.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

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.

La ecuación matemática que calcula el VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum_{k=0}^n FNC'_k \quad (3.08)$$

donde:

$FNC'_k$  = flujo neto de caja actualizado del período “k”

La tasa de actualización de la Empresa para la evaluación de proyectos de Petroproducción es del 10 % anual, lo que implica una tasa mensual de 10/12.

En una inversión normal los flujos netos de caja durante la fase de realización del proyecto, son negativos, volviéndose positivos durante la fase de explotación.

El criterio general del VAN dice: “ Si el valor actual neto de una inversión es positivo, el proyecto es aceptable, y si es negativo, debe rechazarse”.

Los valores del VAN ya fueron calculados y anotados en la última columna de la tabla anterior, pues éstos sirvieron para determinar el PRI.

Al finalizar el tercer año los beneficios que arroja el sistema ya son elevados, y considerando que el sistema está proyectado para los próximos cinco años, pues recuérdese que al hacer la proyección de la demanda, esta fue en base al número de BES

que se instalarán en los próximos cinco años, y en base a los proyectos nuevos contemplados también en los próximos cinco años, se espera que el proyecto se muestre más rentable, y mejor aún, ya que la reserva de potencia del 30% asumida en el diseño de la red es una cifra más que satisfactoria para abastecer la demanda de potencia mas alla de los 5 años según personal experto de Petroproducción.

### 3.7.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno de un proyecto es la tasa de actualización que anula el valor actual neto VAN del flujo de caja. En otras palabras, podría decirse que TIR es una tasa de interés teórica que se obtendría sobre el capital invertido si este fuese colocado por ejemplo en un banco.

Según este criterio, un proyecto es aceptable si su TIR es mayor a la tasa de actualización fijada por la empresa, que en el caso de Petroproducción es 10% anual, como ya se indicó al calcular el VAN.

Matemáticamente se expresa así:

$$VAN = 0 = \sum_{k=0}^n FNC' / (1 + TIR)^k \quad (3.09)$$

En la mayoría de los casos el cálculo del TIR es difícil de hacerlo por tratarse de una ecuación de grado “k”, por lo que se utilizan métodos iterativos para su resolución.

Para facilitar y al mismo tiempo disminuir el número de cálculos conviene trabajar con los datos anuales, es así que en la siguiente tabla se presentan los resultados del análisis para los próximos cinco años.

FLUJO NETO DE CAJA						
DESCRIPCIÓN	PERÍODO ANUAL (k)					
	0	1	2	3	4	5
<b>Materiales</b>	-1'040.441	0	0	0	0	0
<b>Mano de obra</b>	-174.750	-174.750	0	0	0	0
<b>Generadores</b>	824.100	0	0	0	0	0
<b>Otros</b>	0	607.278	1'214.556	1'214.556	1'214.556	1'214.556
<b>Pérdidas</b>	0	-6.324	-12.648	-12.648	-12.648	-12.648
<b>TOTAL o FNC</b>	-391.091	426.204	1'201.908	1'201.908	1'201.908	1'201.908
<i>FNC<sub>k</sub></i>	-391.091	387.458	993.312	903.011	820.919	746.290

Aplicando a estos resultados el concepto de VAN y aplicando la tasa de actualización de la Empresa es decir 10%, los resultados son los siguientes:

$$VAN_n = \sum_{k=0}^n FNC_k \quad (3.10)$$

Entonces el VAN al final del período 5 será de US \$ 3'459.899

El cálculo de la TIR será a partir de la siguiente ecuación:

$$VAN_n = \frac{FNC}{(1 + TIR)^0} + \frac{FNC}{(1 + TIR)^1} + \frac{FNC}{(1 + TIR)^2} + \frac{FNC}{(1 + TIR)^3} + \frac{FNC}{(1 + TIR)^4} + \frac{FNC}{(1 + TIR)^5}$$

Reemplazando los valores conocidos:

$$0 = \frac{-391.091}{1} + \frac{426.204}{1 + TIR} + \frac{1'201.908}{(1 + TIR)^2} + \frac{1'201.908}{(1 + TIR)^3} + \frac{1'201.908}{(1 + TIR)^4} + \frac{1'201.908}{(1 + TIR)^5}$$

El siguiente paso es ir dando valores a la TIR y ver si la ecuación se cumple, es decir se procede a hacer un tanteo, a continuación se dan algunos valores que llevan a establecer el resultado más aproximado:

### CAPÍTULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

<b>TIR</b>	<b>VAN</b>
1,7	23.688,7
1,8	-4.281,3
1,75	9.272,5
1,78	1.041,44
1,79	-1.636,01
1,785	-301,35
1,781	25,11

Este valor en porcentaje equivale al 248,9 %, a continuación se expone una tabla que resume estos resultados.

<b>INVERSIÓN</b>	<b>PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (meses)</b>	<b>VAN US \$</b>	<b>TIR %</b>	<b>B / C %</b>
<b>1'389.941</b>	<b>23,52</b>	<b>3'459.899</b>	<b>178,4</b>	<b>248,9</b>

### **3.8 ANÁLISIS DE RESULTADOS**

Según los resultados mostrados en la tabla, el proyecto presenta varias ventajas, por lo que resulta atractiva su realización.

Son cuatro los criterios básicos considerados en este estudio económico que evalúa el proyecto, y son: el periodo de recuperación de la inversión, el valor actual neto, la tasa interna de retorno y la relación beneficio/costo.

En relación al primer criterio, el PRI resultó ser de aproximadamente 24 meses, tiempo que podría considerarse aceptable como para decidir la realización del proyecto.

Del análisis del criterio del valor actual neto, la cifra positiva resultante luego de los seis primeros años luego de iniciado el proyecto es bastante elevada en comparación con la inversión inicial, por lo que se concluye que el proyecto tendrá validez.

La tasa interna de retorno que resulta del análisis es mucho mayor que la tasa de descuento del 10 % utilizada en la empresa en la evaluación de proyectos, de lo cuál se concluye que es conveniente implementarlo.

Por último si se analiza el criterio beneficio/costo, el valor obtenido es bastante elevado, por lo tanto considerando este método de evaluación, el proyecto resulta ser económicamente conveniente.

Para el proyecto de electrificación de los campos de **b)** y **c)** realmente el análisis técnico-económico indicaría que es factible de llevarse a cabo; lo que hace difícil la realización de éste es el distanciamiento que existe entre estos y el centro de generación proyectado en Secoya.

Resultaría demasiado complicado y especulativo dar un estimado del costo de la línea de transmisión que iría desde Secoya hasta Cuyabeno, además debe aclararse que el sistema individual de distribución en cada uno de los campos antes mencionados es un proyecto beneficioso, lo que lo hace irrealizable es el hecho de tener que energizarlos desde una subestación principal ubicada en Secoya.

Como opción adicional se podría pensar en proyectar una central de generación en cada uno de estos campos, pero esto prácticamente vendría a ser lo mismo que se tiene actualmente, claro esta con un ligero ahorro en lo que a mantenimiento y combustible se refiere, pero sería mínimo en comparación con la inversión lo que haría demasiado elevado al PRI, razón por la cual es preferible dejarlo funcionando como actualmente lo hace.

Para concluir debe aclararse que para la evaluación económica se han aplicado criterios teóricos de ingeniería económica, tomando en cuenta factores prácticos y reales del Distrito Amazónico, con el fin de contrastar la teoría con datos prácticos que ubiquen el proyecto en la zona de construcción donde se puedan obtener todo tipo de recursos, pues solo de esta manera se podría tener la seguridad de que el proyecto esta completo y listo para ponerlo en ejecución, contando además con que el resultado del estudio sea satisfactorio.

# ***CAPÍTULO***

---

## **4**

### ***CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES***

#### **4.0 CONCLUSIONES**

- La decisión de realizar o no el proyecto depende de los resultados arrojados por el análisis técnico-económico del mismo, conceptos tales como el período de recuperación de la inversión, el valor actual neto, la tasa interna de retorno y la relación beneficio/costo indicaron que el proyecto es factible de llevarse a cabo con resultados económicamente ventajosos para la Empresa.
- Siendo el actual sistema de generación del Área de Libertador una serie de microcentrales aisladas, y realizado un análisis comparativo entre lo que es carga instalada y potencia de generación disponible, se llegó a la conclusión de que existe una marcada subutilización de recursos energéticos, pero se comprobó también que con una mejor organización de recursos disponibles y una buena planificación del nuevo

#### CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

sistema, se puede llegar a evitar no totalmente, pero si en un buen porcentaje el actual desperdicio de recursos de los que dispone la Empresa.

- Con la centralización de la generación en el Área Libertador se consiguen un sin número de ahorros y beneficios para la Empresa, entre estos se pueden mencionar el ahorro en costos de operación y mantenimiento de aproximadamente US \$ 172.500 por mes, la disminución de pérdidas de producción y el aumento en la vida útil de las BES, un beneficio de aproximadamente US \$ 1'380.500 por disponibilidad de grupos electrógenos, para el Campo Libertador que es donde resulta enteramente factible la realización del proyecto se cuenta con aproximadamente US \$ 825.000 por disponibilidad de grupos generadores.
- Podría pensarse que por el hecho de estar sobredimensionado el calibre del conductor en el proyecto del sistema de distribución del Área Libertador, este resultaría inconveniente para la Empresa, pero no es así, ya que al proyecto se lo ha diseñado contando con el material del que se dispone en bodegas y que ha sido costumbre emplearlo en este tipo de proyectos desarrollados dentro de esta Empresa Petrolera, esto a la vez ayuda a conseguir el elevado factor de seguridad con el que se trabaja en este tipo de proyectos de los cuales se exige el mejor factor de confiabilidad.
- Aunque un proyecto puede llegar a presentarse magníficamente rentable analizado de manera individual, este puede no serlo y es lo que ocurrió con los campos de **b)** y **c)**, pues como ya se dijo estos se hallan muy alejados de la central de generación proyectada en Secoya, y si tomamos en cuenta que para llegar con energía del S.I.P. hasta Secoya fue necesario diseñar una línea de transmisión de 14 Km. desde la subestación de Atacapi, teniendo presente que el Campo Libertador tiene una carga

actual de 2.522 KW, resulta absurdo el solo pensar en construir una línea de transmisión de 75 Km. desde Secoya hasta los campos de c) para abastecer una carga actual de 875 KW, o construir una línea de transmisión de 23 Km. desde Secoya hasta los campos de b) para abastecer una carga actual de 472 KW. Aunque las redes de distribución se presenten como proyectos rentables y de pronta recuperación de la inversión en cada uno de estos campos, lo que hace irrealizable al proyecto es lo costoso que resultaría abastecerlos de energía barata proveniente del S.I.P.

- Por los resultados obtenidos de los cálculos mecánicos de la red de distribución, solo se puede concluir que no es absolutamente necesario llevar a cabo este tipo de análisis en redes de distribución, y es lógico, pues debido a la simpleza de las estructuras empleadas, se tienen vanos promedio de 70 m, con lo que no se consiguen longitudes de flechas críticas ni siquiera aún bajo las más severas condiciones, cosa que no ocurre con las líneas de transmisión, las cuales por lo general se ven obligadas a librar accidentes geográficos que exigen vanos mucho mayores y que por tanto someten a los elementos a esfuerzos mecánicos los cuales deben ser vigilados muy de cerca de tal manera que cumplan con los estándares del reglamento de líneas.
- Resulta difícil sino imposible el intentar aplicar cualquiera de los métodos convencionales aprendidos en las materias de Distribución de Energía para establecer una proyección de demanda dentro de lo que es el sector petrolero, pues éste debe realizarse en base a parámetros propios de la Empresa los cuales son fundamentados en la experiencia del personal, además, por el tipo de Empresa donde la producción es lo más importante, no se puede incrementar el factor de seguridad y confiabilidad del sistema de distribución con métodos convencionales como por ejemplo con una red tipo

#### CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

mallá, pues por tratarse de una zona forestal y agrícola, los derechos de vía son muy limitados, y además las cargas se hallan sumamente dispersas, presentando por tanto un panorama con condiciones que no son ni siquiera ligeramente similares a los de una urbanización de la ciudad, en la que si son aplicables estos métodos.

- A más de demostrarse que el empleo de estructuras metálicas resulta económico para la Empresa Petrolera ya sea por que se emplean tuberías de desecho de alimentadores de oleoducto, o por que el tiempo de construcción de las mismas es menor al de cualquier otro método alternativo, principalmente por que permiten obtener un mejor factor de seguridad que implican al ser parte del sistema, además de poder darles un mantenimiento ágil y efectivo el cual lógicamente no implica grandes pérdidas de producción.
- Para efectos de proyección de demanda se asume que las instalaciones existentes en las centrales ya sean de captación o bombeo se verán afectadas solamente por un muy marcado incremento en la producción, lo cual resulta casi imposible por la alta densidad de pozos existente en la zona en estudio, lo que hace poco probable el hecho de que se de un nuevo hallazgo, para efectos de proyección de demanda, el único factor de peso es el hecho de que se llegue a métodos de extracción artificial y específicamente al que emplea bombas eléctricas sumergibles que vienen a representar un importante incremento de carga para el sistema.

## 4.1 RECOMENDACIONES

- Debido a que el Área Libertador posee gas natural, resultaría muy beneficiosa para la economía de la Empresa la realización de un estudio cuyo objetivo sea el de aprovechar este recurso natural, que hoy por hoy es desperdiciado en un sin número de mecheros, pero que bien podría ser empleado para generación de energía, claro está con las debidas inversiones que el proyecto implica, esto es la canalización del recurso natural e implementación de un adecuado equipo de generación.
- Se podría pensar en implementar una red de distribución con su propia central de generación en los campos Tapi-Tetete-Frontera y los campos Cuyabeno-Singue-Sansahuari-V.H.R., pero deberán analizarse dos factores importantes y pueden ser los decisivos para llevar a cabo un proyecto de esta magnitud, y estos son, primero el incremento notorio de la densidad de pozos en el Campo y segundo un gran incremento en la producción de los pozos existentes hasta el momento.
- Para la construcción de la red de Distribución se aconseja tomar muy en cuenta el hecho de que si un pozo o pozos de determinado sector dejan de funcionar obligadamente las bombas de la central de captación deberán dejar de funcionar, pues lógicamente si no hay crudo que almacenar, estas deben detenerse, además debe tenerse presente el hecho de que dentro de la Empresa Petrolera los Campamentos son las cargas menos importantes.

# BIBLIOGRAFÍA

- [RB1] POVEDA H., BOADA J., RIVADENEIRA M., SILVA C., NÁJERA C., Informe de la Comisión de Fusión PAM-PPR., 1993.
- [RB2] Reporte del Departamento de Recursos Humanos, Enero 1997.
- [RB3] Reglamentos e Instructivos de Contratación de Petroecuador.
- [RB4] Informe mensual de gastos por Contratos, Listas de precios y Órdenes de Trabajo, Enero 1997.
- [RB5] Reporte anual de stocks de bodegas, Enero 1997.
- [RB6] Potencial de Producción Distrito Amazónico, Enero 1996.
- [RB7] CHAVEZ E., BENALCAZAR E., CUEVA R., SILVA C., Análisis de la situación actual del Sistema Eléctrico del Distrito Amazónico y alternativas para incrementar la disponibilidad de potencia a corto, mediano y largo plazo, Diciembre 1994.
- [RB8] Reporte de combustible entregado, producido y usado en 1996, Departamento de Materiales, Enero 1997.
- [RB9] Invitación a oferta PPR-CCQ-95-053, Plan de Desarrollo Eléctrico de PPR.
- [RB10] REDA, Catálogo Bombas Eléctricas Sumergibles.
- [RB11] DONALD G. FINK, H. WAYNE BEATY , Standard Handbook for Electrical Engineers, Twelfth Edition, Mc Graw-Hill, Book Company.
- [RB12] REDA, Manual de Operación BES REDA.

## BIBLIOGRAFÍA

- [RB13] YURI B. GUK, Confiabilidad y Calidad. Análisis de confiabilidad de equipos eléctricos, Editorial Energoatomizdat, Leningrado, 1988.
- [RB14] Informe 1994 de Control de Objetivos del Departamento de Mantenimiento del Distrito Amazónico.
- [RB15] Inventario Físico y Reconciliación con Propiedad, Planta y Equipo de Generación, Enero 1997.
- [RB16] VEGA C., Ingeniería Económica, 1983.
- [RB17] CHECA L .M., Líneas de Transporte de Energía, Marcombo Boixareu Editores, Barcelona-México, 1988.
- [RB18] GRAINGER y STEVENSON, Análisis de Sistemas de Potencia, Mc Graw-Hill, México, 1995.
- [RB19] ENRÍQUEZ G, Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica, 2 vol., Editorial Limusa, México, 1980.
- [RB20] ANGÚLO P., Aplicaciones del Autocad, EPN, 1993.
- [RB21] SILVA C., Análisis Técnico Económico para la Integración de Micro-Centrales de Generación Eléctrica en el Área Petrolera Auca de Petroproducción, Tesis previa a la obtención del título de Ingeniero en Electrónica y Telecomunicaciones, EPN, 1996.
- [RB22] MENA P. A., Confiabilidad de Sistemas de Potencia, Quito, EPN, 1983.
- [RB23] CHECA L .M., Líneas Aéreas de Transporte de Energía Eléctrica e Instalaciones Auxiliares de Telecomunicaciones, Patronato de Publicaciones de la Escuela Espacial de Ingenieros Industriales, Madrid, 1948.

# ***ANEXO***

---

## ***1***

### *MÉTODOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO*

Dentro de lo que es la recuperación primaria se tienen el flujo natural y el flujo artificial.

#### **FLUJO NATURAL**

Se da cuando el pozo tiene presión suficiente para fluir hasta la superficie sin la presencia de agentes externos al pozo.

#### **FLUJO ARTIFICIAL**

Se inicia cuando el petróleo no es capaz de fluir por sus propios medios y es necesaria la intervención de un método externo. Al inicio de la operación en el Distrito, durante la época de Texaco P.C. , se determinó, en base al tipo de yacimiento, a la inversión necesaria, a los costos de operación y a la facilidad operativa, que lo más conveniente era el Sistema Hidráulico en los campos Sacha y Auca, mientras que en Shushufindi, donde

## ANEXO I: MÉTODOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO

existe mucho gas, convenía un sistema de levantamiento por gas. En el campo Lago Agrio, donde desde el inicio de la operación se disponía de energía eléctrica suficiente, se instalaron bombas eléctricas sumergibles. Igualmente, CEPE y luego Petroproducción determinaron que lo más ventajoso era emplear métodos de Gas Lift en Libertador; Hidráulico en Cuyabeno, Sansahuari, Pucuna, Paraíso y Mecánico en Bermejo.

En la actualidad, los pozos que necesitan levantamiento artificial, generalmente se integran al tipo de levantamiento existente en el campo al que pertenecen, pues en este caso, los costos de inversión vienen a ser menores que durante el arranque.

El levantamiento artificial contribuye con el 80,5% de la producción del distrito Amazónico.

En el gráfico Ax1 de este Anexo se muestra esquemáticamente una visión básica de cada uno de estos sistemas.

### **BOMBEO MECÁNICO**

Este es un sistema en el cual una bomba de pistones es instalada dentro del pozo y la transmisión de energía desde la superficie se realiza por medio de varillas unidas entre si y conectadas en la superficie a un balancín movido a la vez por un motor estacionario a diesel. Este es un sistema complejo, por cuanto desde el motor en la superficie hasta la bomba en el subsuelo forman una unidad y la acción de cada uno de sus componentes tiene efecto sobre el normal funcionamiento de los demás. La instalación de superficie en el Distrito Amazónico es individual para cada pozo, ya que la separación entre pozos (mas o menos 500 m) no permite que un solo motor pueda utilizarse para mover mas de un balancín. Para instalar la bomba y el sistema de transmisión de energía por varillas, es

## ANEXO I: MÉTODOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO

necesario utilizar la torre de reacondicionamiento y posteriormente, para cambio de bomba o varillas, se utiliza una unidad especial apropiada para esta labor. La bomba y varillas van instaladas dentro del tubing y el fluido sale a la superficie por esta misma tubería que, en caso de existir fluidos corrosivos o formadores de escala, producen graves daños a la sarta de varillas, la bomba y el tubing.

El sistema tiene muchas limitaciones, entre las que puede indicarse la profundidad a la que debe colocarse la bomba, que en la práctica puede llegar hasta 8.000 pies, excepto en el campo Bermejo con 6.000 pies, que es donde se tiene instalado solo este sistema. La producción máxima individual obtenida es de alrededor de 500 Bls/día, pero en general, en este campo, las producciones normales están entre 100 y 200 Bls por día, por pozo. Comparado con los demás sistemas, a este es al que menor producción corresponde.

La Empresa tiene instalados en el Distrito Amazónico 16 pozos con este sistema y su producción es del 0,6% del total.

### **BOMBEO HIDRÁULICO**

Básicamente el sistema consiste en inyectar "crudo de fuerza", llamado también "crudo motriz", con una presión en superficie de alrededor de 3.800 psi., hacia el fondo del pozo, donde está instalada la bomba hidráulica. El crudo motriz, utilizado como fuente energética, ingresa al motor de la bomba y la acciona, permitiendo que la mezcla de fluido de formación que pasa a través de la bomba, sea empujado hacia la superficie, conjuntamente con el fluido motriz. En el gráfico Ax2 de este anexo se aprecia esquemáticamente el sistema superficial.

## ANEXO 1: MÉTODOS DE EXTRACCIÓN DE PETROLEO

El crudo motriz a utilizarse como fuente energética se obtiene en superficie mediante el accionamiento de bombas de alta presión, movidas por turbinas o motores a gas, diesel o eléctricos, instaladas en las estaciones donde existe disponibilidad de crudo limpio (sin agua ni sedimentos). Existen dos tipos de bombas: a pistones o centrífugas de alta velocidad (5.000 RPM), diseñadas para volúmenes que van desde los 2.500 BPPD a los 42.000 BPPD y capaces de entregar una presión de 4.000 psi. La capacidad nominal instalada es de 468.000 BPPD, existiendo 65 unidades diseminadas en todo el Distrito, estando los mayores volúmenes en Sacha, Auca y Cuyabeno, en ese orden. La capacidad real es de 438.000 BPPD, si se considera una eficiencia del 90%, utilizándose diariamente 295.000 BIs y el resto permanece en stand by para mantenimiento de equipos o para incorporación de nuevos pozos. Los equipos grandes, de capacidades sobre los 4.100 BIs diarios se encuentran centralizados en las estaciones y el fluido es enviado hacia los pozos utilizando los sistemas de distribución de crudo de fuerza o “power oil”, que consiste en tuberías capaces de soportar presiones sobre los 4.000 psi. y transportar hasta 60.000 BIs. diarios. El sistema es construido con una línea principal o línea “madre” que une las estaciones del campo donde se genera el fluido motriz. De esta, salen ramales de menor diámetro para distribuir a los diferentes pozos. Las tuberías utilizadas tienen diámetros de 3 1/2”, 4 1/2”, 6 5/8” y 8 5/8”. Una condición muy importante en este sistema es la de que el fluido motriz tiene que ser totalmente limpio, pues este circula por las bombas de superficie, las tuberías de distribución, el tubing, el motor de la bomba hidráulica (a la cual la lubrica) y retorna a la estación por la línea de flujo. Si el crudo no es limpio, afectará a todo o parte del sistema, con costos altos por reparaciones. Las bombas de superficie con

## ANEXO 1: MÉTODOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO

capacidades de 2.500 Bbl. diarios se instalan individualmente en pozos que no están cercanos a los sistemas de distribución de petróleo motriz.

La bomba hidráulica es instalada dentro de una cavidad que va enroscada al tubing. Para instalar la cavidad es necesario utilizar el “chivo” o “ring de reacondicionamiento”, mientras que para la instalación o reversada de la bomba hidráulica, se utiliza el equipo motriz y un equipo más sencillo que la torre. El crudo de formación más el fluido motriz salen a la superficie mezclados, a través del espacio anular, es decir el espacio entre la parte externa del tubing y la interna del casing (o tubería de revestimiento) y luego es enviado a la estación mediante la línea de flujo.

En resumen, cualquier sistema de bombeo hidráulico contiene los siguientes elementos operacionales:

- Tanque para fluido motriz
- Bombas de alta presión
- Líneas de distribución
- Equipo de subsuelo: tubing, cavidad
- Bomba de subsuelo

Las ventajas de este sistema son, entre otras, las siguientes:

- Capacidad para elevar volúmenes medianos de producción
- Puede levantar producción desde grandes profundidades
- Puede utilizarse en pozos desviados o direccionales
- La operación es centralizada
- Facilidad para incorporar nuevos pozos

## ANEXO 1: MÉTODOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO

- Instalación y recuperación de la bomba hidráulica relativamente fácil en tiempo promedio de tres horas.
- Costos de operación medianos

Las principales desventajas pueden resumirse de la siguiente manera:

- Inversión inicial alta
- No es aplicable en pozos con alto contenido de gas
- Obtención de crudo motriz limpio implica costos adicionales
- Sistema de seguridad costoso por manejo de altas presiones
- Tiempo de duración de bombas relativamente bajo

El número de pozos con este tipo de instalación alcanza a los 200 y su producción representa el 30,3% del total del Distrito, constituyéndose en la de mayor producción entre todos los sistemas. El tiempo promedio de duración de las bombas hidráulicas es de 95 días.

### **LEVANTAMIENTO POR GAS**

Este tipo de sistema puede instalarse únicamente en aquellos campos que disponen de gas en cantidades apreciables, gas que constituye el elemento energético para el levantamiento de crudo. En el Distrito, se dispone de este recurso en los campos Shushufindi, Aguarico, Pichincha, Secoya, Shuara y Shushuqui, por lo que se lo a implementado en dichas zonas. El gas proviene de los yacimientos Napo “U”, Napo “T” y Basal Tena.

El sistema consiste en reinyectar a los pozos productores el gas que viene asociado con el crudo, luego de su separación en la estación. La presión de inyección es de alrededor de 1.450 psi. Esquemáticamente el sistema está representado en el gráfico Ax3 de este anexo.

## ANEXO I: MÉTODOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO

Por las características de este sistema, sus instalaciones tienen que ser centralizadas. El gas recuperado de los pozos, después de los separadores de la estación, es conducido a la succión de los compresores de 4 etapas. El gas ingresa a la primera etapa con una presión aproximada de 30 psi. y se obtiene en la descarga de la cuarta etapa alrededor de 1.450 psi. Esta descripción corresponde a las estaciones donde no existen plantas de procesamiento de gas.

En Shushufindi, el gas natural recuperado de los pozos es entregado después de los separadores a la planta de Petroindustrial, la misma que procesa el gas, y el remanente o llamado "gas residual" es devuelto a la estación de producción para su utilización como gas combustible y para el sistema de Gas Lift. El gas a alta presión es enviado hacia los diferentes pozos mediante un sistema de distribución compuesto por tuberías de 2 3/8", 3 1/2", 4 1/2", 6 5/8" y 8 5/8", con capacidad de soportar presiones de hasta 2.500 psi. El diseño del sistema de distribución debe tomar en cuenta especialmente la cantidad de gas a transportarse por cada línea, pues es importante que exista la menor caída de presión en el recorrido porque el sistema de levantamiento es muy sensible a la disminución de presión. Al igual que en el sistema de distribución de Power Oil, generalmente se construye una línea principal o "línea madre" que une las diferentes estaciones de captación de gas y de esta línea salen las ramificaciones para los diferentes pozos. El gas comprimido que ingresa a los pozos retorna a la estación de producción mezclado con el crudo, agua y gas de formación a través de la línea de flujo, cumpliéndose de esta manera el ciclo.

En razón del natural peligro que representa el gas y peor aún a la presión de trabajo indicada, los sistemas de seguridad implementados son más complejos que los de los otros sistemas, pues la seguridad es fundamental en este tipo de sistemas.

## ANEXO I: MÉTODOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO

El equipo que se instala dentro del pozo es mucho más simple que cualquiera de los otros tres sistemas y básicamente está formado por válvulas que se abren a presión predeterminada, para dejar fluir el gas. Estas válvulas, llamadas “Válvulas de Gas Lift”, van colocadas a diferente profundidad, asentadas en los “mandriles” o “bolsillos”. Tanto la presión de apertura como la profundidad se determina en el diseño de cada pozo. Para la instalación inicial de los mandriles es necesaria la utilización de la torre de reacondicionamiento. Para instalar o sacar las válvulas se utiliza la “unidad de cable de acero” o “unidad de wire line”. El fundamento de este tipo de levantamiento es realmente muy simple, en el cual, la energía del gas comprimido es utilizado directamente para levantar fluidos hasta la superficie. El gas comprimido se inyecta por el tubing y pasa hacia el crudo de formación a través de la válvula operadora de gas lift. El alivia el peso de la columna hidrostática del fluido de formación de manera que esta mezcla puede llegar a la superficie y luego, por la línea de flujo hasta la estación. En este sistema, lo complicado es la operación, pues a más del peligro natural indicado anteriormente, existe mucha sensibilidad en cuanto a cambios de presión en los compresores, disminución de temperatura ambiental, mal diseño o ubicación incorrecta de válvulas y exceso o defecto en la cantidad de gas inyectado a los pozos, entre otras.

Cualquiera de estas situaciones, si no son controladas oportunamente, causan pérdidas de producción. Un problema grave que se presenta en esta tipo de levantamiento es el de corrosión en las instalaciones, porque, especialmente donde se utiliza gas residual para gas lift, existe concentración de  $(CO_2)$ , el mismo que al mezclarse, a condiciones de presión y temperatura adecuadas, con el agua de formación, produce ácido carbónico que destruye las tuberías. Como solución preventiva se inyectan químicos que neutralizan esta acción,

pero no se logra una efectividad total por cuanto la única vía para inyectar es por medio del gas y esto no es óptimo, lo cual no sucede por ejemplo en el sistema de power oil, donde los químicos son arrastrados por todo el sistema, brindando una protección eficiente. Al presentarse un problema de rotura de tubing por corrosión, la producción del pozo cae rápidamente, porque el gas inyectado ya no circula por la válvula operadora sino por el lugar de la rotura, bajando completamente la eficiencia del proceso. En este caso, la única solución es cambiar toda la tubería de producción, para lo cual debe utilizarse la torre de reacondicionamiento lo mas pronto posible, pues cualquier demora puede ser causa de una ruptura total del tubing, dificultándose el trabajo de reacondicionamiento, porque generalmente se tiene que recuperar la tubería mediante "pesca", que de acuerdo a la magnitud del problema, puede significar semanas de trabajo, con la consecuente pérdida de producción de petróleo. Por tales motivos en sistemas de este tipo es conveniente realizar el mantenimiento preventivo de cambio de tubing en aquellos pozos que son propensos a este tipo de problema, trabajo que normalmente se realiza en 4 o 5 días.

Las ventajas de este sistema son las siguientes:

- Capacidad para elevar medianas y altas producciones
- Puede utilizarse en pozos desviados o direccionales
- Operación centralizada
- Facilidad para incrementar nuevos pozos
- Cambio de válvulas de gas con equipos menores
- Bajo costo de operación

Entre las principales desventajas se tienen las siguientes:

- No se dispone de gas en todos los campos

- Alta inversión en el arranque
- No aplicable en pozos con alto contenido de agua
- Problemas de corrosión y escala críticos
- Operación complicada y peligrosa
- Sistemas de seguridad muy costosos

El número de pozos operando bajo este sistema es de 80 y su producción representa el 27,7% del total del distrito Amazónico.

### **BOMBEO ELÉCTRICO**

Este sistema de levantamiento artificial es considerado muy efectivo y económico para extracción de altos volúmenes de producción, alcanzando en otros países hasta 60.000 BFPD en determinados pozos. En el Distrito Amazónico se tienen pozos que producen desde 300 hasta 5.000 Bls/día. Este sistema es aplicable para profundidades de hasta 15.000 pies, sin ser limitante la cantidad de agua presente en el fluido y pudiendo manejar cantidades de gas apreciables.

El sistema consiste básicamente en un motor eléctrico conectado a una bomba centrífuga multietapa y alimentado desde la superficie mediante un cable trifásico, especialmente diseñado para soportar la presión hidrostática de la columna y temperaturas de 300°F. La construcción del equipo subsuperficial es muy precisa y de gran calidad para que su duración sea adecuada. Bajo condiciones normales, una instalación de esta clase puede durar hasta 10 años. En el Distrito se tienen bombas que han durado hasta 7 años. El promedio actual de duración de las BES es de 453 días.

## ANEXO 1: MÉTODOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO

Para instalar una BES se utiliza el ring de reacondicionamiento. La bomba va enroscada al final del tubing y la producción del pozo sale a través de esta y la tubería hasta la superficie y de aquí es transportada hasta la estación por la línea de flujo.

La bomba sumergible es centrífuga multietapas y gira a 3.500 RPM. El número de etapas determina el volumen a ser producido. Para conectarse al motor existe una sección sellante que previene la entrada del fluido de formación al motor. Los motores utilizados en el distrito Amazónico son trifásicos con potencias desde 100 HP hasta 225 HP. Para producciones mayores se tienen motores que pasan de los 600 HP. Los motores están llenos de un fino aceite mineral que los lubrica y mantiene una buena conductividad térmica. Un factor determinante para seleccionar el motor es la profundidad a la que irá instalado el equipo, pues se deben tener en cuenta las pérdidas de voltaje en el cable, para un amperaje particular. La energía es suministrada mediante cable trifásico. Este es muy especial en su fabricación, pues debe tener un aislamiento perfecto, el mismo que está formado por material sellante y una armadura redonda o plana de acero, bronce o monel, dependiendo de las características del fluido. El elemento conductor de este tipo de cable está constituido por cobre o aluminio. En superficie, el cable pasa a través de una caja conectora o "junction box" a conectarse con el tablero de control o "switchboard". Es indispensable utilizar el junction box por razones de seguridad, porque podría darse el caso que el gas pueda moverse por la superficie del cable, o , por su interior en caso de rotura de la armadura y si este llega directamente al switchboard, podría producir fuego o una explosión. El switchboard es instalado a la intemperie en cada pozo y por tanto es a prueba de agua. Es fabricado para cada tipo de motor y su función es proteger al equipo de subsuperficie de sobre o baja carga, además de controlar el sistema. Luego del switchboard

## ANEXO 1: MÉTODOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO

viene a un transformador trifásico autoenfriado en aceite, y diseñado para transformar el voltaje de la línea al requerido por el motor.

Este tipo de sistema es instalado principalmente en los campos donde existen facilidades de energía eléctrica, como son Sacha, Shushufindi y Lago Agrio, unidos por el sistema interconectado del Distrito. Sin embargo, por ser muy simple la instalación del equipo de superficie, este sistema se ha utilizado en pozos fuera del interconectado, porque es muy fácil transportar y conectar un generador para alimentar a la BES. Esta es la razón por la cual existe en el Distrito gran cantidad de generadores desperdigados y cuya energía no es aprovechada dentro de un rango normal.

Como ventajas de este sistema se tienen las siguientes:

- Fácil instalación en superficie
- Puede manejar cualquier volumen de producción
- Operación simple
- Costos de operación bajos para altos volúmenes
- Aplicable en pozos direccionales y desviados

Entre las principales desventajas se tienen las siguientes:

- Necesita altos voltajes
- No es práctico para pequeños volúmenes
- Difícil instalación del equipo de subsuperficie
- Necesita de la torre de reacondicionamiento para realizar un reemplazo

En el Distrito amazónico se tienen instalados 127 pozos con BES y su producción representa el 21,9% del total.

FIGURA AX3  
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR GAS

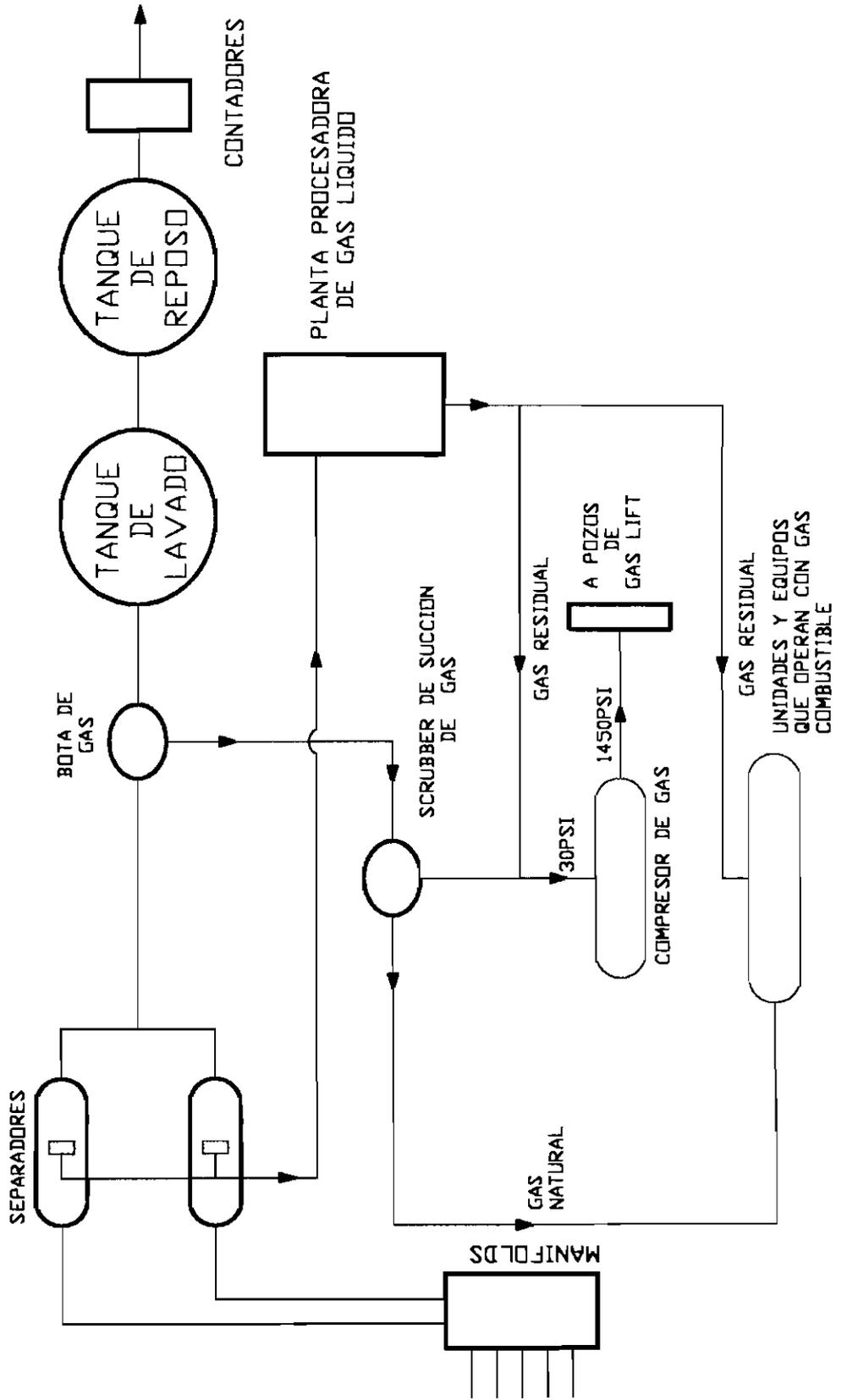


FIGURA AX2  
SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO

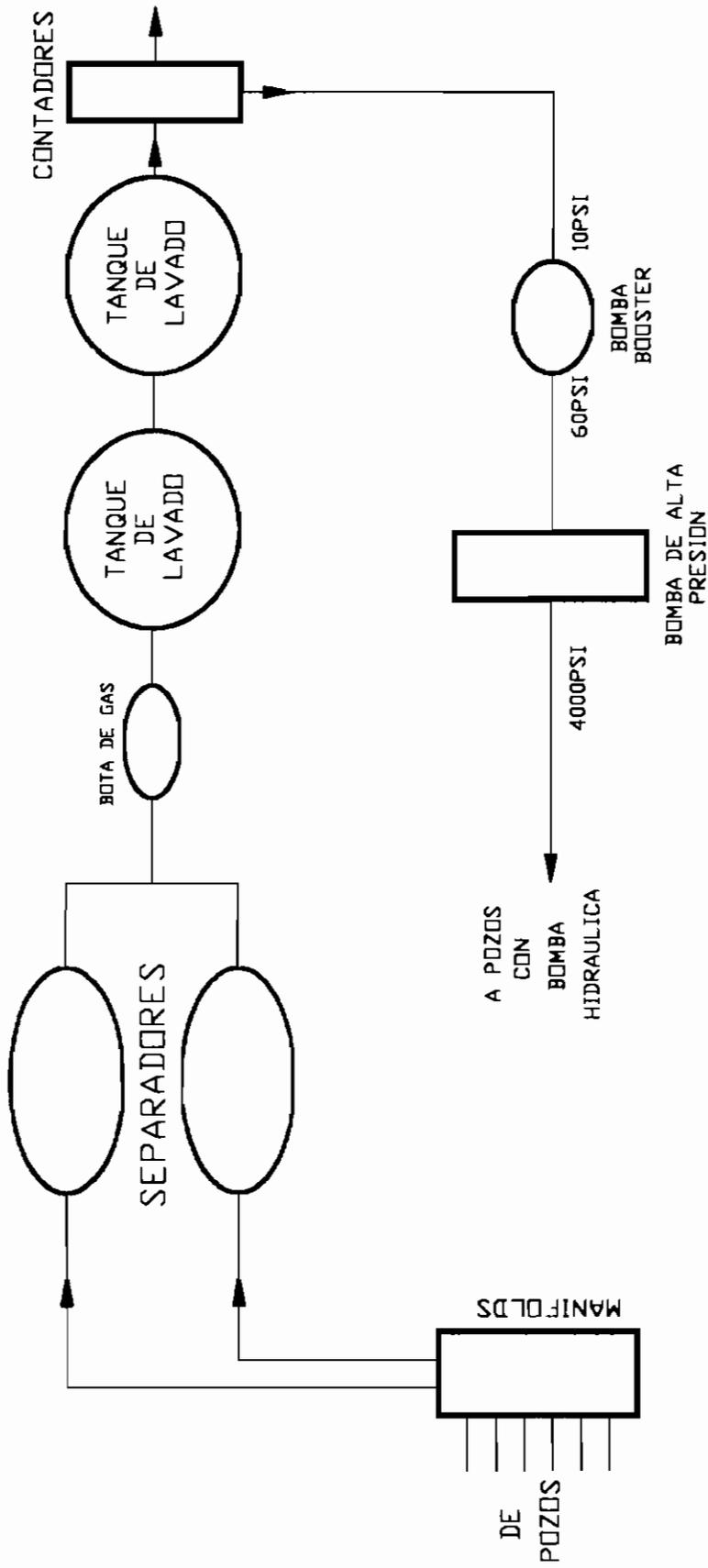
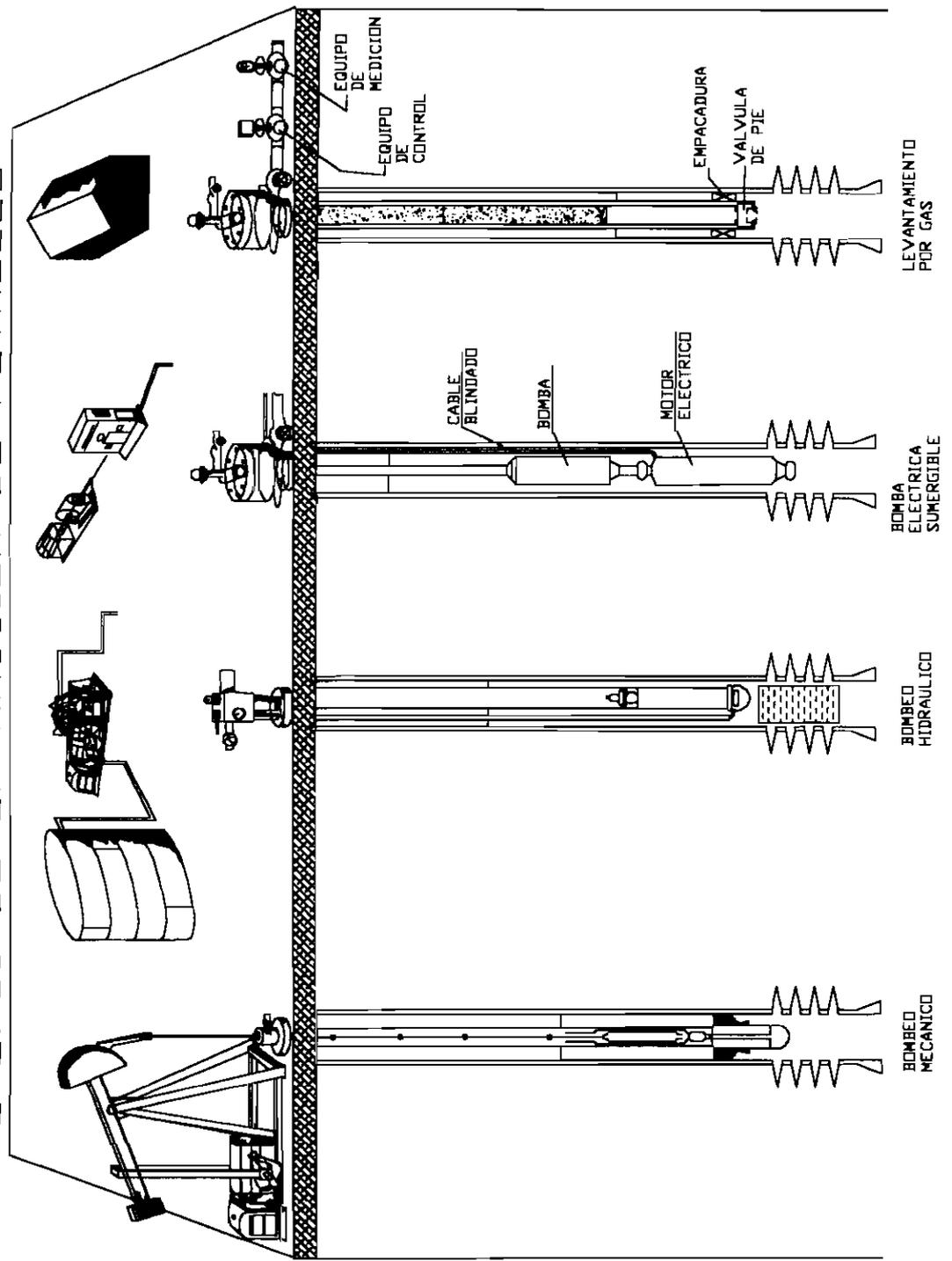


FIGURA Ax1  
MÉTODOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO



# ***ANEXO***

---

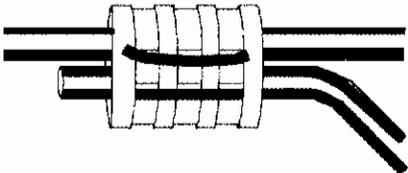
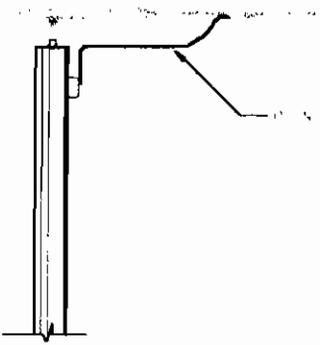
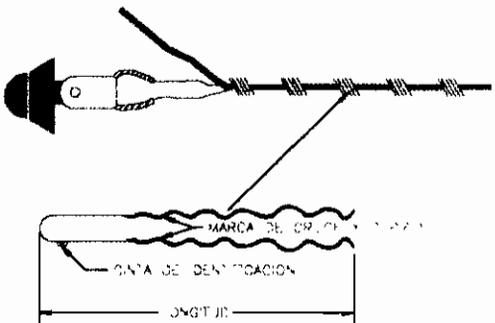
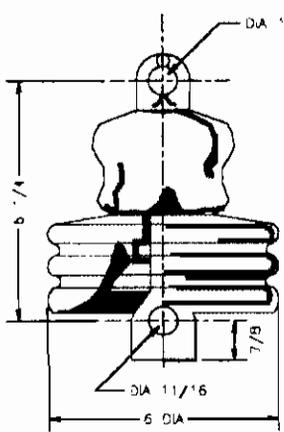
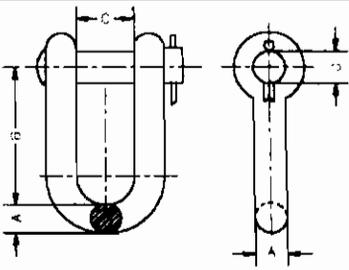
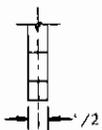
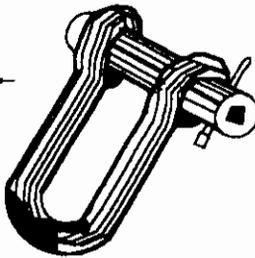
**2**

***DETALLES DE LAS ESTRUCTURAS***

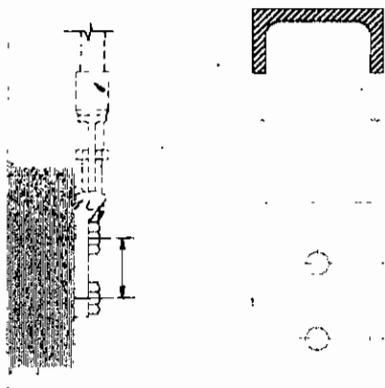
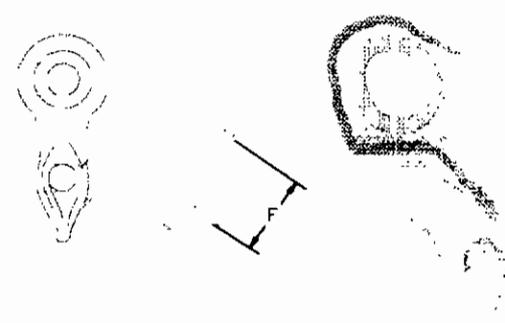
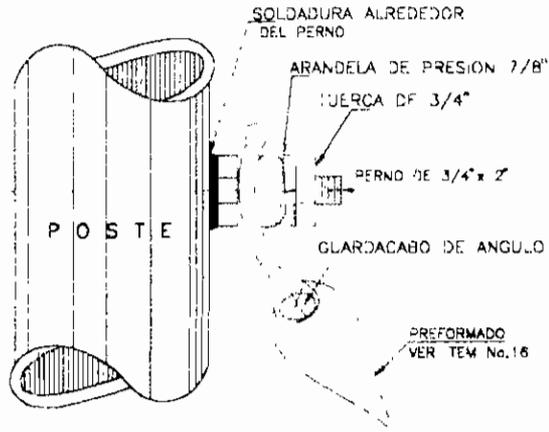
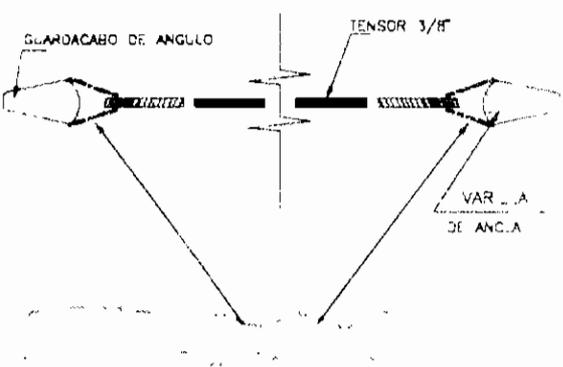
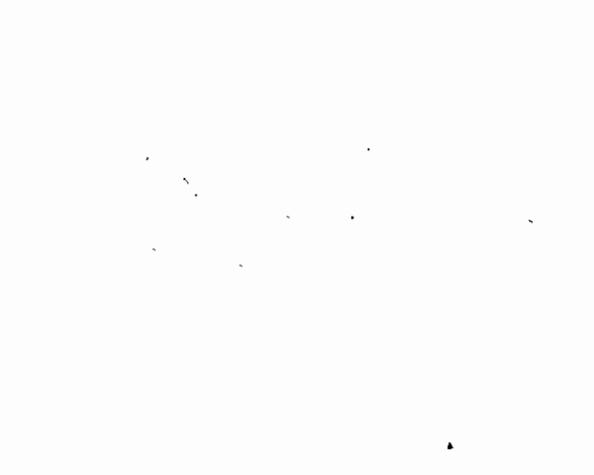
ANEXO 2: DETALLES DE LAS ESTRUCTURAS

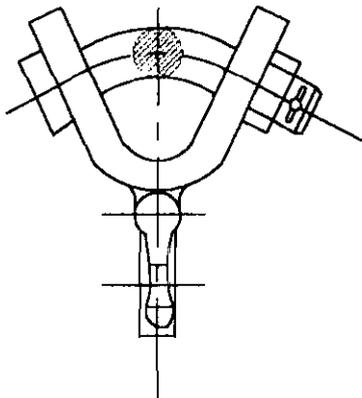
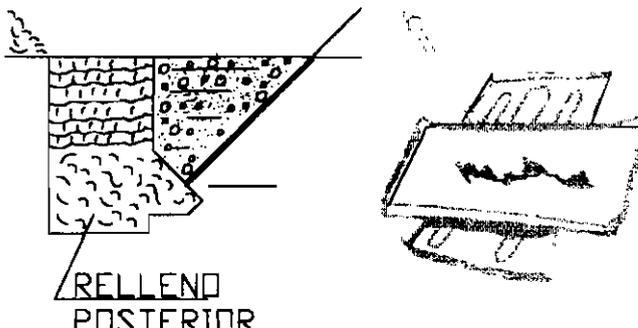
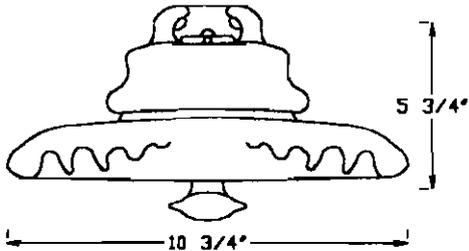
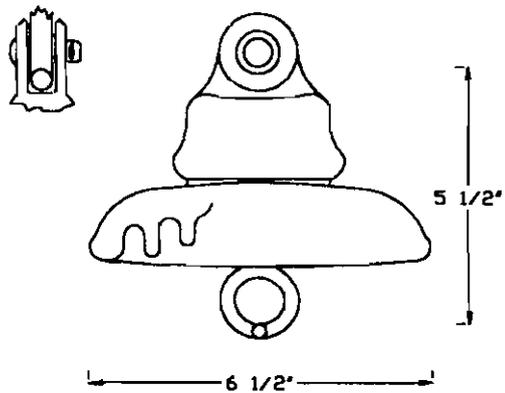
<p><b>CEPE TEXACO</b></p>		<p>MONTAJES TIPO</p>		<p>PLANO 1</p>									
		<p>DETALLES</p>		<p>FECHA: MAYO/98</p>									
<p>1</p>	<p>AISLADOR TIPO PIN 55-4</p>	<p>2</p>	<p>CONECTOR 1/0 AL TERMINAL</p>										
<p>3</p>	<p>AISLADOR TIPO PIN 56-2</p>	<p>4</p>	<p>AISLADOR, STAND OFF (FIBRA DE VIDRIO)</p>										
		<table border="1" data-bbox="1068 1282 1283 1379"> <thead> <tr> <th colspan="3">DIMENSIONES EN PULGADAS</th> </tr> <tr> <th>L</th> <th>L2</th> <th>L3</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>30</td> <td>28 1/4</td> <td>8 A 10</td> </tr> </tbody> </table>			DIMENSIONES EN PULGADAS			L	L2	L3	30	28 1/4	8 A 10
DIMENSIONES EN PULGADAS													
L	L2	L3											
30	28 1/4	8 A 10											
<p>5</p>	<p>TUERCAS, ARANDELAS PLANAS Y DE PRESION</p>		<p>6</p>	<p>7</p>	<p>8 TANGENTE SIMPLE SOPORTE</p>								
		<p>6.-RELLENO PARA 1/0 7.-RELLENO PARA 4/0 8.-ALAMBRE DE AMARRE</p>											

ANEXO 2: DETALLES DE LAS ESTRUCTURAS

<p>CEPE TEXACO</p>	MONTAJES TIPO		PLANO 2																
	DETALLES		FECHA: MAYO/98																
9 10 11	CONECTORES	12	PUENTE 1/0																
																			
		<table border="1" style="margin: auto;"> <thead> <tr> <th>ITEM</th> <th># CABLE</th> <th>LONG.</th> <th>CATALOGO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>9</td> <td>1/0-1/0</td> <td>2-1/2</td> <td>YCB925</td> </tr> <tr> <td>10</td> <td>1/0-1/4</td> <td>2-3/4</td> <td>YCB925</td> </tr> <tr> <td>11</td> <td>4/0</td> <td>2-3/4</td> <td>YCB925</td> </tr> </tbody> </table>		ITEM	# CABLE	LONG.	CATALOGO	9	1/0-1/0	2-1/2	YCB925	10	1/0-1/4	2-3/4	YCB925	11	4/0	2-3/4	YCB925
ITEM	# CABLE	LONG.	CATALOGO																
9	1/0-1/0	2-1/2	YCB925																
10	1/0-1/4	2-3/4	YCB925																
11	4/0	2-3/4	YCB925																
GUARDACABO/CLEVIS STANDARD		14	PREFORMADO TERMINAL 1/0																
																			
<table border="1" style="margin: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2">DIMENSIONES EN PULGADAS</th> </tr> <tr> <th>GAUGE</th> <th>DIAMETRO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>12</td> <td>5/8</td> </tr> </tbody> </table>		DIMENSIONES EN PULGADAS		GAUGE	DIAMETRO	12	5/8	<p>MARCA DE OR. 01</p> <p>AREA DE IDENTIFICACION</p> <p>LONGITUD</p>											
DIMENSIONES EN PULGADAS																			
GAUGE	DIAMETRO																		
12	5/8																		
AISLADOR DE SUSPENSION		16	CLEVIS 3"																
																			
		<table border="1" style="margin: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="5">DIMENSIONES EN PULGADAS</th> </tr> <tr> <th>A</th> <th>B</th> <th>C</th> <th>D</th> <th>E</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1/2</td> <td>2</td> <td>1 1/16</td> <td>5/8</td> <td>1 1/16</td> </tr> </tbody> </table>		DIMENSIONES EN PULGADAS					A	B	C	D	E	1/2	2	1 1/16	5/8	1 1/16	
DIMENSIONES EN PULGADAS																			
A	B	C	D	E															
1/2	2	1 1/16	5/8	1 1/16															
																			

ANEXO 2: DETALLES DE LAS ESTRUCTURAS

<p>PERNO, TUERCA Y ARANDELA DE PRESION</p>	<p>20</p>	<p>OSC/GUARDACABO DE ANGULO</p>																	
	 <p>CATALOGO CHANCE No. 7</p> <p>DIMENSIONES EN PULGADAS</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th># DEL CABLE</th> <th>A</th> <th>B</th> <th>C</th> <th>D</th> <th>E</th> <th>F</th> <th>G</th> <th>R</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>1 1/2</td> </tr> </tbody> </table>	# DEL CABLE	A	B	C	D	E	F	G	R	1	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2
# DEL CABLE	A	B	C	D	E	F	G	R											
1	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2											
<p>PERNO, TUERCA Y ARANDELA DE PRESION</p>	<p>20</p>	<p>PREFORMADO PARA 3/8"</p>																	
																			
<p>TENSOR 3/8"</p>	<p>22</p>	<p>VARILLA DE ANCLA DOBLE OJO</p>																	
	 <p>DIMENSIONES EN PULGADAS</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>D/A</th> <th>A</th> <th>B</th> <th>C</th> <th>D</th> <th>E</th> <th>R</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>5/8</td> <td>1 1/4</td> <td>1 1/8</td> <td>1 1/8</td> <td>1 3/4</td> <td>1 1/2</td> <td>1 1/2</td> </tr> </tbody> </table>	D/A	A	B	C	D	E	R	5/8	1 1/4	1 1/8	1 1/8	1 3/4	1 1/2	1 1/2				
D/A	A	B	C	D	E	R													
5/8	1 1/4	1 1/8	1 1/8	1 3/4	1 1/2	1 1/2													

<p>CEPE TEXACO</p>	<p>MONTAJES TIPO</p>		<p>PLAN 04</p>
<p>DETALLES</p>			<p>FECHA: MAYO/98</p>
<p>23 CLEVIS "Y" □J□</p>	<p>24 ANCLA</p>		
	 <p>RELLENO POSTERIOR</p>		
<p>25 AISLADOR DE SUSPENSION</p>	<p>26 AISLADOR DE SUSPENSION</p>		
<p>ANSI Class 52-3</p>  <p>10 3/4"</p> <p>5 3/4"</p>	<p>ANSI Class 52-1</p>  <p>6 1/2"</p> <p>5 1/2"</p>		

# ***ANEXO***

---

# **3**

## ***REGLAMENTO DE LÍNEAS ELÉCTRICAS AÉREAS DE ALTA TENSIÓN***

### **Art. 2 Tensiones**

Se entiende por “*tensión nominal*” el valor convencional de la tensión eficaz entre fases con que se designa a la línea y a la cual se refieren determinadas características de funcionamiento, y por “*tensión más elevada*” de la línea al mayor valor de la tensión eficaz entre fases que puede presentarse en un instante en un punto cualquiera de la línea, en condiciones normales de explotación, sin considerar las variaciones de tensión de corta duración debidas a defectos o a desconexiones bruscas de cargas importantes.

Las tensiones nominales normalizadas, así como los valores correspondientes de las tensiones más elevadas -según las normas **CEI**- se incluyen en el cuadro adjunto.

ANEXO 3: REGLAMENTO DE LÍNEAS

<b>Categoría de la línea</b>	<b>Tensión nominal kV</b>	<b>Tensión más elevada kV</b>
<b>3era</b>	3	3,6
	6	7,2
	10	12
	15	17,5
	20	24
<b>2da</b>	30	36
	45	52
	66	72,5
<b>1era</b>	132	145
	220	245
	380	420

Únicamente en el caso de que la línea objeto del proyecto sea extensión de una red ya existente, podrá admitirse la utilización de una tensión nominal diferente de las anteriormente señaladas.

De entre ellas se recomienda la utilización de las tensiones que a continuación se indican:

20 - 66 - 132 - 220 y 380 kV

Si durante la vigencia del presente Reglamento, y en ausencia de disposiciones oficiales sobre la materia, se considerase conveniente la adopción de una tensión nominal superior a 380 kV, deberá justificarse de modo adecuado la elección del nuevo escalón de tensión propuesto, de acuerdo con las recomendaciones de organismos técnicos internacionales y con el criterio existente en los países limítrofes.

La tensión nominal de la línea, expresada en kV, se designará en lo sucesivo por la letra U.

Las líneas eléctricas aéreas de alta tensión, a las que se refiere el presente Reglamento, se clasifican en la forma siguiente:

**Art. 3 Clasificación de las líneas**

*Primera categoría.*- Las de tensión nominal superior a 66 kV.

*Segunda categoría.*- Las de tensión nominal comprendida entre 66 y 30 kV, ambas inclusive.

*Tercera categoría.*- Las de tensión nominal inferior a 30 kV, e igual o superior a 1 kV.

**Art. 16 Presiones debidas al viento**

Se considerará un viento de 120 Km/hora (33,3 m/segundo) de velocidad. Se supondrá el viento horizontal, actuando perpendicularmente a las superficies sobre las que incide.

La acción de este viento da lugar a las presiones que a continuación se indican sobre los distintos elementos de la línea:

- Sobre conductores y cables de tierra de un diámetro igual o inferior a 16 milímetros:  $60 \text{ kg/m}^2$ .
- Sobre conductores y cables de tierra de un diámetro superior a 16 milímetros:  $50 \text{ kg/m}^2$ .
- Sobre superficies planas:  $100 \text{ kg/m}^2$ .
- Sobre superficies cilíndricas de los apoyos, como postes de madera, hormigón, tubos, etc.:  $70 \text{ kg/m}^2$ .
- Sobre estructuras de celosía de cuatro caras realizadas con perfiles metálicos normales:
  - Cara de barlovento,  $160(1-\eta) \text{ kg/m}^2$ .
  - Cara de sotavento,  $80(1-\eta) \text{ kg/m}^2$ .
- Sobre estructuras de celosía de cuatro caras realizadas con perfiles cilíndricos:
  - Cara de barlovento,  $90(1-\eta) \text{ kg/m}^2$ .

### ANEXO 3: REGLAMENTO DE LÍNEAS

Cara de sotavento,  $45 \cdot (1 - \eta) \text{ kg/m}^2$ .

Las presiones anteriormente indicadas se considerarán aplicadas sobre las proyecciones de las superficies reales en un plano normal a la dirección del viento.

Estos valores son válidos hasta una altura de 40 metros sobre el terreno circundante, debiendo para mayores alturas adoptarse otros valores debidamente justificados.

El cociente  $\eta$  que interviene en las expresiones relativas a los apoyos de celosía es el coeficiente de opacidad, relación entre la superficie real de la cara y el área definida por su silueta. Las expresiones son válidas hasta  $\eta = 0,5$  debiendo adoptarse el valor de la expresión correspondiente a  $\eta = 0,5$ , para los valores de  $\eta$  superiores.

No se tendrá en cuenta el efecto de pantalla entre conductores ni aun en el caso de haces de conductores de fase.

#### **Art. 17 Cimentaciones**

A estos efectos, el país se clasifica en tres zonas:

**Zona A:** La situada a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel del mar.

**Zona B:** La situada a una altitud entre 500 y 1.000 metros sobre el nivel del mar.

**Zona C:** La situada a una altitud superior a 1.000 metros sobre el nivel del mar.

Las sobrecargas serán las siguientes:

**Zona A:** No se tendrá en cuenta sobrecarga alguna motivada por el hielo.

### ANEXO 3. REGLAMENTO DE LÍNEAS

**Zona B:** Se considerarán sometidos los conductores y cables de tierra a la sobrecarga de un manguito de hielo de valor:

$$180 * \sqrt{d} \text{ gramos por metro lineal}$$

siendo **d** el diámetro del conductor o cable de tierra en milímetros.

**Zona C:** Se considerarán sometidos los conductores y cables de tierra a la sobrecarga de un manguito de hielo de valor:

$$360 * \sqrt{d} \text{ gramos por metro lineal}$$

siendo **d** el diámetro del conductor o cable de tierra en milímetros.

#### **Art. 24 Nivel de Aislamiento**

El nivel de aislamiento se define por las tensiones soportadas bajo lluvia, a 50 Hz, durante un minuto y con onda de impulso de 1,2/50 microsegundos, según Normas de la Comisión Electrotécnica Internacional.

Los niveles de aislamiento mínimos correspondientes a la tensión más elevada de la línea, tal como esta ha sido definida en el artículo 2, serán los reflejados en la siguiente tabla.

Para otros valores de la tensión más elevada que no coincidan con los reflejados en la tabla, se interpolarán en función de aquélla los valores de las tensiones de ensayo.

En el caso de proyectarse líneas a una tensión superior a las incluidas en esta tabla, para la fijación de los niveles de aislamiento se recomienda atenderse a las normas, sobre esta materia, de la Comisión Electrotécnica Internacional.

ANEXO 3: REGLAMENTO DE LÍNEAS

Categoría de la línea	Tensión más elevada kV eficaces	Tensión de ensayo al choque kV cresta		Tensión de ensayo a frecuencia industrial kV eficaces	
		Neutro a tierra	Neutro aislado	Neutro a tierra	Neutro aislado
3era	3,6				
	7,2				
	12				
	17,5				
	24				
2da	36				
	52				
	72,5				
		Neutro a tierra	Neutro aislado	Neutro a tierra	Neutro aislado
1era	100	380	450	150	185
	123	450	550	185	230
	145	550	650	230	275
	170	650	750	275	325
	245	900	1.050	395	460
	420	1.550	-	680	-

**Art. 25 Distancias de seguridad**

**I. DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO**

La altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores, con su máxima flecha vertical, queden situados por encima de cualquier punto de terreno o superficies de agua no navegables, a una altura mínima de:

$$5,3 + \frac{U}{150} \text{ metros}$$

con un mínimo de 6 metros.

En la hipótesis del cálculo de flechas máximas bajo la acción del viento sobre los conductores, se mantendrá una distancia inferior en un metro a la anteriormente señalada, considerándose en este caso el conductor con la desviación producida por el viento.

En lugares de difícil acceso, las anteriores distancias podrán ser reducidas en un metro.

Entre la posición de los conductores con su flecha máxima vertical, y la posición de los conductores con su flecha y desviación correspondientes a la hipótesis de viento a) del apartado 3 del artículo 27, las distancias de seguridad al terreno vendrán determinadas por la curva envolvente de los círculos de distancia trazados en cada posición intermedia de los conductores, con un radio interpolado entre la distancia correspondiente a la posición vertical y la correspondiente a la posición de máxima desviación, en función lineal del ángulo de desviación.

## 2. DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES ENTRE SI Y ENTRE ÉSTOS Y LOS APOYOS

La distancia de los conductores sometidos a tensión mecánica entre si, así como entre los conductores y los apoyos, debe ser tal que no haya riesgo alguno de cortocircuito ni entre fases ni a tierra, teniendo presente los efectos de las oscilaciones de los conductores debidas al viento y al desprendimiento de la nieve acumulada sobre ellos.

Con este objeto, la separación mínima entre conductores se determinará por la fórmula siguiente:

$$D = K * \sqrt{F + L} + \frac{U}{150}$$

en la cuál:

D = Separación entre conductores, en metros

### ANEXO 3: REGLAMENTO DE LÍNEAS

K = Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento, que se tomará de la tabla adjunta:

F = Flecha máxima en metros, según el apartado 3, del artículo 27

L = Longitud en metros de la cadena de suspensión. En el caso de conductores fijados al apoyo por cadenas de amarre o aisladores rígidos  $L = 0$

U = Tensión nominal de la línea en kV.

Ángulo de oscilación	Valores de K	
	Líneas de 1 <sup>era</sup> y 2 <sup>da</sup> categoría	Líneas de 3 <sup>era</sup> categoría
Superior a 65°	0,7	0,65
Comprendido entre 40° y 65°	0,65	0,6
Inferior a 40°	0,6	0,55

Los valores de las tangentes del ángulo de oscilación de los conductores vienen dados por el cociente de la sobrecarga de viento dividida por el peso propio, por metro lineal de conductor, estando la primera determinada de acuerdo con el artículo 16.

La fórmula anterior corresponde a conductores iguales con la misma flecha, se justificará la separación entre ellos, analizando sus oscilaciones con el viento.

En el caso de conductores dispuestos en triángulo o hexágono, y siempre que se adopten separaciones menores de las deducidas de la fórmula anterior, deberán justificarse debidamente los valores utilizados.

En zonas en las que puedan preverse formaciones de hielo sobre los conductores particularmente importantes, se analizará con especial cuidado el riesgo de aproximaciones inadmisibles entre los mismos.

La separación entre conductores y cables de tierra se determinará de forma análoga a las separaciones entre conductores de acuerdo con todos los párrafos anteriores.

La separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a:

$$0,1 + \frac{U}{150} \text{ metros}$$

con un mínimo de 0,2 metros.

En el caso de las cadenas de suspensión, la distancia de los conductores y sus accesorios en tensión al apoyo será la misma de la fórmula anterior, considerados los conductores desviados bajo la acción de una presión del viento mitad de la fijada para ellos en el artículo 16.

En el caso de emplearse contrapesos para reducir la desviación de la cadena, el proyectista justificará los valores de las desviaciones y distancias al apoyo.

## **Art. 27 Conductores**

### **1. TRACCIÓN MÁXIMA ADMISIBLE**

La tracción máxima de los conductores y cables de tierra no resultará superior a su carga de rotura, dividida por 2,5, si se trata de cables; o dividida por tres, si se trata de alambres; considerándoles sometidos a la hipótesis de sobrecarga siguiente en función de las zonas de sobrecarga definidas en el artículo 17.

En la zona A: Sometidos a la acción de su peso propio y a una sobrecarga de viento, según el artículo 16, a temperatura de -5°C.

En la zona B: Sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga de hielo correspondiente a la zona, según el artículo 17, a la temperatura de -15°C.

### ANEXO 3: REGLAMENTO DE LÍNEAS

En la zona C: Sometidos a la acción de su peso propio a la sobrecarga de hielo correspondiente a la zona, según el artículo 17, a la temperatura de  $-20^{\circ}\text{C}$ .

En las zonas B y C, en el caso de que pudieran presentarse sobrecargas de viento superiores a las de hielo indicadas, bien fuese por poder preverse sobrecargas de viento de valor excepcional o por tratarse de cables huecos o con rellenos, además de la hipótesis de máxima tensión fijada anteriormente y con el mismo coeficiente de seguridad se considerará la siguiente:

Hipótesis adicional: Se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a su peso propio y a una sobrecarga de viento. Esta sobrecarga se considerará aplicada a una temperatura de  $-10^{\circ}\text{C}$  en zona B, y  $-15^{\circ}\text{C}$  en zona C.

El valor de esta sobrecarga será fijado por el proyectista en el caso de preverse sobrecargas excepcionales de viento.

#### 2. COMPROBACIÓN DE FENÓMENOS VIBRATORIOS

En el caso de que en la zona atravesada por la línea sea de temer la aparición de vibraciones en los conductores y cables de tierra, se deberá comprobar el estado tensional de los mismos a estos efectos.

Cuando el proyectista no disponga de información más exacta o actualizada, se aconseja atenerse a las recomendaciones de la CIGRE a este respecto.

#### 3. FLECHAS MÁXIMAS DE LOS CONDUCTORES Y CABLES DE TIERRA

De acuerdo con la clasificación de las zonas de sobrecarga definidas en el artículo 17, se determinará la flecha máxima de los conductores y cables de tierra en las hipótesis siguientes:

En zonas A, B y C:

### ANEXO 3: REGLAMENTO DE LÍNEAS

a) Hipótesis de viento.- Sometidos a la acción de su peso propio y una sobrecarga de viento, según el artículo 16, a la temperatura de +15°C.

b) Hipótesis de temperatura.- Sometidos a la acción de su peso propio, a la temperatura máxima previsible, teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y de servicio de la línea. Esta temperatura no será en ningún caso inferior a +50°C.

c) Hipótesis de hielo.- Sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga de hielo correspondiente a la zona, según el artículo 17, a la temperatura de 0°C.

En líneas de primera categoría, cuando por naturaleza de los conductores y condiciones del tendido sea preciso prever un importante proceso de fluencia durante la vida de los conductores será preciso tenerlo en cuenta en el cálculo de las flechas, justificando los datos que sirvan de base para el planteamiento de los cálculos correspondientes.

#### **Art. 29 Aisladores**

##### **I. CONDICIONES ELECTROMECAÑICAS**

El criterio de ruina será la rotura o pérdida de sus cualidades aislantes, al ser sometidos simultáneamente a tensión eléctrica y sollicitación mecánica del tipo al que realmente vayan a encontrarse sometidos.

La característica resistente básica de los aisladores será la carga electromecánica mínima garantizada, cuya probabilidad de que aparezcan cargas menores e inferior al 2 por 100 (valor medio de la distribución, menos 2,06 veces la desviación típica).

La resistencia mecánica correspondiente a una cadena múltiple puede tomarse igual al producto del número de cadenas que la formen por la resistencia de cada cadena simple,

ANEXO 3: REGLAMENTO DE LÍNEAS

siempre que tanto en estado normal como con alguna cadena rota, la carga se reparta por igual entre todas las cadenas intactas.

El coeficiente de seguridad mecánica no será inferior a tres.

Si la carga de rotura electromecánica mínima garantizada se obtuviese mediante control estadístico en la recepción, el coeficiente de seguridad podrá reducirse a 2,5.

**Art. 30 Apoyos**

**3. HIPÓTESIS DE CÁLCULO**

Las diferentes hipótesis que se tendrán en cuenta en el cálculo de los apoyos serán las que se especifican en los cuadros adjuntos, según el tipo de apoyo.

Esbeltez $\lambda$	K	Esbeltez $\lambda$	K
20	1,06	105	1,92
25	1,06	110	2,06
30	1,07	115	2,18
35	1,08	120	2,34
40	1,10	125	2,51
45	1,12	130	2,68
50	1,14	135	2,86
55	1,17	140	3,03
60	1,21	145	3,21
65	1,24	150	3,42
70	1,29	155	3,70
75	1,35	160	3,89
80	1,42	165	4,07
85	1,49	170	4,33
90	1,59	175	4,55
95	1,70	180	4,80
100	1,80		

### ANEXO 3: REGLAMENTO DE LÍNEAS

En el caso de los apoyos especiales, se considerarán las distintas acciones definidas en los artículos 15 a 20, que pueden corresponderles de acuerdo con su función, combinadas en unas hipótesis acordes con las pautas generales seguidas en el establecimiento de las hipótesis de los apoyos normales.

En las líneas de segunda y tercera categoría, en los apoyos de alineación y de ángulo con conductores de carga de rotura inferior a 6.600 kilogramos, se puede prescindir de la consideración de la cuarta hipótesis, cuando en la línea se verifiquen simultáneamente las siguientes condiciones:

- a) Que los conductores y cables de tierra tengan un coeficiente de seguridad de 3, como mínimo.
- b) Que el coeficiente de seguridad de los apoyos y cimentaciones en la hipótesis tercera sea el correspondiente a las hipótesis normales.
- c) Que se instalen apoyos de anclaje cada 3 kilómetros, como máximo.

# ANEXO 4

**MacLean Power Systems**

Guía para aplicación de  
aisladores  
poliméricos de suspensión

TABLA 11.  
RECOMENDACIONES PARA DISTANCIA DE FUGA EN AISLADORES DE PORCELANA PARA AMBIENTES CONTAMINADOS SEGUN LA NORMA IEC 815

Nivel de Contaminación	Descripción del Ambiente	Distancia de fuga nominal mínima	
		mm / kV <sup>1/2</sup>	pulg./kV <sup>1/2</sup>
Ligero Nivel 1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Areas sin industrias y con baja densidad de casasequipadas con calefacción</li> <li>• Areas con baja densidad de industrias o casas pero sujetas a frecuentes vientos o lluvia</li> <li>• Areas Agrícolas</li> <li>• Areas montañosas</li> <li>• Todas las áreas situadas más allá de 10 Km. o 20 Km. del mar y no expuestas a vientos directos provenientes del mar</li> </ul>	16	0,63
Medio Nivel 2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Areas con industrias que no producen humo contaminante y/o con densidad moderada de casas equipadas con calefacción</li> <li>• Areas con alta densidad de casas pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvia.</li> <li>• Areas expuestas a vientos del mar pero no cercanas a la costa (al menos varios kilómetros de distancia)</li> </ul>	20	0,79
Alto Nivel 3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Areas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de casas con calefacción que generen contaminación</li> <li>• Areas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar</li> </ul>	25	0,98
Muy Alto Nivel 4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Areas generalmente de extensión moderada, sujetas a contaminantes conductivos, y humo industrial, que produzca depósitos espesos de contaminantes</li> <li>• Areas de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas al rocío del mar, o a vientos muy fuertes con contaminación procedentes del mar</li> <li>• Areas desérticas, caracterizadas por falta de lluvia durante largos periodos, expuesta a fuertes vientos que transporten arena y sal, y sujetas a condensación con regularidad</li> </ul>	31	1,22

CÁLCULO DE LA DISTANCIA DE FUGA PARA EL AISLADOR DEL EJEMPLO EN UN SISTEMA DE 345 kV.

Nivel de Contaminación:	Medio-Categoría 2 según la norma IEC 815
Distancia de fuga requerida:	$= \text{Voltaje } kV_{1/2} \cdot 1,05^1 \text{ (regulación de voltaje)} \cdot \text{Dist.Fuga } / kV_{1/2}$ $= 345 \text{ kV} \cdot 1,05 \cdot 20 \text{ mm/kV}$ $= 7.245 \text{ mm (285 pulgadas)}$

<sup>1</sup> Porcentaje de regulación de la línea: 5% -(Si se prevén variaciones de voltaje mayores, se puede usar 10%)