

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **SELECCIÓN DE LA CAPACIDAD ÓPTIMA DE TURBOGENERADORES A GAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES AISLADOS**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por la Br. Dulcy A. Navarro M.  
para optar al título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2011

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **SELECCIÓN DE LA CAPACIDAD ÓPTIMA DE TURBOGENERADORES A GAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES AISLADOS**

Prof. Guía: Ing. José Mora  
Tutor Industrial: Ing. Rafael Magallanes

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por la Br. Dulcy A. Navarro M.  
para optar al título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2011

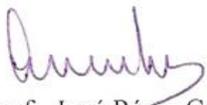
## CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 04 de noviembre de 2011

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Dulcy A., Navarro M., titulado:

### “SELECCIÓN DE LA CAPACIDAD ÓPTIMA DE TURBOGENERADORES A GAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES AISLADOS”

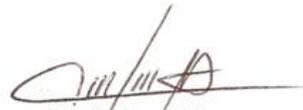
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. José Pérez C.  
Jurado



Prof. José Moronta  
Jurado



Prof. José Mora  
Prof. Guía

## **DEDICATORIA**

*Este trabajo está dedicado especialmente a mi hija que es la luz que ilumina mi vida día a día para seguir adelante. **Valeria** Te amo*

## **AGRADECIMIENTOS**

Primeramente a mi U.C.V porque fue mi segundo hogar durante mis años de estudios, a mi amiga Paula por ayudarme a conseguir el tan ansiado trabajo de grado para culminar mi carrera, gracias mummy te quiero un montón.

A mi familia por apoyarme siempre y darme una palabra de aliento para seguir adelante, sé que están orgullosos de mí. Mis logros son suyos también.

A mis tutores el Sr. Magallanes, el Sr Celso, gracias por ayudarme a crecer como profesional, al profesor Mora gracias por sus consejos.

A todos mis amigos que compartieron conmigo los días maravillosos de la universidad: Iralis, Ainury, Karem, Analing, Nestor, Nelson, Chaniel, Adrián, Jorge, Luis, Yépez, Douglas, Abraham, Rogelio Carlos, espero conservar su amistad aunque pase el tiempo.

A mi querido Departamento de Matemáticas , mi segunda familia, Analing, Profe Vonna, Profe Tocco, Profe Antonio, Profe Chuchu, Profe Froilan, y todos los profes son muchísimos se les quiere mucho.

A mis compañeros laborales, Neyla, Pedro, Carolina, Roberto, Carlos Daniel, Jesús gracias por siempre ofrecerme una mano.

Especialmente no puedo terminar estos agradecimientos sin pasarte por alto a ti que escuchaste mis quejas, me apoyaste siempre y aún lo haces, tus palabras de aliento siempre fueron las indicadas y siempre pudiste poner una sonrisa en mi rostro cuando estaba triste, formas parte importante de lo que fue mi vida gracias!

**Navarro M., Dulcy A.**

**SELECCIÓN DE LA CAPACIDAD ÓPTIMA DE  
TURBOGENERADORES A GAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS  
INDUSTRIALES AISLADOS**

**Prof. Guía: Ing. José Mora. Tutor Industrial: Ing. Rafael Magallanes. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: ASINCRO C.A. 2011. 60p+Anexos**

**Palabras Claves:** Demanda eléctrica, selección esquemas de generación, estudio económico, sistemas eléctricos de distribución

**Resumen.** Reconociendo la importancia que tiene la Industria Petrolera en nuestro país, se hace necesario contar con sistemas eléctricos de distribución de potencia que alimenten en forma confiable el conjunto de motores y bombas que se emplean en el proceso de extracción de crudo en los pozos petroleros ubicados en zonas aisladas de la Faja del Orinoco. De ahí la necesidad de disponer de fuentes de generación de potencia que permitan brindar la mayor confiabilidad posible de suministro, para lo cual se requiere seleccionar el adecuado esquema de turbogeneradores que se adapte a las exigencias de demanda eléctrica del complejo industrial objetivo del presente trabajo. El análisis de la demanda eléctrica se llevó a cabo utilizando los registros de consumo disponibles.

A través del estudio técnico - económico correspondiente, se pudo definir para los escenarios operativos identificados del sistema eléctrico de distribución, el número, capacidad y ubicación del turbogenerador seleccionado, para luego comprobar mediante la simulación en estado estacionario la funcionalidad del mismo con la ayuda del software Electrical Transient Analyzer Program "ETAP Power Station", especializado en el desarrollo de la ingeniería de Proyectos, Supervisión y Control de Sistemas Eléctricos.

# ÍNDICE GENERAL

<b>CONSTANCIA DE APROBACIÓN</b>	iii
<b>DEDICATORIA</b>	iv
<b>AGRADECIMIENTOS</b>	v
<b>RESUMEN</b>	vi
<b>LISTA DE TABLAS</b>	x
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	xii
<b>LISTA DE GRÁFICAS</b>	xiii
<b>ABREVIATURAS</b>	xiv
<b>INTRODUCCIÓN</b>	1
<b>CAPITULO I</b>	
<b>1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b>	3
1.1. Objetivo General	4
1.2. Objetivos Específicos	4
<b>CAPITULO II</b>	
<b>2. MARCO TEÓRICO</b>	5
2.1. Sistema eléctrico aislado	5
2.2. Fuentes de energía electromecánica	5
2.3. La demanda petrolera	5
2.3.1. La curva de Hubbert	8
2.3.2. Sistemas para la extracción petrolera	10
2.3.2.1. Sistema de bombeo electrosumergible	10
2.3.2.2. Sistema de bombeo de cavidad progresiva	11

2.4. Evaluación económica de un proyecto	12
2.4.1. Indicadores económicos	12
2.4.1.1. Valor presente neto	12
2.4.1.2. Tasa interna de retorno	13
2.4.1.3. Tiempo de pago	13
2.4.1.4. Eficiencia de la inversión	13
<b>CAPITULO III</b>	
<b>3. MARCO METODOLÓGICO</b>	15
3.1. Descripción del sistema industrial	15
3.2. Estudio de demanda eléctrica	17
3.3. Estudio de la tecnología a gas comercialmente disponible	22
3.3.1. Fabricantes de turbinas	22
3.4. Costos de la unidad generadora	25
3.5. Selección óptima de la capacidad del turbogenerador	25
<b>CAPITULO IV</b>	
<b>4. EVALUACIÓN ECONÓMICA</b>	27
4.1. Escenarios operativos considerados	27
4.2. Premisas	28
4.3. Modelo utilizado	31
4.3.1. Hoja caso actual	31
4.3.2. Hoja de generación centralizada	31
4.3.3. Hoja resumen	32
4.3.4. Procedimiento	32
4.4. Resultados	33

4.5. Estudio de sensibilidad para generación distribuida	34
4.6. Estudio de sensibilidad para generación centralizada	37
<b>CAPITULO V</b>	
<b>5. ESTUDIO DEL SISTEMA</b>	44
5.1. Sistema actual	44
5.1.1. Condiciones Normales de Operación Año 2009	47
5.1.2 Resultados Obtenidos	48
5.2. Descripción del sistema propuesto de generación centralizada	48
5.2.1. Equipamiento necesario para la distribución de potencia	50
5.2.1.1. Equipamiento Campo 2	51
5.2.1.2. Equipamiento Campo 3	51
5.2.1.3. Equipamiento Campo 4	52
5.3. Estudio en estado estacionario del sistema propuesto	53
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	57
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	59
<b>ANEXOS</b>	61

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Distribución de generadores y bombas en los Campos de producción	15
Tabla 2. Producción estimada por áreas del complejo petrolero	18
Tabla 3. Consumo eléctrico en función de BBPD para el Campo 2	20
Tabla 4. Demanda eléctrica por áreas del complejo petrolero	21
Tabla 5. Características y Rendimiento Potencial de las Turbinas	24
Tabla 6. Costo de las unidades generadoras	25
Tabla 7. Características de la unidad seleccionada	26
Tabla 8. Valor Presente Neto	33
Tabla 9. Eficiencia de la Inversión	34
Tabla 10. Sensibilidad al incremento en costos de Mantenimiento	35
Tabla 11. Sensibilidad al incremento por pérdidas de producción	35
Tabla 12. Sensibilidad a la variación del porcentaje de carga	36
Tabla 13. Sensibilidad del VPN a los costos de inversión	38
Tabla 14. Sensibilidad del VPN al consumo de combustible	39
Tabla 15. Sensibilidad con Pérdidas de Producción con GC 0%	40
Tabla 16. Sensibilidad con Pérdidas de Producción con GC 25%	40

Tabla 17. Sensibilidad con Pérdidas de Producción con GC 50%	41
Tabla 18. Sensibilidad con Pérdidas de Producción con GC 75%	41
Tabla 19. Sensibilidad con Pérdidas de Producción con GC 100%	42
Tabla 20. Características del sistema	46
Tabla 21. Cargas de las plantas	47
Tabla 22. Resultados del flujo de carga sistema generación distribuida	48
Tabla 23. Resultados del flujo de carga de la generación centralizada	54

## LISTA DE FIGURAS,

Figura 1. Turbina Monojeje	7
Figura 2. Turbina Multieje	7
Figura 3. Curva de Hubbert	9
Figura 4. Partes de una bomba electrosumergible	10
Figura 5. Partes de una bomba de cavidad progresiva	11
Figura 6. Ubicación aproximada de los Campos petroleros	17
Figura 7. Turbogenerador THM 1304 – 10	23
Figura 8. Turbogenerador SGT-400	23
Figura 9. Turbogenerador Mars 90	24
Figura 10. Ejemplo de distribución de pozos en un Campo	45
Figura 11. Arreglo propuesto para alimentación de los Campos	50
Figura 12. Arreglo propuesto para alimentación del Campo 2	51
Figura 13. Arreglo propuesto para alimentación del Campo 3	52
Figura 14. Arreglo propuesto para alimentación del Campo 4 y 5	53
Figura 15. Diagrama del sistema de potencia	55

## **LISTA DE GRÁFICAS**

Gráfico 1. Producción Total del complejo	19
Gráfica 2. Valor Presente Neto	33
Gráfico 3. Sensibilidad de Generación Distribuida a costos de mantenimiento y pérdida de producción.	36
Gráfico 4. Sensibilidad de Generación Distribuida al Porcentaje de Carga	37
Gráfica 5. Sensibilidad del VPN a los costos de inversión	38

## ABREVIATURAS

<b>A</b>	Amperios.
<b>ANSI</b>	<i>American National Standards Institute</i> (Instituto Americano de Estándares Nacionales).
<b>BBPD</b>	Barriles Brutos por Día
<b>BCP</b>	Bomba de Cavidad Progresiva
<b>BES</b>	Bomba Electrosumergible
<b>Bls</b>	Bolivares
<b>BNPD</b>	Barriles Netos por Día
<b>Dy<sub>n</sub></b>	Grupo de conexión Delta-estrella con acceso al neutro.
<b>Btu</b>	British thermal unit. (Unidad Térmica Británica)
<b>ETAP</b>	<i>Electrical Transient Analyzer Program</i> (Programa para el Análisis de Transitorios Eléctricos).
<b>FP</b>	Factor de Potencia
<b>Hz</b>	Hertz unidad de frecuencia
<b>I:</b>	Corriente [A].
<b>I<sub>cc</sub></b>	Corriente de corto circuito
<b>IEC</b>	<i>International Electrotechnical Commission</i> (Comisión Electrotécnica Internacional).
<b>IEEE</b>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> (Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos).
<b>kA</b>	Kiloamperios.
<b>km</b>	Kilómetros.

<b>kV</b>	Kilovoltios.
<b>kVA</b>	Kilo voltamperios.
<b>kW</b>	Kilovatios.
<b>kWh</b>	Kilovatios por hora
<b>kWe</b>	Kilovatios eléctricos
<b>L</b>	Longitud.
<b>m</b>	Metros.
<b>MSCF</b>	
<b>MVA</b>	Mega voltamper.
<b>MW</b>	Megavatios.
<b>Ohm (<math>\Omega</math>)</b>	Ohmios.
<b>R</b>	Resistencia eléctrica.
<b>S/E</b>	Sub-Estación.
<b>SEN</b>	Sistema Eléctrico Nacional
<b>TAPs</b>	Cambiadores de Toma de Transformadores
<b>US\$</b>	Dólares americanos
<b>V<sub>BT</sub></b>	Voltaje de Baja Tensión.
<b>V<sub>CC</sub></b>	Voltaje de Cortocircuito.
<b>VPN</b>	Valor Presente Neto
<b>Vpu</b>	Voltaje por unidad
<b>X</b>	Reactancia Eléctrica.

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas industriales aislados en nuestro país normalmente están asociados a la industria petrolera, y debido a la importancia de sus sistemas productivos se deben garantizar el servicio del suministro eléctrico. Es indispensable que continuamente se realicen estudios cuyos resultados lleven siempre al mejoramiento de dicho servicio.

La selección óptima del arreglo de generación de potencia debe cumplir con los requerimientos de demanda eléctrica y al mismo tiempo, ser la opción económicamente más atractiva según los índices económico - financieros previamente establecidos.

El proceso de selección de la unidad turbogeneradora para un complejo petrolero, se inicia con el estudio de la demanda eléctrica esperada para el momento de mayor producción de los Campos que lo conforman, siendo éste definido por una curva característica de producción. Una vez calculados los requerimientos de potencia eléctrica, se continua con un estudio de mercado de las unidades turbogeneradoras comercialmente disponibles que se adapten a las necesidades del complejo petrolero, a través de la comparación entre las características eléctricas y los costos de las unidades de generación para, finalmente seleccionar el número, capacidad y ubicación del turbogenerador que se encargará de alimentar el complejo petrolero considerado

Para determinar la factibilidad y el correcto funcionamiento de cada arreglo de generación considerado, se simula el sistema propuesto de alimentación utilizando como recurso el software ETAP 6.0.0 que permite realizar el estudio de flujos de carga de sistemas en estado estacionario. Los resultados obtenidos permitirán verificar si el arreglo seleccionado cumple con la demanda esperada manteniéndose a

lo largo del sistema los niveles de tensiones definidos para condiciones normales, y así establecer las recomendaciones y sugerencias en aquellos puntos críticos del sistema, donde sea necesario realizar modificaciones o ajustes para su correcto funcionamiento.

# CAPITULO I

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los sistemas eléctricos industriales encargados de la extracción, tratamiento y manejo de crudo en la Faja Petrolífera del Orinoco por lo general inician sus operaciones de producción mediante la instalación de grupos motor-generator operados con gas o diesel, para accionar las diferentes bombas eléctricas de extracción (Bombas Electro Sumergibles y Bombas de Cavidad Progresiva) localizadas en cada uno de los pozos seleccionados. El número de pozos y su ubicación geográfica dependen del potencial de producción estimado de los Campos petroleros asignados, cubriendo un área de explotación relativamente extensa.

Estos sistemas eléctricos son sensibles a las variaciones de generación y demanda, además carecen de sistemas colindantes que les puedan aportar energía. Al aumentar la cobertura geográfica del área explotada, aumenta el número de pozos y por ende los grupos motor-generator, causando un incremento en los costos de operación y mantenimiento, disminuyendo así los niveles de disponibilidad del servicio eléctrico al alargarse los períodos de mantenimiento y los tiempos de reparación de las fallas.

La futura expansión del sistema eléctrico de alimentación de dichos Campos se debe estudiar para determinar si conviene continuar con grupos individuales de accionamiento (motor-generator) o instalar una planta de generación central, la cual junto con las redes de distribución, centralice el servicio eléctrico de las cargas de producción de todas las áreas.

Al tener en cuenta lo descrito anteriormente se podrán realizar los cálculos para el dimensionamiento óptimo de la capacidad de turbogeneradores de combustión a gas ajustado a las condiciones de la demanda eléctrica del sistema industrial aislado y las capacidades de generación comercialmente disponible.

## **1.1 Objetivo General**

Completar el análisis de sensibilidad y el dimensionamiento óptimo de una planta de generación central tomando en cuenta los factores más relevantes, ajustado a las condiciones de la demanda eléctrica servida por un sistema industrial aislado.

## **1.2 Objetivos Específicos**

- Examinar la información recopilada y los escenarios operativos definidos previamente por el personal técnico de ASINCRO C.A.
- Familiarizarse con el manejo de la herramienta computacional seleccionada (ETAP).
- Examinar las características de la demanda eléctrica.
- Selección del tamaño y número de turbogeneradores candidatos tomando en consideración los equipos comercialmente disponibles.
- Formulación y evaluación de los escenarios operativos considerados.
- Evaluación económica de las opciones, comparando los resultados obtenidos en cada uno de los indicadores económicos definidos.
- Simulación en estado estacionario de las condiciones de operación de la planta eléctrica central y las redes eléctricas de distribución resultantes.
- Completar el análisis de sensibilidad y determinar la robustez del dimensionamiento óptimo de los turbogeneradores propuestos.

## CAPITULO II

### 2. MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Sistema eléctrico aislado

El Power System Engineering Committe de la IEEE define al sistema de potencia “como una red formada por unidades generadoras eléctricas, cargas y/o líneas de transmisión de potencia, incluyendo el equipo eléctrico asociado, conectado eléctricamente o mecánicamente a la red”. Igualmente el IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms define al sistema de potencia como “las fuentes de potencia eléctrica, conductores y equipo requerido para suplir potencia eléctrica”

Basado en estas definiciones un sistema eléctrico aislado, es un sistema de potencia que no se encuentra interconectado con otras fuentes de generación, lo que no garantiza el funcionamiento continuo de los procesos productivos asociados a él, debido a las fallas o mantenimiento preventivos de la fuente de generación.

#### 2.2 Fuentes de energía electromecánica

El éxito de los sistemas de extracción de crudo en los Campos petroleros, proviene en gran medida de la disponibilidad de las fuentes de energía eléctrica. Las facilidades de producción de los Campos petroleros, dependen de la energía eléctrica, por lo que la confiabilidad de sus fuentes es un factor determinante en la producción, ya que mayormente la parada de un pozo significa tiempo para la recuperación de su potencial productivo.

Las turbinas son máquinas rotativas que impulsadas por una energía externa provocan el movimiento que los generadores transforman de energía cinética en energía eléctrica.

Las turbinas se clasifican en tres grandes grupos:

- Las turbinas hidráulicas, que son las más antiguas, usan el agua como fluido de trabajo.

- Las turbinas a vapor, cuyo fluido de trabajo es el vapor de agua.
- Las turbinas a gas, que son las más actuales. Se diferencia de las anteriores en el sentido de que la combustión se realiza dentro de la máquina. Su fluido de trabajo son los gases de combustión.

La turbina a gas es una máquina diseñada para utilizar la energía aportada por los gases que salen de una cámara de combustión a alta presión y muy altas temperaturas, por lo que llevan mucha energía, dichos gases al chocar contra los alabes de la turbina de expansión provocan su giro, este giro lo podemos aprovechar para mover un generador y producir electricidad.

Existen diferentes tipos de turbinas dependiendo de su origen, podemos clasificar como:

1) Aeroderivadas: Son aquellas que tiene su origen en turbinas diseñadas para propulsar aviones, son compactas, robustas, tienen una alta relación potencia/peso, son versátiles de operar, ya que al derivar de aviones estos no van siempre a un ritmo constante y pueden necesitar subidas o bajadas rápidas de potencia, su arranque es más sencillo que las diseñadas para uso industrial puro. Sus potencias rondan los 50 MW. Todas estas características las hacen fáciles de mantener y sustituir en caso necesario.

2) Industriales: Son turbinas diseñadas desde su origen para uso industrial por lo que su peso y tamaño es mayor al no estar limitadas por su lugar de utilización, por lo que al ser de gran tamaño en general las revisiones se llevan a cabo en la misma planta. Se ha buscado siempre grandes potencias para producción eléctrica estas pueden llegar hasta unos 500 MW, su velocidad de rotación es importante ya que al ser usadas para la producción de electricidad deben generar los 50 ó 60 Hz.

Dependiendo del número de ejes las podemos clasificar como:

1) Mono eje: En este tipo de turbinas el compresor, turbina y generador, están todos unidos en el mismo rotor girando de forma solidaria, son las más comunes para uso de generación eléctrica.

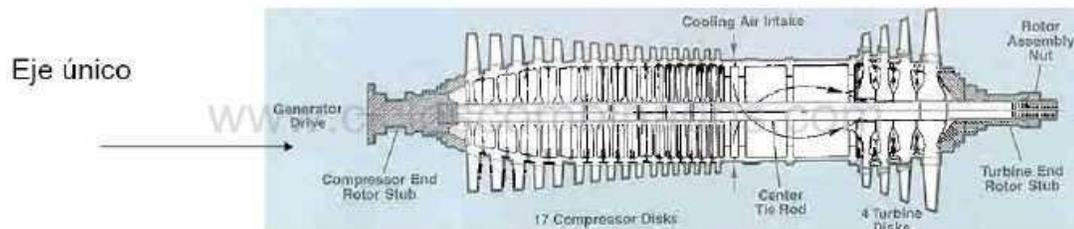


Figura 1. Turbina Mono eje.

2) Multieje: En este tipo de turbinas está dividido el eje en dos, un eje en el que está el compresor y la turbina de alta, que es la encargada de impulsar al compresor. En el otro eje se encuentran la turbina de potencia que es la que mueve el generador. Este tipo de configuración se usa en turbinas aeroderivadas y de pequeña potencia ya que tiene buen comportamiento frente a variaciones de carga.

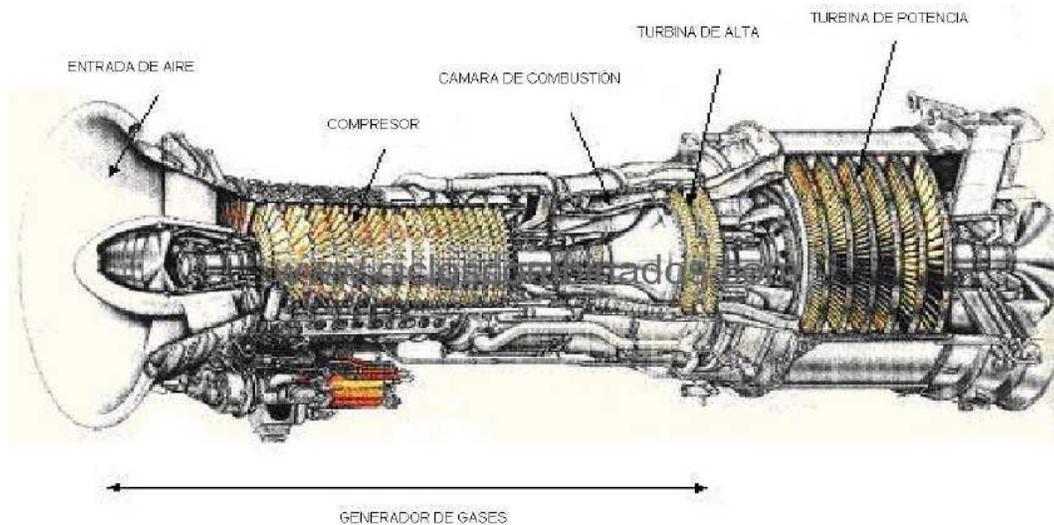


Figura 2. Turbina Multieje.

Las turbinas a gas pueden operar como sistemas abiertos o cerrados. Para el ciclo abierto los elementos principales son: turbina a gas, compresor, cámara de combustión y turbina. Para el ciclo cerrado estos elementos son: turbina y dos intercambiadores de calor. El ciclo abierto es el más común.

El uso de gas en las centrales térmicas, además de reducir el impacto ambiental, mejora la eficiencia energética. Menores costos de la energía empleada en el proceso de fabricación y menores emisiones de CO<sub>2</sub> y otros contaminantes a la atmósfera. La eficiencia de éstas no supera el 35%. [5]

### **2.3 La demanda petrolera**

Estimar la demanda de un complejo petrolero implica conocer el comportamiento de la producción para prever el consumo de energía. En un estudio realizado por Marion Hubbert en 1956 en el encuentro del American Petroleum Institute se describió como la vida útil de un pozo petrolero estaba asociada a una curva particular.

#### **2.3.1 La curva de Hubbert**

La producción de cualquier pozo de petróleo a lo largo de su tiempo de vida útil sigue una curva en forma de campana, a la que se denomina “Curva de Hubbert”. Esto significa que aunque al iniciarse la explotación la producción de petróleo aumenta rápidamente, de forma que se puede extraer cada vez mayor cantidad con muy poco esfuerzo, a medida que va pasando el tiempo el aumento de la producción va perdiendo fuerza hasta que se alcanza un máximo a partir del cual la producción comienza su declive hasta el agotamiento del pozo. El “Cenit del Petróleo” es el término que se aplica al punto de la curva de Hubbert en el que se logra la máxima producción, y se alcanza cuando se ha extraído aproximadamente la mitad del petróleo existente inicialmente.

Una vez pasado el cenit, se inicia el descenso de la producción que, siguiendo la forma de la campana, al principio se va dando poco a poco y después más rápidamente (figura 3).

A lo largo del tramo descendente de la curva de Hubbert, los costos de extracción se van haciendo mayores a medida que se continúa con la explotación, de forma que se van necesitando cada vez más gastos y energía para extraer el petróleo que se va agotando, hasta que se llega al punto en que es necesaria tanta energía para la extracción como la que se obtiene del petróleo resultante de la misma, momento a partir del cual deja de tener sentido continuar la explotación de un pozo aunque quede petróleo en el interior y sea cual sea el precio que tenga éste en el mercado.[1]

### Curva Idealizada de Producción

la curva real depende de cada yacimiento, de su geología y política de extracción.

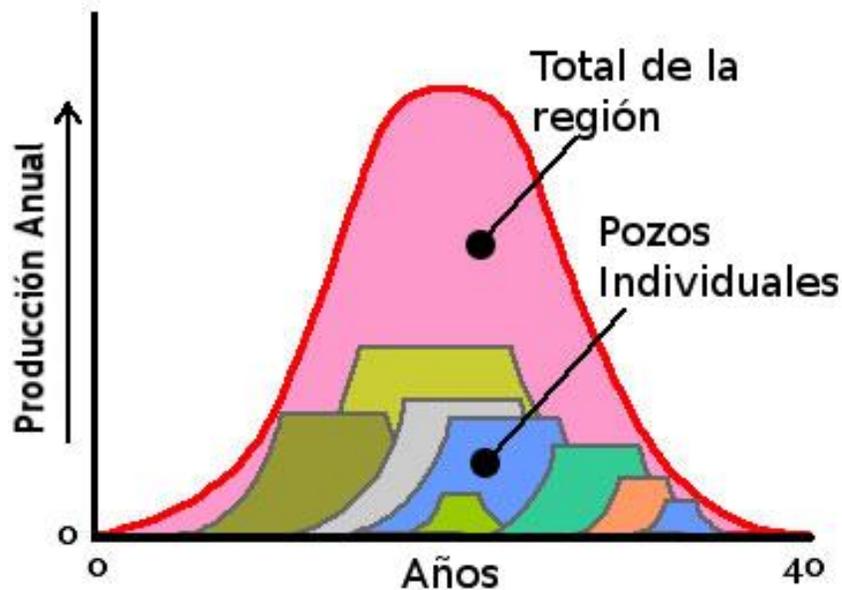


Figura 3. Curva de Hubbert Tomado de [1]

## 2.3.2 Sistemas para la extracción petrolera

2.3.2.1 El sistema de bombeo electrosumergible (BES) es un sistema de levantamiento artificial que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión.

### Descripción del bombeo electrosumergible

Una unidad típica de bombeo electrosumergible está constituida en el fondo del pozo por los siguientes componentes: motor eléctrico, protector, sección de entrada, bomba electrosumergible y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial, tablero de control y transformador. [7]

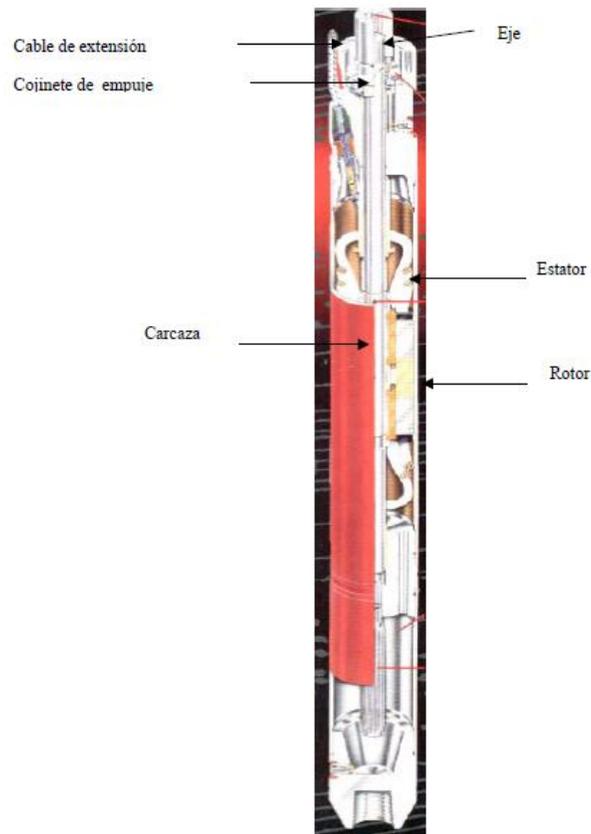


Figura 4. Partes de una bomba electrosumergible. Tomado de [4]

**2.3.2.2 El sistema de bombeo de cavidad progresiva (BCP)** es un sistema que posee una maquina rotativa de desplazamiento positivo, compuesta por un rotor metálico, un estator cuyo material es elastómero generalmente, un sistema motor y un sistema de acoples flexibles.

#### Descripción del bombeo de cavidad progresiva

El motor transmite movimiento rotacional a una sarta de cabillas a través de distintos engranajes, esta sarta de cabillas hacen girar al rotor, formando cavidades progresivas ascendentes. El crudo se desplaza hasta la superficie por efecto del rotor que gira dentro del estator fijo. [6]

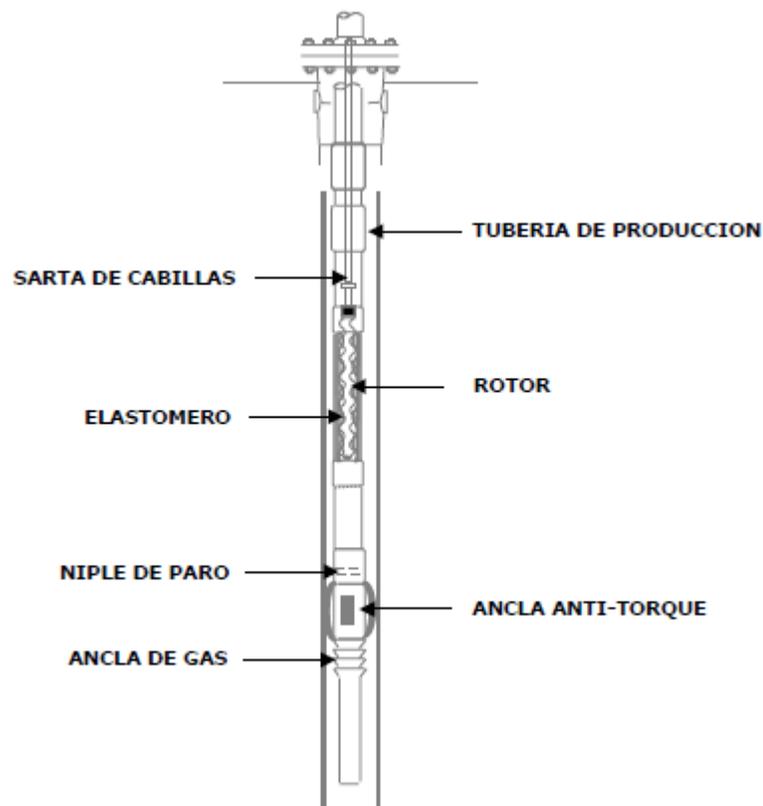


Figura 5. Partes de una bomba de cavidad progresiva. Tomado de [2]

## 2.4 Evaluación económica de un proyecto

La evaluación económica de los proyectos de inversión de capital se realizarán mediante la metodología del flujo de caja descontado. Esta metodología consiste en “descontar” a una tasa de descuento, el flujo neto de efectivo; ingresos y egresos, generados por un proyecto durante un tiempo determinado o establecido, (horizonte económico).

### 2.4.1 Indicadores Económicos

Los indicadores económicos a ser considerados en la evaluación económica de proyectos son los siguientes: el valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), eficiencia de la inversión (EI) el tiempo de pago (TP) y costo financiero implícito (CFI).

**2.4.1.1 Valor Presente Neto:** es el valor actual de todos los flujos netos esperados, descontados al año base. Para este ejercicio presupuestario se utilizará la tasa de descuento del **15%** y como año base o período cero el año 2011. Para el cálculo de los valores presentes (VP), se deberán descontar los flujos de caja de los años posteriores al año base utilizando la tasa de descuento. No se descontará el flujo de caja del año del presupuesto (período cero). La fórmula se expresa como se muestra en la ecuación 2.1:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

donde:

**FC<sub>t</sub>:** Flujo de Caja o Inversión del Año n (período 0, período 1, período n) (También aplica para años anteriores al año base de presupuesto en el caso de proyectos con inversiones mayores a un año, por ejemplo: periodo -2, período -1)

**n:** Número de años

**i:** Tasa de descuento

**2.4.1.2 Tasa Interna de Retorno:** Toda propuesta de inversión que genere ingresos debe tener una tasa interna de retorno (TIR). La tasa interna de retorno es aquella tasa de interés que hace el valor presente neto igual a cero, es decir que iguala los flujos de ingresos y egresos con la inversión inicial. La tasa de retorno mínima para los proyectos de inversión de capital de la Corporación es del **15%**. Para los proyectos en progreso cuya evaluación a costo total, reflejen una TIR menor de **15%** o un VPN negativo, deberán ser sometidos a las instancias correspondientes para su revisión y fines consiguientes. El cálculo de TIR se realizará aplicando la ecuación 2.2

$$\sum_{t=n}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad \text{Ecuación 2.2}$$

donde:

**FC<sub>t</sub>:** Flujo de Caja o Inversión del Año n (período 0, período 1, período n)

(También aplica para años anteriores al año base de presupuesto en el caso de proyectos con inversiones mayores a un año, por ejemplo: periodo -2, período -1)

**n:** Número de años

**TIR:** Tasa Interna de retorno

**2.4.1.3 Tiempo de Pago:** tiempo necesario para que la suma de los flujos netos anuales descontados sea igual a la inversión. La operación consiste en restar las inversiones del proyecto llevadas al año base, al flujo de caja descontado de cada año hasta que la diferencia sea igual a cero. El resultado se medirá en años contados a partir del primer año de operación del proyecto.

**2.4.1.4 Eficiencia de la inversión:** mide el retorno en valor del año base por cada unidad monetaria invertida. Para el cálculo de la eficiencia de la inversión, se deberá utilizar la ecuación 2.3:

$$EI = \frac{VPN}{|VP Inversiones|} + 1 \quad \text{Ecuación 2.3}$$

donde:

**VPN:** Valor Presente Neto

**VP Inversiones:** Valor Presente de las Inversiones

Con el cálculo de estos indicadores se obtendrá la referencia económica favorable para un proyecto de inversión. [3]

## CAPITULO III

### 3. MARCO METODOLÓGICO

#### 3.1 Descripción del sistema industrial

El sistema industrial objetivo de nuestro estudio de índole petrolera se encuentra ubicado en la Faja petrolífera del Orinoco bajo la dirección de un convenio de empresa mixta. La unidad petrolera está conformada por 5 Campos de explotación que identificaremos como: Campo 1, Campo 2, Campo 3, Campo 4 y Campo 5; dentro de la unidad para el proceso productivo se cuenta con las bombas electrosumergible (BES) y de cavidad progresiva (BCP) encargadas de la extracción del crudo, una planta de inyección y tratamiento de agua salada (PITASO), las plantas de inyección de agua salada (PIAS), la planta de tratamiento de crudo (PTCO) y las estaciones de descarga del crudo del Campo (ORED). Toda esta carga se alimenta mediante una generación eléctrica distribuida conformada por generadores Caterpillar de 365kW a 480V que utilizan gas como combustible, además dentro de algunos Campos existen algunas redes de 13,8kV para la distribución de la alimentación. La tabla 1 muestra la información por Campo de las cargas alimentadas.

Tabla 1. Distribución de generadores y bombas en los Campos de producción

Campo	N° Pozos	N° BES	N° BCP	N° Generadores
1	3	3	0	3
2	80	52	28	32
3	34	34	0	27
4	34	39	0	27
5	10	10	0	7

La planta de inyección y tratamiento de agua salada (PITASO) y la planta de tratamiento de crudo (PTCO) encargadas de suplir todos los Campos están ubicadas en el Campo 4, las plantas de inyección de agua salada (PIAS) y estaciones de descarga de crudo (ORED) se encuentra en los Campos 2 y 4, cada una de ellas se identifican con el mismo número del Campo con el que se relaciona, ejemplo: la estación de descarga de crudo ubicada en el Campo 2 sería ORED -2.

Las condiciones ambientales donde se encuentra la unidad petrolera son las siguientes:

- Temperatura ambiente máxima 42,5 °C.
- Temperatura ambiente promedio 28 °C.
- Temperatura ambiente mínima 22 °C.
- Altitud menor de 1.000 m.
- Humedad relativa máxima 100%.

En la figura 6 se muestra un esquema de la distribución de los Campos de producción del sistema industrial.

Con la finalidad de mejorar la eficiencia operativa de los procesos petroleros en lo relativo a las labores de mantenimiento, reducir el consumo de gas, incrementar la eficiencia de la generación de energía eléctrica y centralizar la fuente de electricidad en una sola planta de generación; el cliente decidió realizar un estudio en donde se proponga sustituir la generación distribuida que se tiene actualmente en su sistema de extracción, por una planta de generación centralizada utilizando unidades turbogeneradoras a gas.

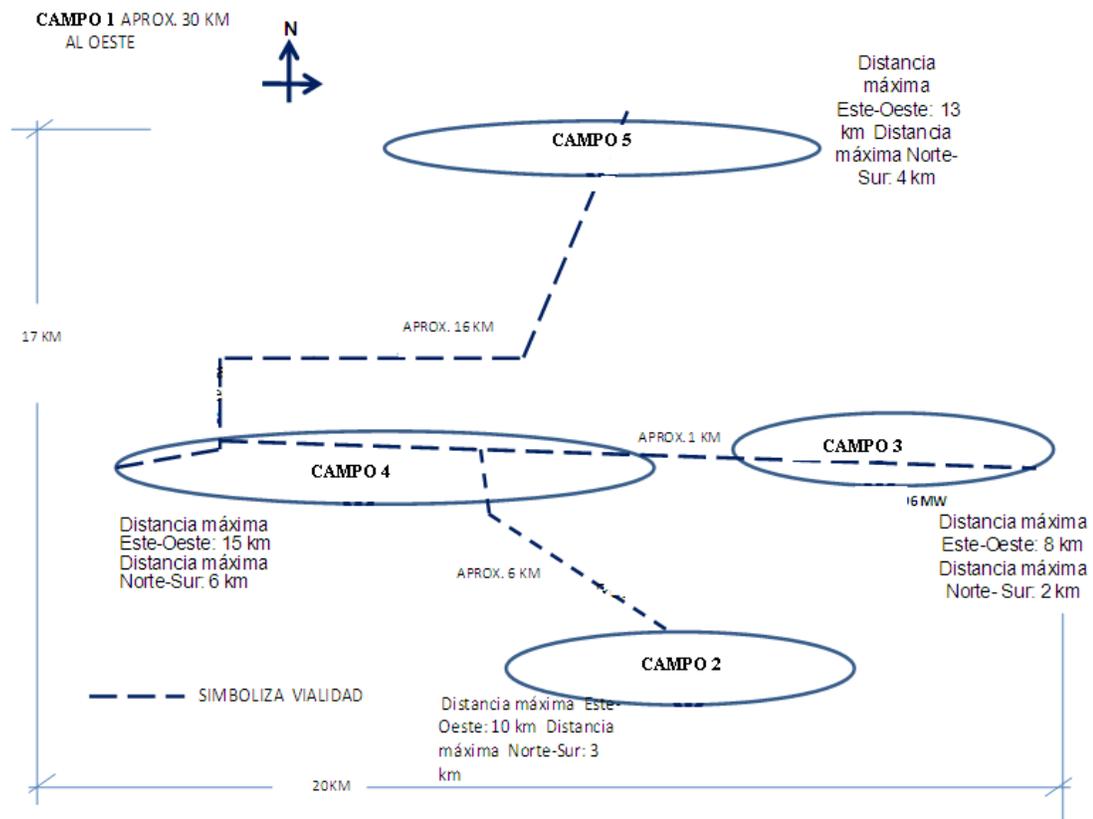


Figura 6. Ubicación Aproximada de los Campos Petroleros

Debido a la distancia a la que se encuentra el Campo Campo 1 del resto de los Campos, éste no será incluido en nuestro estudio de generación centralizada.

### 3.2 Estudio de demanda eléctrica

Para estudiar la demanda eléctrica de nuestro sistema industrial es importante conocer el comportamiento del mismo, por ello anteriormente el capítulo II describió como la producción de un pozo o conjunto de pozos petroleros tiene la característica de seguir una curva de producción a lo largo de su vida útil en la cual se presenta un máximo para luego decaer hasta su extinción. El estudio de la demanda del complejo petrolero fue basado en los siguientes datos de producción estimada:

Tabla 2. Producción estimada por áreas del complejo petrolero

<b>PRODUCCION BRUTA AJUSTADO (BBPD)</b>						
<b>AÑO</b>	<b>Campo 1</b>	<b>Campo 2</b>	<b>Campo 3</b>	<b>Campo 4</b>	<b>Campo 5</b>	<b>Total</b>
<b>2009</b>	30.482	104.286	60.098	95.902	9.213	299.981
<b>2010</b>	17.851	75.154	37.939	81.138	5.212	217.293
<b>2011</b>	23.853	96.875	58.809	100.739	10.341	290.617
<b>2012</b>	27.622	112.783	64.611	92.283	14.059	311.357
<b>2013</b>	25.919	127.132	66.491	83.847	14.015	317.404
<b>2014</b>	28.353	122.190	66.759	76.767	12.798	306.866
<b>2015</b>	29.677	112.425	61.532	66.284	11.025	280.944
<b>2016</b>	30.609	93.081	56.798	56.946	9.433	246.868
<b>2017</b>	30.924	82.809	51.940	48.890	9.228	223.790
<b>2018</b>	30.630	68.565	48.330	44.903	7.643	200.070
<b>2019</b>	27.701	50.996	44.066	41.200	6.392	170.354
<b>2020</b>	23.029	41.148	37.162	38.227	4.557	144.122
<b>2021</b>	17.886	33.191	27.594	34.925	2.747	116.344
<b>2022</b>	13.659	27.390	16.443	31.166	2.598	91.256
<b>2023</b>	7.298	21.920	12.051	28.790	1.745	71.804
<b>2024</b>	4.108	18.350	11.236	20.057	972	54.723
<b>2025</b>	2.533	15.061	8.708	17.078	718	44.099
<b>2026</b>	2.200	8.993	8.008	10.445	600	30.246
<b>2027</b>	2.200	3.900	6.818	9.231	600	22.749
<b>2028</b>	1.925	2.667	6.448	8.620	550	20.209
<b>2029</b>	1.433	500	5.718	8.262	0	15.913
<b>2030</b>	1.000	0	4.124	7.086	0	12.210

La representación gráfica de la producción de toda la unidad petrolera se muestra en el gráfico 1:

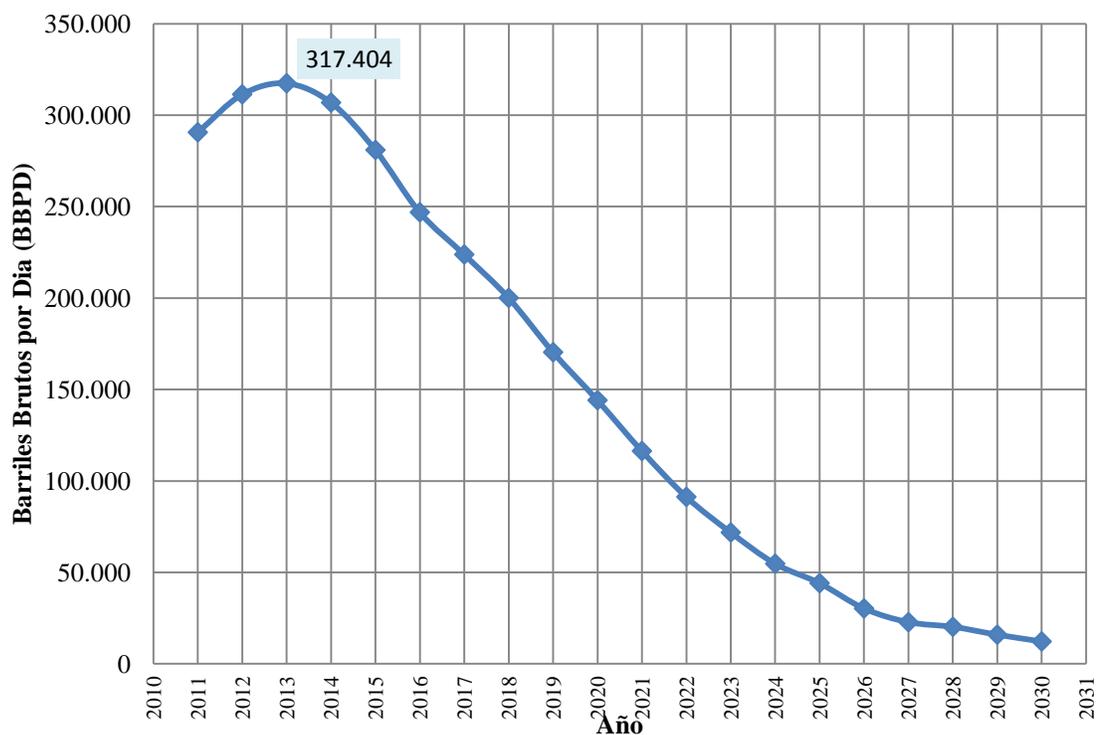


Gráfico 1. Producción Total del complejo

La proyección de la producción del complejo industrial en el período de 2009 – 2030, presenta una producción máxima para el año 2013 siendo esta la base para realizar los cálculos eléctricos. Es importante mencionar que en este estudio no están incluidas la incorporación de nuevos pozos probados y los planes de exploración y perforación para mantener la producción promedio de los Campos en el corto y mediano plazo.

También fueron suministrados los datos de consumo eléctrico mensual en kW de cada una de las áreas en el período 2009 y fracción del 2010. Al realizar el estudio detallado de los datos disponibles, se estableció que el criterio para estimar la demanda sería mediante el cálculo de un índice dado por el promedio ponderado de los kW consumidos por BBPD producidos (kW/BBPD) para cada una de las áreas descritas que conforman la unidad petrolera.

Al disponer de los BBPD estimados para el año de producción máxima, se calcularían los kW requeridos para demanda máxima como se describe en la ecuación 3.1:

$$kW_{\text{requeridos}} = \frac{kW}{\text{BBPD}}_{\text{prom}} \times \text{BBPD}_{\text{estimados}} \quad \text{Ecuación 3.1}$$

Para establecer la demanda eléctrica por áreas se debe realizar el cálculo del índice kW/BBPD<sub>prom</sub> para cada una de ellas como se describe a continuación:

Basados en los consumos eléctricos y producción mensual de enero a septiembre para realizar los cálculos del estudio en un mismo período para el 2009 y 2010, se calculó mes a mes el índice kW/BBPD, luego se realizó el promedio para cada año y a su vez el promedio de los dos años, este último cálculo nos proporcionará el índice kW/BBPD<sub>prom</sub> que será utilizado para estimar la demanda eléctrica. En la tabla 3 se muestra el cálculo del índice para el Campo 2

Tabla 3. Consumo Eléctrico en función de BBPD para el Campo 2

Campo 2	2009			2010		
	kW	BBPD	kW/BBPD	kW	BBPD	kW/BBPD
<b>ENERO</b>	7480,57	152962	0,048905	3735,67	102749	0,036357
<b>FEBRERO</b>	7745,87	157680	0,049124	3615,35	93997	0,038462
<b>MARZO</b>	7585,50	158658	0,047810	4052,77	109505	0,037010
<b>ABRIL</b>	7519,90	157007	0,047895	4623,21	90913	0,050853
<b>MAYO</b>	6611,50	157156	0,042070	4211,76	104675	0,040237
<b>JUNIO</b>	6428,27	154739	0,041543	4075,34	103272	0,039462
<b>JULIO</b>	5708,87	132464	0,043098	4054,32	92653	0,043758
<b>AGOSTO</b>	5340,48	131085	0,040741	4427,67	105222	0,042079
<b>SEPTIEMBRE</b>	5340,48	131085	0,040741	4361,46	110006	0,039647
	PROMEDIO		0,044658	PROMEDIO		0,040874
<b>kW/BBPD<sub>prom</sub></b>	<b>0,042766</b>					

Este mismo procedimiento se aplicó a cada una de las áreas que conforman el complejo petrolero (ver anexo 1). Luego con este índice y conociendo cual será la producción del Campo 2 para el año 2013(ver tabla 2) se aplica la ecuación 3.1:

$$kW_{\text{requeridos}} = 0,042766 \times 127132 = 5436,94$$

De esta manera se obtendrá cual será la potencia eléctrica necesaria para sustentar la producción esperada. En la tabla 4 se muestran los resultados obtenidos para cada área:

Tabla 4. Demanda eléctrica por áreas del complejo petrolero

	<b>kW/BBPD<sub>prom</sub></b>	<b>BBPD<sub>(2013)</sub></b>	<b>kW</b>
<b>Campo 2</b>	0,042766	127132	5436,94
<b>Campo 3</b>	0,038264	66491	2544,20
<b>Campo 4</b>	0,036929	83847	3096,37
<b>Campo 5</b>	0,038264	14015	536,27
<b>ORED-2</b>	0,000246	127132	31,27
<b>ORED-4</b>	0,000746	83847	62,59
<b>PIAS-2</b>	0,000817	127132	103,85
<b>PIAS-4</b>	0,002496	83847	209,31
<b>PTCO</b>	0,000466	291485	135,96
<b>PITASO</b>	0,008822	291485	2571,48
		<b>TOTAL</b>	14728,23

Para el cálculo de la demanda total se estima un 25% adicional para reserva y los requerimientos eléctricos de las zonas que no se poseía información suficiente para establecer su demanda, quedando así la demanda de diseño.

$$\text{Demanda}_{\text{total}} = 1,25 \times 14728,23 = 18410,29 \text{ kW}$$

La capacidad instalada por la unidad o unidades turbogeneradoras seleccionada debe ser de al menos 18,4 MW, para definir las características del equipo, se debe tener en cuenta los criterios de evaluación para una selección óptima nombrados a continuación:

- Características técnicas
- Relación con proveedores
- Costos

### **3.3 Estudio de la tecnología a gas comercialmente disponible**

La fuente principal de información para determinar la capacidad de los turbogeneradores son los siguientes documentos:

- Gas Turbine Handbook Principles and Practices 3ed.

Las opciones de configuración y diseños de las turbinas de combustión están orientadas a las turbinas dentro del rango de 8 a 12 MW ISO tomando las opciones de turbinas de servicio pesado (heavy duty), las cuales entregarán los MW requeridos dada las condiciones meteorológicas del sitio.

#### **3.3.1 Fabricantes de Turbinas de Combustión**

Los fabricantes originales de equipos y empacadores son las fuentes primarias de suministro de turbinas de combustión, turbomáquinas y plantas tipo paquete. Ellos también suministran servicios de construcción y montaje, contratos de operación y mantenimiento, reconstrucción y mantenimiento general en fábrica, repotenciación y suministro de repuestos para soportar las turbinas que fabrican.

Se han seleccionado tres (3) fabricantes de turbinas de combustión en 60 Hz entre 8 a 12 MW ISO, estos son: MAN Turbo, Siemens y Solar.

MAN Turbo. La unidad candidata es la THM 1304 – 10 de 9320 kW, 28 % de eficiencia eléctrica y un consumo de calor de 12170 Btu/kWh



Figura 7. Turbogenerador THM 1304 – 10

Siemens tiene más de 1010 unidades en operación representando más de 135 GW de capacidad de generación de potencia, con más de 50 MW y más de 18 millones de horas de operación acumulativa, cubre las clases de 50 y 60 Hz con eficiencias aproximadas al 30 % en ciclo simple y sobre 58% en ciclo combinado. La unidad candidata es la SGT-400 de 9548 kWe y una eficiencia neta de 30,52 % operando con gas natural.

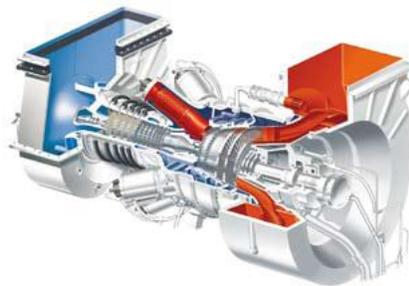


Figura 8. Turbogenerador SGT-400

Solar Turbines. La flota de Solar abarca unidades desde la Saturno de 1,1 MW hasta la Titan de 22,4 MW equipadas con el sistema de combustión de bajo  $\text{NO}_x$  SoLo $\text{NO}_x$  para bajas emisiones y se tienen más de 12500 unidades en 93 países en el mundo. La unidad candidata es la Mars 90 para 7666 kWe y una eficiencia neta de 28,93 % operando con gas natural.

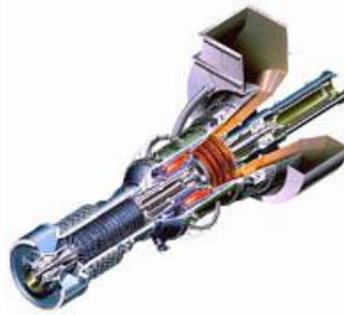


Figura 9. Turbogenerador Mars 90

En la Tabla 5 se presenta un resumen de las principales características de cada turbina seleccionada.

Tabla 5. Características y Rendimiento Potencial de las Turbinas

<b>CARACTERISTICAS</b>	<b>MAN THM 1304</b>	<b>SIEMENS SGT-400</b>	<b>SOLAR MARS 90</b>
<b>Potencia Neta, kW</b>	7700	9384	7522,25
<b>Heat Rate, Btu/kWh</b>	12925	11180	10740
<b>Flujo de Aire, kg/s</b>	38,89	32,33	34,31
<b>Temperatura Descarga °C</b>	519,6	582,9	466,1
<b>Flujo de Descarga, kg/s</b>	39,57	33,03	34,9
<b>Consumo Gas Natural, m<sup>3</sup>/h</b>	2738,8	2831,8	2395
<b>Velocidad, rpm</b>	7560	9500	8570
<b>Relación de Compresión</b>	10	15,6	16,3
<b>Presión del Gas, bar min</b>	16,21	25,29	23,12
<b>Temperatura de Fuego, °C</b>	982,2	1260	1065,6
<b>Eficiencia Neta, %</b>	25,89	30,52	31,77
<b>Peso Aproximado, kg</b>	77100	291150	76500
<b>Dimensiones aproximadas Largo, Ancho, Alto, m</b>	15,2/2,7/4,8	14,2/3,2/3,7	13,8/2,8/3,8

### 3.4 Costo de la unidad generadora.

Los costos asociados a adquisición de la unidad generadora fueron determinados tomando en cuenta el costo unitario por kW que se encuentra alrededor de 1500\$, luego para cada una de las turbinas seleccionadas tenemos los costos que se encuentran resumidos en la tabla 6.

Tabla 6. Costo de las unidades generadoras

	<b>MAN THM 1304</b>	<b>SIEMENS SGT-400</b>	<b>SOLAR MARS 90</b>
<b>Costo (M\$)</b>	11,550	14,080	11,280

### 3.5 Selección Óptima de la Capacidad del Turbogenerador

Normalmente, en cualquier proceso de selección óptima de una opción, se establece primero el universo de candidatas consideradas y luego se establecen los atributos a ser evaluados conformando lo que se conoce como la Matriz de Selección. Dependiendo de la cantidad de candidatas involucradas y el número total de atributos definidos, se utilizan determinados algoritmos de optimización que varían dependiendo de la linealidad o no de la función objetivo y las restricciones incluidas.

En aquellos casos, como en el presente trabajo, para los cuales son pocas las candidatas consideradas debido a limitaciones en la oferta comercial disponible, o que el proceso de toma de decisiones solo considera lineamientos específicos impuestos por el tipo de proceso industrial considerado, se adapta el procedimiento de selección de acuerdo con los siguientes pasos:

Paso 1: Escogencia del turbogenerador comercialmente disponible.

Paso 2: Definición del arreglo de generación a través de la simulación en estado estacionario de las diferentes condiciones operativas del complejo petrolero.

Basado en los criterios propuestos para la selección de la unidad turbogeneradora, tanto en costos como en las características técnicas: eficiencia, consumo de gas natural, la unidad escogida es la Solar Mars 90, y por otra parte, su selección tomó en consideración la relación existente con el proveedor ya que Solar es una empresa que pertenece al Grupo Caterpillar proveedor de los motogeneradores que actualmente funcionan en el complejo petrolero, y cuenta con la infraestructura local para el mantenimiento y suministro de los respuestos.

Las características del turbogenerador seleccionado son las siguientes:

Tabla 7. Características de la unidad seleccionada

<b>CARACTERISTICAS</b>	<b>SOLAR MARS 90</b>
<b>Potencia Neta, kW</b>	7522,25
<b>Heat Rate, Btu/kWh</b>	10740
<b>Flujo de Aire, kg/s</b>	34,31
<b>Temperatura Descarga °C</b>	466,1
<b>Flujo de Descarga, kg/s</b>	34,9
<b>Consumo Gas Natural, m<sup>3</sup> /h</b>	2395
<b>Velocidad, rpm</b>	8570
<b>Relación de Compresión</b>	16,3
<b>Presión del Gas, bar min</b>	23,12
<b>Temperatura de Fuego, °C</b>	1065,6
<b>Eficiencia Neta, %</b>	31,77

En el capítulo siguiente de este trabajo, se detallan las condiciones operativas del complejo petrolero simuladas para la definición del arreglo de generación propuesto.

## CAPITULO IV

### 4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Luego de realizar el estudio de la demanda eléctrica a futuro de las áreas del complejo petrolero, y evaluar las tecnologías comercialmente disponibles de generadores a gas y sus capacidades, el siguiente paso consiste en la evaluación y selección del esquema de transmisión eléctrica hacia las áreas de producción, incluyendo la definición de las líneas troncales y subestaciones requeridas en cada área. Para ello se consideraron un total de cinco (5) posibles escenarios operativos (opciones) de alimentación centralizada.

#### 4.1 Escenarios operativos considerados

Como se mencionó anteriormente, se consideraron varias condiciones operativas, una correspondiente a las condiciones actuales y cinco opciones de generación centralizada. A continuación se describen brevemente cada una de ellas.

Actual: Los Campos están enmarcados dentro de un área de 340 km<sup>2</sup> aproximadamente la fuente de energía está constituida por moto-generadores los cuales generan en 480V, con una capacidad individual de 365kW, utilizan gas como combustible y se conectan a la red de distribución aérea independiente mediante un transformador 13,8kV/480V. La red de 13,8kV está seccionada y cada sección corresponde con un grupo de motogeneradores y sus pozos asociados.

Opción 1: Plantas de generación individuales, concentradas en cada Campo conformadas por un número de turbogeneradores de manera de cumplir con el nivel de confiabilidad (N-1), conectados a la red existente de 13,8kV. Se asumen que generan en baja tensión siendo necesario usar transformadores elevadores BT/13,8kV.

Opción 2: Planta única de generación en el Campo de mayor carga y redes eléctricas de distribución en 13,8kV para el resto de los Campos. Se considera instalar una planta eléctrica cumpliendo con el criterio de confiabilidad (N-1) en el área Campo 4 con 4 turbogeneradores de 7MW c/u, con transformadores elevadores a 13,8kV y desarrollar una red de interconexión en 13,8kV entre los Campos.

Opción 3A: Planta única de generación en 13,8kV en el Campo de mayor carga, distribución en 34,5kV a Campos 2 y 3, y 13,8kV para el resto de los Campos. Se considera instalar una planta eléctrica cumpliendo con el criterio de confiabilidad (N-1) en el Campo 4 con 4 unidades turbogeneradoras de 7MW c/u, con transformadores elevadores a 13,8kV y transformadores 13,8/34,5kV.

Opción 3B: Planta única de generación en 34,5kV en el Campo de mayor carga, distribución en 34,5kV a Campos 2 y 3, y 13,8kV para el resto de los Campos. Se considera instalar una planta eléctrica cumpliendo con el criterio de confiabilidad (N-1) en el Campo 4 con 4 unidades de 7MW c/u, con transformadores elevadores a 34,5kV y transformadores 13,8/34,5kV.

Opción 4: Planta de generación en cada Campo y distribución en 13,8kV al Campo 5. Esta opción es una variante de la opción 1 donde el Campo 5 se alimenta de un circuito de 13,8kV del Campo 4.

#### **4.2 Premisas consideradas en la evaluación**

Las premisas económico financieras utilizadas en la evaluación del proyecto, se basaron principalmente en los lineamientos contenidos en el documento LEEPI (Lineamientos para la Evaluación Económica del Portafolio de Inversiones de PDVSA).

Las premisas más resaltantes fueron las siguientes:

- Año base: 2011.
- Flujo de caja se presentó en términos de moneda constante a marzo de 2011.

- El flujo de caja se determinó en dólares equivalentes (US\$).
- La Tasa de Descuento utilizada fue del 15%.
- La evaluación económica de la propuesta de inversión se realizó mediante la metodología del Flujo de Caja Descontado.
- Los flujos de caja son:
  1. Positivos: Recuperación de capital
  2. Negativos: Inversiones y costos variables de producción.
- Como horizonte económico se tomó 24 años, el cual incluye el período de las inversiones del proyecto (3 años).
- El precio del gas natural utilizado fue de 0,2850 US\$/MSCF (valor indicado en el Caso Base: Condiciones Operativas Actuales).
- El plan de producción del complejo petrolero se presenta en términos de Barriles Brutos Por Día (BBPD) y consumo eléctrico estimado en MW, para el período comprendido desde al año 2006 hasta el año 2030. Dicha información se desglosa año por año para cada uno de los Campos que conforman el sistema bajo estudio.
- Para el resto de los equipos involucrados, se utilizó información disponible en ASINCRO.

La descripción del Caso Base incluyó los consumos de pozos, los estimados de costos de mantenimiento de los equipos preventivos y por fallas mayores para el complejo, así como también los estimados de costos por pérdida de producción y recuperación de la inversión para un período de 10 años con una tasa de interés al 3%.

Como no se conocen los ingresos producto de la actividad económica que se desarrolla en el complejo petrolero, para el cálculo del valor presente neto (VPN) solo se tomaron en cuenta los valores de costos de operación y mantenimiento e inversión. Adicionalmente en este estudio no se consideraron los siguientes aspectos:

- El incremento de los costos de reparación durante el período analizado.
- Incremento del impacto del tiempo de parada al pasar de 2,14 a 5 US\$/Bls.
- Discriminación entre inversión capitalizable o no
- Bajo rendimiento de equipos por bajo porcentaje de carga
- Costos del gas empleado en forma ineficiente
- Baja operación de los activos involucrados por concepto de alta relación de potencia instalada vs consumida.
- Efectos secundarios acarreados por la baja confiabilidad del sistema.
- Factibilidad de que la capitalización de las reparaciones mayores sea revisada por PDVSA y cancelada en algún momento.
- Posibilidad de mejora sustancial al optimizar y centralizar el manejo de gas, que puede venir asociado a otro tipo de sistema.
- Elevado costo actual de mantenimiento y pérdidas debidas a los problemas mecánicos que resulta de la operación basada en motores de combustión interna. Estos pueden bajar sustancialmente estableciendo un plan de reconversión por motores eléctricos, asociados al crecimiento racional en el área de generación y distribución.

El comportamiento de las fallas de las bombas electro sumergibles presentado en el caso base permitió estimar para los otros escenarios considerados los siguientes valores: si la producción está por debajo de 300.000 BBPD se asignan 2 fallas al año; si la producción está entre 300.000 y 500.000 BBPD presentan 3 fallas al año; por último si la producción supera los 500.000 BBPD presentarán 4 fallas al año.

En cuanto al estudio de las opciones propuestas de centralización se asumió que éstas entra en servicio a finales del año 2012, operando hasta entonces con el esquema de generación distribuida con un 70% de carga para los generadores. Los

costos de inversión durante la fase de construcción y entrada en servicio se distribuyeron en tres años: 35% en el primer año (2011) para garantizar la construcción de los turbogeneradores, 55% en el segundo año (2012) y 10% en el tercer año (2013) para culminar la interconexión de los Campos.

### **4.3 Modelo utilizado**

El análisis económico del proyecto, se realizó utilizando como herramienta computacional, una hoja de Excel con los valores de producción esperada junto con el requerimiento de energía eléctrica, suministrado por el Cliente.

Para el Caso Base se calcularon la cantidad de generadores independientes necesarios para cubrir la demanda. Conociendo esto y asumiendo que un 25% de los generadores están en reparación se obtuvo el total de generadores independientes.

Para el caso de las distintas opciones de generación centralizada se asumió que la generación distribuida se retira a finales del año 2012 donde entran en funcionamiento las plantas centralizadas.

La presentación de los resultados obtenidos por el modelo, se organizaron de acuerdo con las siguientes hojas de cálculo(ver anexo 3):

#### **4.3.1 Hoja: Caso Base Actual**

En esta Hoja se presenta la distribución de las inversiones durante el período de producción del complejo industrial asumiendo que continúe con la generación distribuida, los gastos operativos, y la recuperación de los costos. En este análisis solo se toman en cuenta el consumo de los pozos relacionados a la producción bruta de los mismos. Con los datos se calcula el flujo de caja descontado para obtener el valor presente neto.

#### **4.3.2 Hojas: Opciones Generación Centralizada**

En estas Hojas se presentan la distribución de las inversiones de la centralización y operación de la generación independiente hasta la puesta en servicio de los turbogeneradores, los gastos operativos, y la recuperación de los costos. Con

los datos se calcula el flujo de caja descontado para obtener el valor presente neto de la opción correspondiente explicada al inicio del capítulo.

#### **4.3.3 Hoja: Resumen**

Aquí se presentan las tablas con los resultados de los indicadores económicos de los escenarios estudiados para compararlos entre sí.

Los indicadores económicos calculados para los escenarios descritos, corresponden a los señalados en LEEPI:

- Valor Presente Neto (VPN)
- Eficiencia de la Inversión (EI).

#### **4.3.4 Procedimiento**

El procedimiento utilizado consistió en determinar los costos de mantenimiento, inversión, combustible y reparaciones en el período descrito tomando como referencia los datos para los generadores que se usaron en un estudio económico realizado por personal técnico del Cliente en el año 2004 para calcular el flujo de caja descontado.

Para determinar los consumos de combustible de los generadores para la opción de generación centralizada, se tomaron los valores correspondientes al turbogenerador seleccionado de 7700kW cuya potencia nominal es similar a la potencia de diseño de las Opciones 2 y 3.

La recuperación de capital se calculó según **La Política de Migración de los Convenios Operativos a Empresas Mixtas** (Marzo 2006), donde se obligaron a las empresas a cumplir con un programa mínimo de inversión y se les iba a remunerar fundamentalmente por dos conceptos: un estipendio operativo que llevaba implícito la ganancia y un estipendio de capital para recuperar en el tiempo el capital invertido. Se estimó un plazo de recuperación de diez (10) años con un interés del 3%.

Luego de definir todo lo mencionado anteriormente se realizó el cálculo del flujo de caja descontado. Seguidamente se procedió a calcular el valor presente neto para cada escenario y la eficiencia de la inversión para las opciones de centralización.

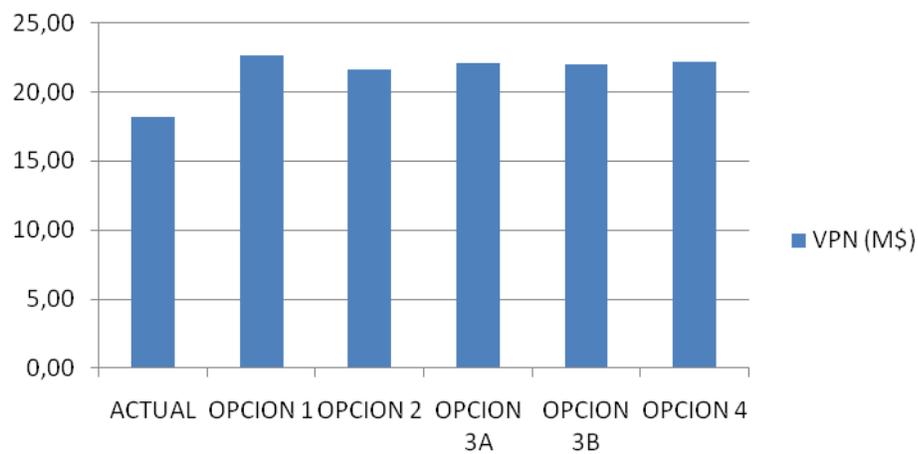
#### 4.4 Resultados obtenidos

Las Tablas 8 y 9 presentan los resultados obtenidos de los indicadores económicos mencionados:

Tabla 8. Valor Presente Neto

ESCENARIOS	VPN @ 15% (M\$)
<b>ACTUAL</b>	-18,15
<b>OPCION 1</b>	-22,64
<b>OPCION 2</b>	-21,66
<b>OPCION 3A</b>	-22,07
<b>OPCION 3B</b>	-22,03
<b>OPCION 4</b>	-22,23

Seguidamente tenemos la representación gráfica en valor absoluto de los resultados mostrados en la tabla 8.



Gráfica 2. Valor Presente Neto

Tabla 9. Eficiencia de la Inversión

<b>ESCENARIOS</b>	<b>EFICIENCIA DE LA INVERSIÓN %</b>
<b>OPCION 1</b>	0,42
<b>OPCION 2</b>	0,37
<b>OPCION 3A</b>	0,37
<b>OPCION 3B</b>	0,37
<b>OPCION 4</b>	0,40

Como se puede observar, el valor presente neto negativo refleja que los costos de las inversiones y gastos de operación y mantenimiento superan a la recuperación de capital. Por otro lado, la eficiencia de la inversión solo se calcula para las opciones de generación centralizada.

Con relación a los valores mostrados, el escenario actual presenta el menor valor presente neto de las opciones, seguido de la opción centralizada 2, con un incremento del 19%, sin embargo la opción 2 presenta inconvenientes técnicos. La opción centralizada 3B presenta un 21% por encima del escenario actual, las opciones restantes se encuentran entre un 22 y 25 %. Los resultados de eficiencia de la inversión son valores próximos entre sí.

Adicionalmente, se consideró necesario identificar las variables que afectan el cálculo del valor presente neto por lo que se realizó un estudio de sensibilidades de los escenarios estudiados como se muestra a continuación.

#### **4.5 Estudio de sensibilidades para Generación Distribuida.**

En cuanto al estudio de sensibilidad de la generación distribuida que se presenta actualmente en las áreas del complejo petrolero considerado, se

establecieron como variables importantes: el costo de mantenimiento de los generadores, los costos por pérdidas por producción y el porcentaje de carga de los generadores. Seguidamente se calcularon nuevamente los valores presentes netos para las variaciones en cada una de las variables señaladas.

Los resultados obtenidos para cada una de las variables se presentan seguidamente:

Tabla 10. Sensibilidad al incremento en costos de Mantenimiento

<b>INCREMENTO COSTO MANTENIMIENTO</b>	<b>VPN @ 15% (M\$)</b>
<b>5%</b>	-18,50
<b>10%</b>	-18,86
<b>15%</b>	-19,21
<b>20%</b>	-19,57
<b>25%</b>	-19,92
<b>50%</b>	-21,69

Tabla 11. Sensibilidad al incremento por pérdidas de producción

<b>INCREMENTO PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN</b>	<b>VPN @ 15% (M\$)</b>
<b>5%</b>	-18,35
<b>10%</b>	-18,54
<b>15%</b>	-18,74
<b>20%</b>	-18,94
<b>25%</b>	-19,13

Tabla 12. Sensibilidad a la variación del porcentaje de carga

<b>PORCENTAJE DE CARGA DE LOS GENERADORES</b>	<b>VPN @ 15% (M\$)</b>
<b>60%</b>	-18,81
<b>55%</b>	-19,29
<b>50%</b>	-19,94
<b>45%</b>	-20,78
<b>40%</b>	-21,95

La representación gráfica de estas sensibilidades nos permitirá detallar su comportamiento a lo largo del rango de estudio. A continuación se muestran los resultados obtenidos:

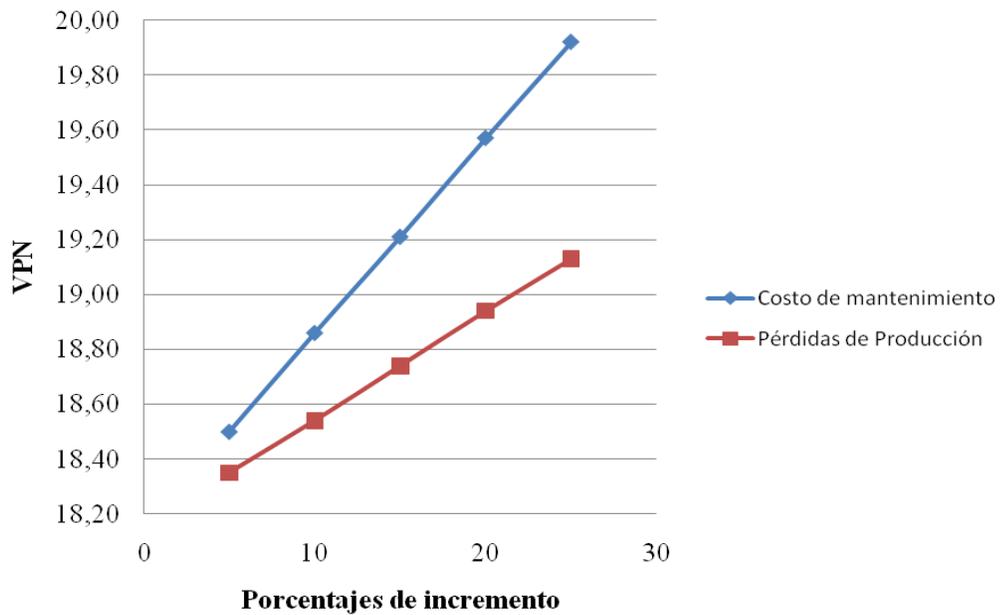


Gráfico 3. Sensibilidad de Generación Distribuida a costos de mantenimiento y pérdida de producción.

En el gráfico 3 se observa que el valor presente neto asociado a los costos de mantenimiento de la generación distribuida está por encima de los asociados al incremento por pérdidas de producción, lo cual nos indica que la variable de los costos de mantenimiento es más sensible.

La relación entre éstas variables es aproximadamente del 55%. Sin embargo es el porcentaje de carga de los generadores la variable que determina mayores incrementos en el valor presente neto ya que posee una relación tanto con los costos de mantenimiento como con las pérdidas por producción. Esto se puede apreciar en el gráfico 4.

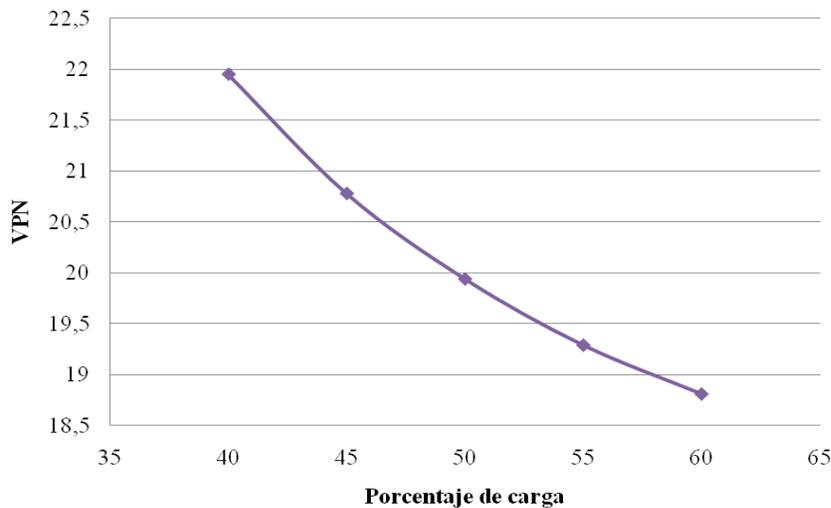


Gráfico 4. Sensibilidad de Generación Distribuida al Porcentaje de Carga.

A medida que disminuye el porcentaje de carga de los generadores se incrementa el valor presente neto, esto como consecuencia de la disminución de la eficiencia de los mismos lo que ocasiona incrementos en los costos de mantenimiento y operación.

#### **4.6 Estudio de sensibilidades para Generación Centralizada.**

En estos casos se realizó un estudio de sensibilidades de las siguientes variables: costos asociados a la inversión únicamente de los turbogeneradores y el

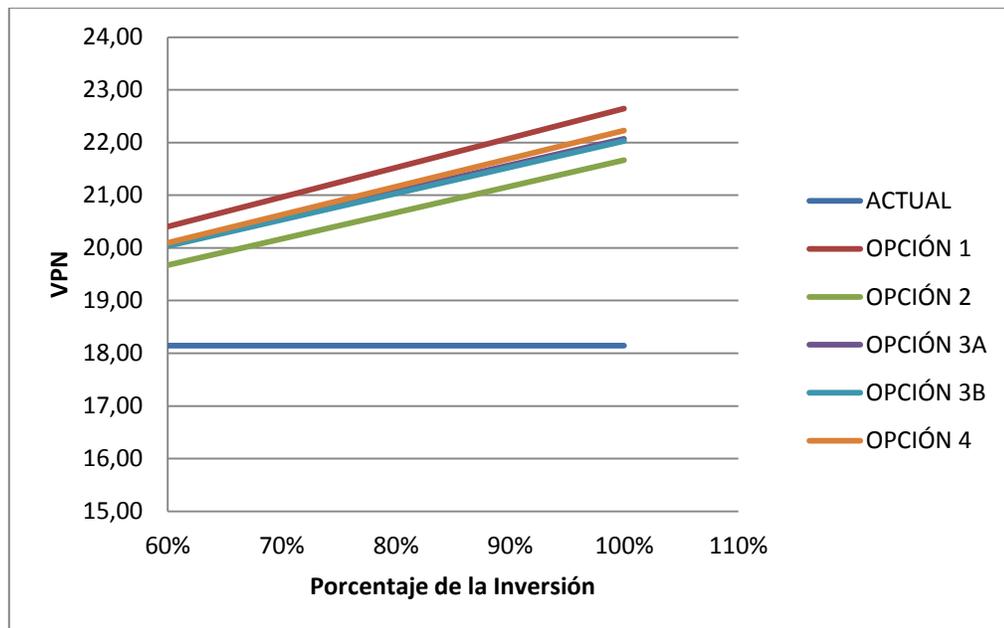
consumo de combustible de los mismos. Los resultados obtenidos para los escenarios propuestos y su relación con el valor presente neto, se presentan en las siguientes tablas:

Tabla 13. Sensibilidad del VPN a los costos de inversión

	INVERSION		
	100%	80%	60%
<b>ACTUAL</b>	-18,15	-18,15	-18,15
<b>OPCIÓN 1</b>	-22,64	-21,52	-20,40
<b>OPCIÓN 2</b>	-21,66	-20,67	-19,67
<b>OPCIÓN 3A</b>	-22,07	-21,07	-20,08
<b>OPCIÓN 3B</b>	-22,03	-21,03	-20,04
<b>OPCIÓN 4</b>	-22,23	-21,16	-20,09

Nota: Caso Actual como valor de referencia.

Este comportamiento se puede apreciar en el siguiente gráfico:



Gráfica 5. Sensibilidad del VPN a los costos de inversión

Tabla 14. Sensibilidad del VPN al consumo de combustible

	<b>CONSUMO DE COMBUSTIBLE</b>		
	80%	60%	50%
<b>ACTUAL</b>	-18,15	-18,15	-18,15
<b>OPCIÓN 1</b>	-22,49	-22,34	-22,27
<b>OPCIÓN 2</b>	-21,51	-21,36	-21,29
<b>OPCIÓN 3A</b>	-21,92	-21,77	-21,69
<b>OPCIÓN 3B</b>	-21,88	-21,73	-21,65
<b>OPCIÓN 4</b>	-22,08	-21,93	-21,85

Nota: Caso Actual como valor de referencia.

El estudio de sensibilidades realizado indica que el valor presente neto de los escenarios estudiados, presenta mayor sensibilidad a los costos de inversión de los turbogeneradores que a su consumo de gas.

Debido a la sensibilidad del valor presente neto a los costos de inversión se decidió realizar un estudio más amplio combinando las siguientes variables: la inversión en turbogeneradores, el porcentaje de mantenimiento de los turbogeneradores, y por último el porcentaje de pérdidas de producción con la generación centralizada.

El porcentaje de pérdida de producción se define como el costo evitable de las pérdidas de producción de la generación distribuida. Como este porcentaje está asociado a fallas propias de la red o se relaciona directamente con fallas en los generadores distribuidos, se decidió estudiar un rango de posibilidades incluyendo que no exista ninguna pérdida (0%) hasta que la pérdida sea asociada completamente a los circuitos (100%) .

A continuación se presentan los resultados obtenidos en las siguientes tablas:

Tabla 15.Sensibilidad con Pérdidas de Producción con GC 0%

<b>PORCENTAJE DE PERDIDAS DE PRODUCCION CON GENERACION CENTRALIZADA</b>									
<b>0%</b>									
<b>INVERSION</b>	100%			80%			60%		
<b>% MANT.</b>	3%	2%	1%	3%	2%	1%	3%	2%	1%
<b>ACTUAL</b>	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15
<b>OPCIÓN 1</b>	-22,64	-21,38	-20,11	-21,52	-20,26	-18,99	-20,40	-19,14	-17,87
<b>OPCIÓN 2</b>	-21,66	-20,54	-19,41	-20,67	-19,54	-18,42	-19,67	-18,55	-17,42
<b>OPCIÓN 3A</b>	-22,07	-20,94	-19,82	-21,07	-19,95	-18,82	-20,08	-18,95	-17,82
<b>OPCIÓN 3B</b>	-22,03	-20,90	-19,78	-21,03	-19,91	-18,78	-20,04	-18,91	-17,78
<b>OPCIÓN 4</b>	-22,23	-21,02	-19,82	-21,16	-19,96	-18,75	-20,09	-18,89	-17,68

Nota: Caso Actual como valor de referencia.

Tabla 16. Sensibilidad con Pérdidas de Producción con GC 25%

<b>PORCENTAJE DE PERDIDAS DE PRODUCCION CON GENERACION CENTRALIZADA</b>									
<b>25%</b>									
<b>INVERSION</b>	100%			80%			60%		
<b>% MANT.</b>	3%	2%	1%	3%	2%	1%	3%	2%	1%
<b>ACTUAL</b>	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15
<b>OPCIÓN 1</b>	-23,00	-21,74	-20,47	-21,87	-20,61	-19,34	-21,12	-19,86	-18,59
<b>OPCIÓN 2</b>	-22,03	-20,90	-19,78	-21,47	-20,34	-19,21	-20,37	-19,24	-18,12
<b>OPCIÓN 3A</b>	-22,46	-21,33	-20,21	-21,94	-20,81	-19,69	-20,84	-19,71	-18,59
<b>OPCIÓN 3B</b>	-22,52	-21,39	-20,27	-22,00	-20,88	-19,75	-20,90	-19,78	-18,65
<b>OPCIÓN 4</b>	-22,59	-21,38	-20,18	-21,98	-20,77	-19,57	-20,80	-19,60	-18,39

Nota: Caso Actual como valor de referencia.

Tabla 17. Sensibilidad con Pérdidas de Producción con GC 50%

<b>PORCENTAJE DE PERDIDAS DE PRODUCCION CON GENERACION CENTRALIZADA</b>									
<b>50%</b>									
<b>INVERSION</b>	<b>100%</b>			<b>80%</b>			<b>60%</b>		
<b>% MANT.</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>	<b>1%</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>	<b>1%</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>	<b>1%</b>
<b>ACTUAL</b>	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15
<b>OPCIÓN 1</b>	-23,29	-22,02	-20,76	-22,16	-20,89	-19,62	-21,41	-20,14	-18,87
<b>OPCIÓN 2</b>	-22,31	-21,18	-20,06	-21,75	-20,62	-19,50	-20,65	-19,53	-18,40
<b>OPCIÓN 3A</b>	-22,74	-21,62	-20,49	-22,22	-21,10	-19,97	-21,12	-20,00	-18,87
<b>OPCIÓN 3B</b>	-22,80	-21,68	-20,55	-22,29	-21,16	-20,04	-21,19	-20,06	-18,94
<b>OPCIÓN 4</b>	-22,87	-21,67	-20,46	-22,26	-21,06	-19,85	-21,09	-19,88	-18,67

Nota: Caso Actual como valor de referencia.

Tabla 18. Sensibilidad con Pérdidas de Producción con GC 75%

<b>PORCENTAJE DE PERDIDAS DE PRODUCCION CON GENERACION CENTRALIZADA</b>									
<b>75%</b>									
<b>INVERSION</b>	<b>100%</b>			<b>80%</b>			<b>60%</b>		
<b>% MANT.</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>	<b>1%</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>	<b>1%</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>	<b>1%</b>
<b>ACTUAL</b>	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15
<b>OPCIÓN 1</b>	-23,57	-22,31	-21,04	-22,44	-21,17	-19,91	-21,69	-20,42	-19,16
<b>OPCIÓN 2</b>	-22,59	-21,47	-20,34	-22,03	-20,91	-19,78	-20,94	-19,81	-18,68
<b>OPCIÓN 3A</b>	-23,03	-21,90	-20,78	-22,51	-21,38	-20,25	-21,41	-20,28	-19,16
<b>OPCIÓN 3B</b>	-23,09	-21,96	-20,84	-22,57	-21,45	-20,32	-21,47	-20,35	-19,22
<b>OPCIÓN 4</b>	-23,16	-21,95	-20,74	-22,55	-21,34	-20,13	-21,37	-20,16	-18,96

Nota: Caso Actual como valor de referencia.

Tabla 19. Sensibilidad con Pérdidas de Producción con GC 100%

<b>PORCENTAJE DE PERDIDAS DE PRODUCCION CON GENERACION CENTRALIZADA</b>									
<b>100%</b>									
<b>INVERSION</b>	100%			80%			60%		
<b>% MANT.</b>	3%	2%	1%	3%	2%	1%	3%	2%	1%
<b>ACTUAL</b>	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15	-18,15
<b>OPCIÓN 1</b>	-24,99	-23,73	-22,46	-23,86	-22,59	-21,33	-23,11	-21,84	-20,58
<b>OPCIÓN 2</b>	-24,01	-22,89	-21,76	-23,45	-22,33	-21,20	-22,36	-21,23	-20,10
<b>OPCIÓN 3A</b>	-24,45	-23,32	-22,20	-23,93	-22,80	-21,67	-22,83	-21,70	-20,58
<b>OPCIÓN 3B</b>	-24,51	-23,38	-22,26	-23,99	-22,87	-21,74	-22,89	-21,77	-20,64
<b>OPCIÓN 4</b>	-24,58	-23,37	-22,16	-23,97	-22,76	-21,55	-22,79	-21,58	-20,38

Nota: Caso Actual como valor de referencia.

Los valores incluidos en las anteriores tablas permiten observar que a medida que aumentan los porcentajes en los costos asociados a las variables definidas aumenta el valor presente neto de cada una de las opciones de generación centralizada. En particular, los valores presentes netos de las opciones de generación centralizada se hacen comparables con el valor correspondiente para las condiciones de operación actuales y se alejan a medida que dicha variable aumenta. Por lo tanto será necesario en futuras investigaciones definir claramente el cálculo de dicha variable.

En función de los resultados obtenidos del análisis económico descrito anteriormente se puede concluir lo siguiente:

- El análisis de sensibilidad se realizó con la finalidad de medir el impacto que puede causar las variaciones de algunos componentes del estudio.
- En el caso del análisis de sensibilidades de la generación distribuida, la variable influyente en el valor presente neto es el costo de mantenimiento de los generadores. Como no se cuenta con los datos de estos costos, queda a

consideración el estudio del incremento por encima del 50% de los valores estimados en el estudio económico financiero.

- Del análisis de sensibilidades de la generación centralizada el consumo del gas no es una variable que afecte el valor presente neto, a diferencia del costo de las unidades generadoras y costos de su mantenimiento que al variar si se aprecia un cambio el valor presente neto.
- Es importante mencionar que el estudio económico no consideró los costos por alquiler de generadores ya que se carece de información. Este valor incrementaría el valor presente neto del escenario actual.
- Basado en los resultados de los indicadores económicos de las propuestas de alimentación en la sección 4.4, la opción económicamente atractiva es la opción 3B: Planta única de generación en 34.5kV en el Campo de mayor carga, distribución en 34.5kV a Campos 2 y 3, y 13.8kV para el resto de los Campos, debido que su valor presente neto y eficiencia de la inversión es menor en comparación con las otras opciones de alimentación propuesta. Aunque como ya se explico anteriormente la opción 2 posee un VPN menor fue descartada por no cumplir con los requerimientos de caída de tensión.

## CAPITULO V

### 5. ESTUDIO DEL SISTEMA

El estudio en estado estacionario del sistema se realizo con el software ETAP PowerStation 6.0.0 que permite al usuario realizar todo el trabajo desde un ambiente gráfico, utilizando para ello un diagrama unifilar del sistema bajo estudio. El programa provee todas las herramientas necesarias para la modelación y análisis de un sistema de potencia.

#### 5.1 Sistema Actual

El análisis del sistema actual en estado estacionario se consideró como el punto de operación inicial o caso base para modelar el sistema para el año 2013, momento en que entran en funcionamiento el sistema de generación centralizada con el turbogenerador seleccionado. Para ello se utilizó la información contenida en un estudio detallado del complejo industrial realizado en el año 2009.

Se establecieron como variables necesarias para formular el modelo de estudio las mencionadas a continuación:

- Producción del pozo.
- Ubicación geográfica.
- Sistema de distribución y generación.
- Demanda eléctrica.

Para definir cada una de las variables mencionadas se contaba con los siguientes recursos: Datos de mediciones del año 2009, y planos del complejo petrolero.

De los datos disponibles de las mediciones hechas pozo a pozo, y por Campo, para el año 2009 se extrajo la producción mensual de cada pozo, para estimar la producción promedio anual y aplicar la misma metodología para estimar la

demanda como se describió en el Capítulo II con el uso del índice kW/BBPD se estableció el consumo eléctrico de cada uno de los pozos por Campo de producción.

En vista de que se contaba con una gran cantidad de información se utilizó como recurso una hoja de Excel donde se generaron los datos necesarios para completar la información requerida para la simulación en estado estacionario del sistema. (Ver anexo 3)

Los planos del complejo industrial contenían la ubicación espacial de los pozos, las redes de 13,8kV existentes y los puntos de generación para suplir las cargas conectadas a las redes. Algunas de las cargas o grupos de cargas están alimentadas de forma aisladas como se muestra en la figura 10, esto también fue considerado dentro del modelo. Las características de las líneas de distribución fueron extraídas de los datos de los planos de detalle de los campos.

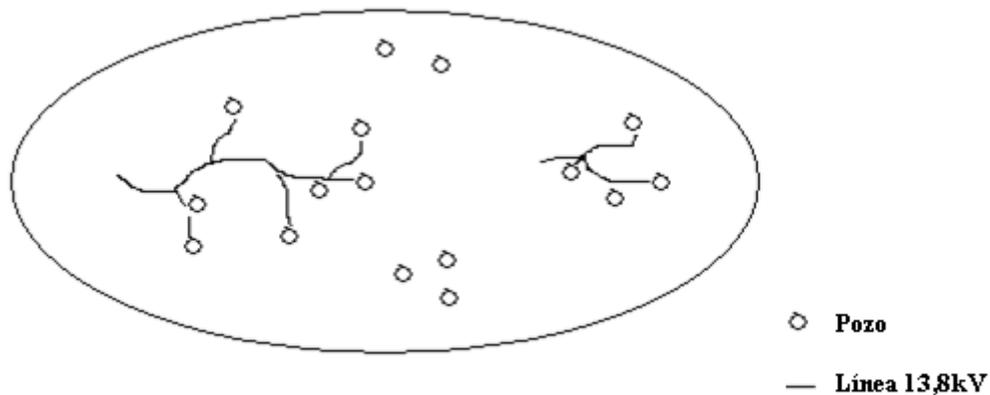


Figura 10. Ejemplo de distribución de pozos en un Campo

El escenario de funcionamiento normal del sistema está definido con los datos descritos seguidamente:

- La potencia eléctrica entregada proviene de motogeneradores de 365 kW de capacidad nominal que utiliza gas como combustible, distribuidos dentro del área de producción, estos se encargaban de alimentar las bombas electrosumergibles.
- Las líneas de distribución de 13,8kV poseen las siguientes características: un circuito de distribución con un conductor por fase de tipo OXLIP 4/0 con temperatura máxima de operación 90°C, I: 300 A y una resistividad de 0,52Ω/km. La distancia del conductor al suelo es de 15m, con una disposición horizontal, la distancia entre fases es de AB: 0,8m; BC: 1,4m; CA: 2,2m.
- Los pozos se modelaron como motores que suplen la carga de una bomba, a éstos se les coloco la potencia calculada para suplir la demanda según la producción. Estos datos se encuentran en el anexo 3.

En la tabla 20 se muestran las distribución de carga por Campo (pozos) y la cantidad de generadores que cumplían con la demanda eléctrica para el momento.

Tabla 20. Características del sistema

<b>Campo</b>	<b>Pozos activos</b>	<b>Generadores</b>	<b>Potencia Instalada(kW)</b>
<b>2</b>	80	32	11680
<b>3</b>	34	27	9855
<b>4</b>	34	27	9855
<b>5</b>	10	7	2555

Además de los consumos de los pozos también dentro de los Campos de producción existen otras cargas como lo son las plantas de descarga de crudo y tratamiento de agua cuyo consumo de potencia se presenta en la tabla 21, aunque estas cargas no fueron consideradas en el modelo ya que los datos de los generadores que las alimentan es desconocida, igualmente forman parte de la demanda del año 2009 y son consideradas parte de la demanda del año 2013. Su ubicación si está definida.

Tabla 21. Cargas de las plantas

<b>Campo</b>	<b>Plantas</b>	<b>Potencia (kW)</b>
<b>2</b>	ORED-2	31,27
	PIAS-2	103,85
<b>4</b>	ORED-4	64,59
	PIAS-4	209,31
	PTCO	135,96
	PITASO	2571,48

### 5.1.1 Condiciones Normales de Operación Año 2009

Las simulaciones del sistema eléctrico de distribución con el software ETAP 6.0, incluyeron las cargas de producción petrolera que conforman el sistema industrial para el año 2009, operando en condiciones normales. Para este escenario se mantienen el número de generadores en operación y la potencia de los motores de las bombas electrosumergibles necesaria para cumplir con la producción del año.

Para cada Campo se procedió a ubicar las redes de 13,8kV existentes y seguidamente ubicar los pozos asociados a los ramales de las mismas, también existen parte de los pozos que no se encuentran asociados a una red, de manera que fueron representados aisladamente conjuntamente con el generador que suple su carga (ver figura 10).

Luego de realizar este proceso para cada Campo y definir la configuración de cada elemento del diagrama con la información disponible de su configuración, se procedió a realizar el estudio del flujo de carga el cual arrojó los resultados que se encuentran en el anexo 4. La siguiente tabla resume parte de ellos:

Tabla 22. Resultados del flujo de carga sistema generación distribuida

		MW	MVAR	MVA	% FP
<b>Conectadas a la red de distribución</b>	Motor	9,954	4,334	10,856	91,69
	Pérdidas	0,026	0,059		
	Demanda	9,979	4,393	10,903	91,53
<b>Cargas Aisladas</b>	Motor			5,225	90,9
	Demanda			5,225	90,9

### 5.1.2 Resultados Obtenidos

Tanto la carga total alimentada de 16,128 MVA como el factor de potencia indicado, corresponden con la demanda declarada por el Cliente para el año 2009 de 16,791 MVA con un factor de potencia de 0,9, difiriendo tan solo en un 4% aproximadamente. Además de esto, al analizar los porcentajes de caída de tensión en las líneas se encontró que están dentro del rango permitido según IEEE-141 al no superar el 5%. Otro aspecto observado es que existen un grupo de generadores que se encuentran operando por encima de sus valores nominales, situación frecuente en la industria petrolera siendo ésta una de las razones por las cuáles se desea implementar un sistema de potencia centralizado confiable porque la sobrecarga del generador implica pérdidas de producción debido a las continuas paradas por mantenimiento o fallas.

Una vez comprobado el comportamiento del sistema eléctrico del sistema de distribución actual y verificado el correcto funcionamiento de las redes existentes, se procedió a realizar el estudio de las propuesta de generación centralizada utilizando el turbogenerador seleccionado. En la siguiente sección se describe en detalle el arreglo seleccionado..

### 5.2 Descripción del sistema propuesto de generación centralizada.

Una vez realizado el estudio de demanda, seleccionar las características del turbogenerador para implantar una planta de generación centralizada y escoger la

opción de alimentación evaluado en el análisis económico correspondiente, se procedió a verificar que dicha opción cumpla con los requerimientos de potencia y calidad del servicio eléctrico del complejo petrolero para el año 2013.

Para ello se procedió a definir la topología de las redes eléctricas asociadas con dicha opción y demostrar que cumple con los requerimientos de capacidad térmica de transporte de las redes y de caída de tensión. A continuación se describe detalladamente la opción seleccionada..

Esta opción consiste en instalar una planta eléctrica con grado de confiabilidad (n-1) en el Campo 4 con cuatro (4) unidades turbogeneradoras de 7,5 MW cada una, cuatro transformadores elevadores a 34,5kV, de 10 MVA cada uno, y el desarrollo de una red de interconexión entre los Campos de la siguiente manera:

- Construir en Campo 4 una subestación a 34,5kV con cuatro(4) llegadas de transformadores elevadores de 10 MVA cada uno, dos (2) salidas en 34,5kV para alimentar el Campo 2, dos (2) salidas en 34,5kV para alimentar el Campo 3 y dos (2) salidas a transformadores de 34,5/13,8kV de 10 MVA cada uno.
- Construir en Campo 4 una subestación a 13,8kV con dos llegadas de transformadores de 34,5/13,8kV, de 10 MVA cada uno, y cuatro (4) salidas en 13,8kV. Esta subestación estaría ubicada en el área de la planta de generación
- Línea doble circuito entre la Subestación de 34,5kV de la planta en Campo 4 hacia la mitad del Campo 3, la cual tendría aproximadamente 12 km, y en donde se instalaría una subestación reductora de 34,5/13,8kV.
- Línea doble circuito entre la Subestación de 34,5kV de la planta en Campo 4 hacia la mitad, del Campo 2, la cual tendría aproximadamente 8 km., y en donde se instalaría una subestación reductora de 34,5/13,8kV.
- Línea doble circuito entre la Subestación de 13,8kV de la planta en Campo 4 hacia la mitad del Campo 5, la cual tendría aproximadamente 17 km.
- Alimentar el Campo 4 con línea de doble circuito en 13,8kV.

El esquema de instalación se muestra en la figura 11.

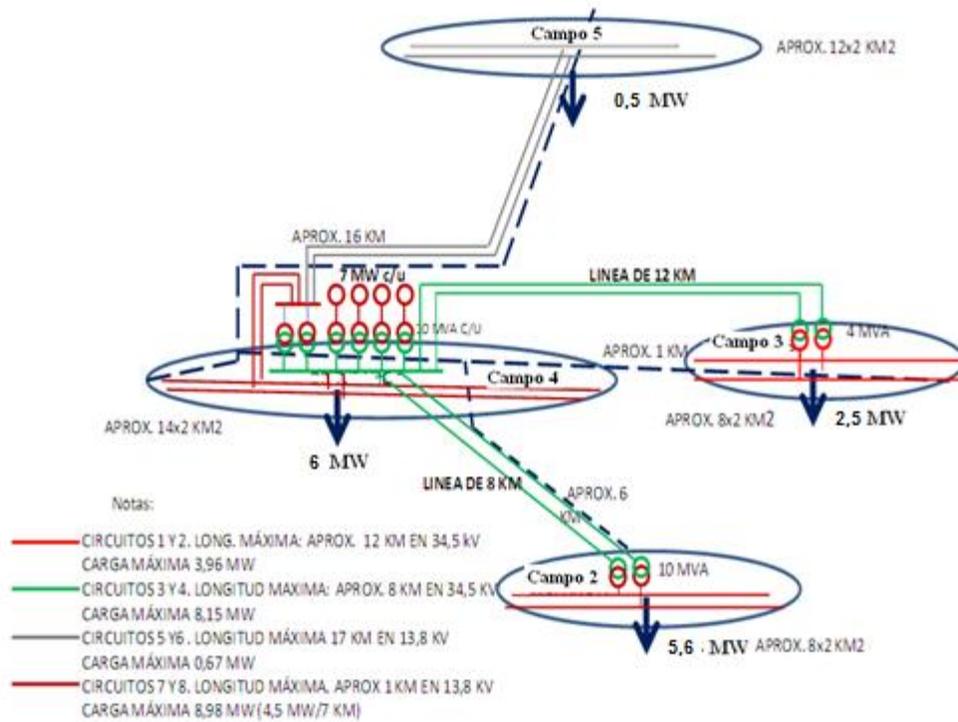


Figura 11. Arreglo propuesto para alimentación de los Campos

Con la información del estado actual de cada uno de los Campos se procedió a modelar el arreglo o configuración propuesto con el programa de simulación ETAP. Los parámetros específicos para modelar los equipos eléctricos considerados fueron tomados de la información obtenida de los equipos ubicados en los Campos, y para las características de las nuevas instalaciones, cuando no se disponía de la información, se utilizaron los valores típicos incluidos en la librería del programa de simulación.

A continuación se muestra el detalle de cada una de las subestaciones mostradas en el arreglo de la figura 11.

### 5.2.1 Equipamiento necesario para la distribución de potencia.

Para la propuesta seleccionada los arreglos para cada Campo se describen a continuación.

### 5.2.1.1 Equipamiento Campo 2:

Dos (2) transformadores de 34,5/13,8kV de 10 MVA cada uno.

Celdas de 13,8kV para dos (2) llegadas, dos (2) salidas y un enlace de barras

Fusibles de 34,5kV/500 A

Interruptores de potencia de 13,8kV con una capacidad de interrupción de 10kA

La figura 12 muestra el arreglo propuesto

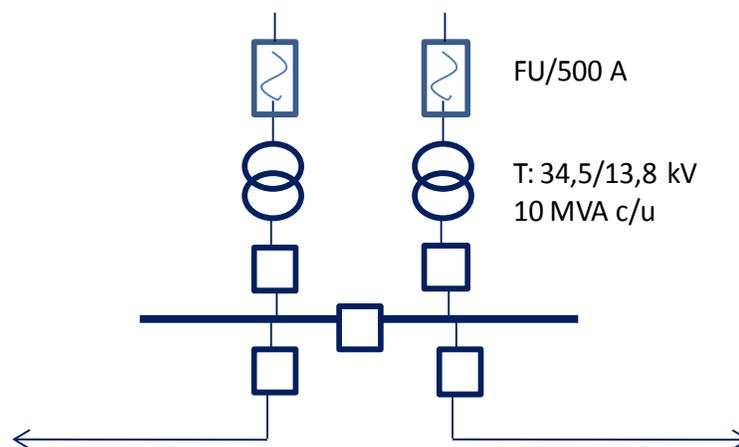


Figura 12. Arreglo propuesto para alimentación del Campo 2

### 5.2.1.2 Equipamiento Campo 3:

Dos (2) transformadores de 34,5/13,8kV de 4 MVA cada uno.

Celdas de 13,8kV para dos (2) llegadas, dos (2) salidas y un enlace de barras

Fusibles de 34,5kV/200 A

Interruptores de potencia de 13,8kV con una capacidad de interrupción de 10kA

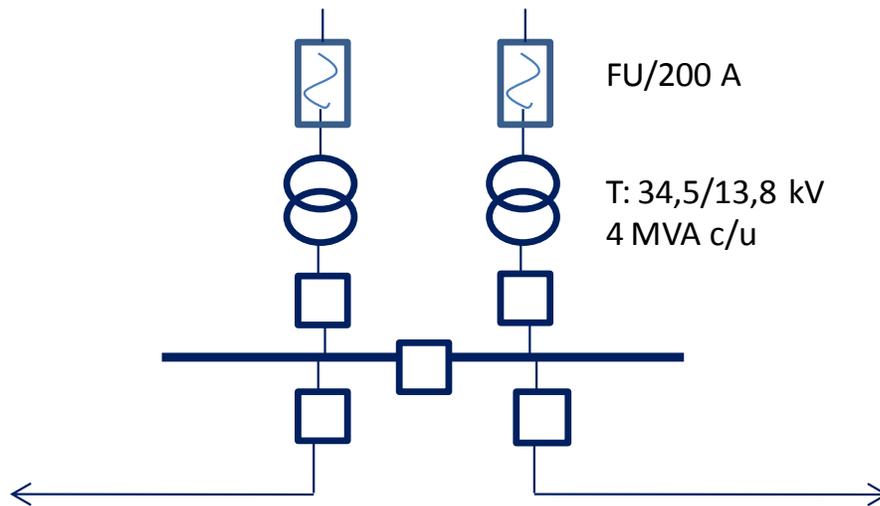


Figura 13. Arreglo propuesto para alimentación del Campo 3

#### 5.2.1.3 Equipamiento Campo 4:

Cuatro (4) turbogeneradores a gas de 7,5 MW cada uno. Voltaje de generación: BT.

Cuatro (4) transformadores elevadores de BT/34,5kV de 10 MVA cada uno.

Celdas de 34,5kV para cuatro (4) llegadas, seis (6) salidas y un enlace de barras

Dos (2) transformadores reductores de 34,5/13,8kV de 10 MVA cada uno.

S/E de 13,8kV para dos (2) llegadas, cuatro (4) salidas y un enlace de barras

Interruptores de potencia de 34,5kV y 13,8kV con una capacidad de interrupción de 10kA

La figura 14 muestra el arreglo descrito para el Campo 4.

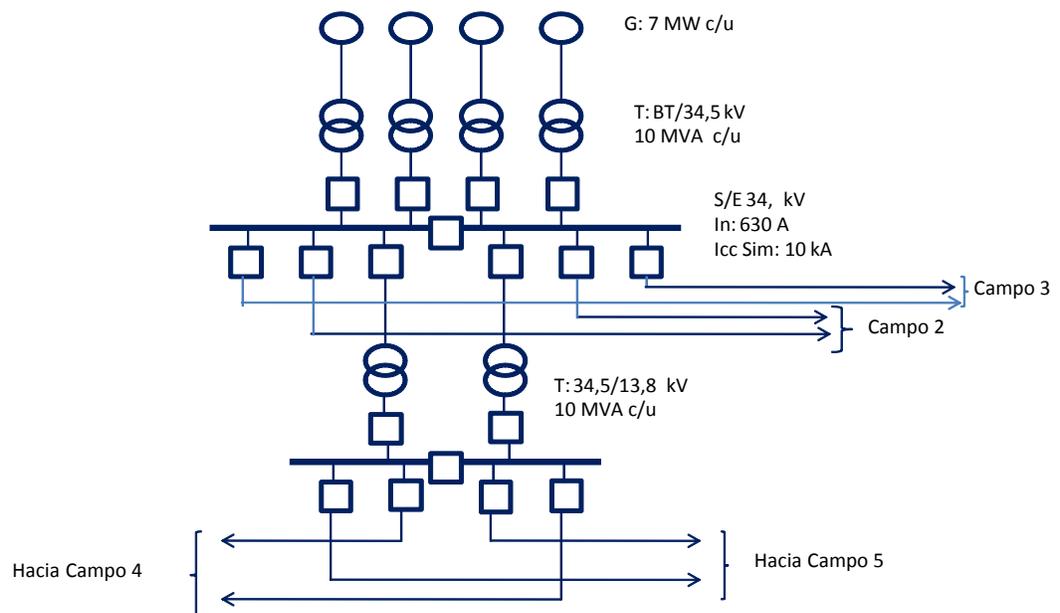


Figura 14. Arreglo propuesto para alimentación del Campo 4 y 5

### 5.3 Estudio en estado estacionario del sistema propuesto

Utilizando los arreglos propuestos para la alimentación, las especificaciones de los equipos necesarios y tomando como base el modelo del año 2009 donde ya se habían ubicado los pozos que conforman cada uno de los Campos, se procedió a modelar el sistema en el programa ETAP agregando el equipamiento necesario para implementar la generación centralizada descrita en la sección anterior. Se realizó un estudio de flujo de carga para garantizar que las unidades turbogeneradoras seleccionadas funcionan conforme a lo diseñado, verificando que los niveles de tensión estén dentro de los correspondientes límites establecidos en la norma IEEE-141 de  $0.95 < V_{pu} < 1.05$ .

En la figura 15 se muestra el arreglo del sistema de potencia propuesto simulado con el programa indicando cada una de las subredes correspondiente a cada Campo de producción, la distribución de los pozos que la conforman de acuerdo

con la configuración de las distintas redes de distribución, tanto existentes como las propuestas para la expansión del sistema.

La distribución de los pozos y disposiciones de las subredes se encuentran en el anexo 5.

Los turbogeneradores fueron definidos según las características de la unidad seleccionada en el Capítulo III, la tensión de generación se estableció en 480V, las características de los pozos se mantuvieron igual que en el estudio del escenario 2009, con la diferencia que no todos los pozos se encuentran operativos ya que la producción esperada para el año 2013 es menor que la registrada en el año 2009.(ver anexo 6 Base de Datos 2013). Las características de los conductores de las nuevas líneas para interconectar todos los pozos son las mismas que las líneas existentes, descritas en la sección 5.1.

Luego de haber definido cada uno de los equipos incorporados para la distribución de potencia en el complejo petrolero se procedió a realizar el flujo de carga (ver anexo 7) obteniéndose los resultados presentados en la tabla 23.

Tabla 23. Resultados del flujo de carga de la generación centralizada

	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	<b>% FP</b>
<b>Motor</b>	14,007	6,741	15,545	90,11
<b>Otras Cargas</b>	0,965	0,724	1,206	80,00
<b>Pérdidas</b>	0,401	1,771		
<b>Demanda</b>	15,373	9,235	17,934	85,72

La proyección de la demanda esperada calculada en el capítulo III sección 3.2 es de 14,728 MW con los resultados obtenidos en el flujo de carga se está supliendo el 83,5% de esta estimación, lo que garantizar la alimentación de presentarse un incremento en la demanda del año 2013.

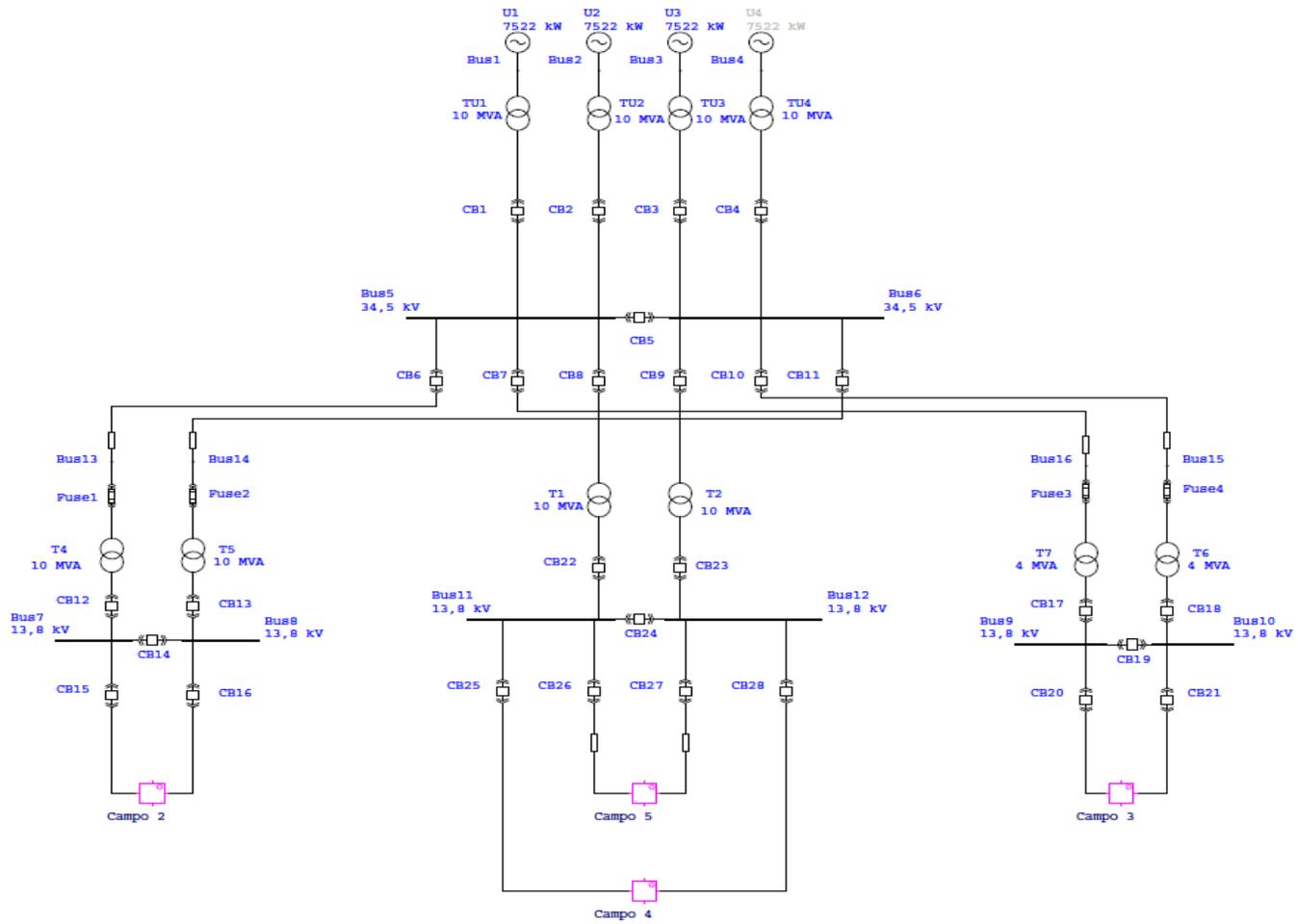


Figura 15. Diagrama del sistema de potencia

Se pudo comprobar que los niveles de tensión se mantuviesen dentro del rango aceptado, sin necesidad de aplicar correctivos para elevar la tensión dentro de los Campos productivos, a excepción de los ajuste de los taps de los transformadores en las subestaciones de 13,8/34,5kV..

Se realizó la inspección del los transformadores asociados a los pozos, algunos se encontraban trabajando por debajo de su tensión nominal debido a la demanda del motor de las bombas, lo cual no presentaría mayor inconveniente ya que las fluctuaciones de producción son normales dentro de la industria petrolera. No se presentaron sobrecargas de transformadores así que no existen razones para cambios en los equipos que están actualmente operando en el complejo petrolero.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego del desarrollo de este trabajo se puede comprobar que la evaluación económica juega un papel importante cuando se estudian distintas opciones para realizar un proyecto de inversión.

La selección óptima de un equipo se caracteriza por representar una inversión atractiva para el cliente y poder ser capaz de funcionar correctamente a lo largo de su vida útil.

Para determinar el comportamiento eléctrico de un sistema es necesario conocer cuáles son las actividades que se desempeña en el mismo y cuál es la planificación de expansión para estimar de manera aproximada su demanda eléctrica.

Construir la planta centralizada en el campo 4 con transmisión en 34,5kV/13,8kV según las especificaciones dadas en el capítulo 5, sección 5.2. Los resultados del estudio de estado estacionario de esta propuesta proyectó que los perfiles de tensión se encontraban dentro del rango de  $\pm 5\%$  de su tensión nominal, que es lo permitido dentro de la operación normal de un sistema de potencia.

Al modelar un sistema se debe intentar obtener la mayor información posible, ya que se desea simular un estado de operación en condiciones normales para así conseguir la respuesta más cercana a la realidad; con ello se evita asumir valores típicos que podrían bien sobredimensionar un equipo ó la selección podría no cumplir los requerimientos del sistema ante las contingencias que podrían presentarse.

Con el estudio del flujo de carga del sistema de potencia se puede estimar el comportamiento en estado estacionario del complejo petrolero y conocer que recomendaciones técnicas podrían sugerirse con respecto a equipos existente

De detectarse cambios en el comportamiento de la demanda antes de la implementación de las nuevas instalaciones sería necesario realizar una inspección de los datos para garantizar que el equipo sigue siendo la elección óptima, pues pudiese redimensionarse de manera más eficiente y económica.

Para aumentar la confiabilidad del sistema de potencia se podría considerar aumentar el número de turbogeneradores con potencias más pequeñas, también se debe tener en cuenta que al considerar potencia más pequeñas debemos aumentar el número de unidades de reservas para el momento de realizarse mantenimientos preventivos o se presente una falla de generación no se sobrepasen los límites de sobrecarga de los equipos. En nuestro caso de estudio fue un requerimiento del cliente realizar el estudio de unidades de potencias entre 8 y 12 MW y establecer un diseño de planta de confiabilidad n-1.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Bullon Miró, Fernando. *El mundo ante el cenit del petróleo*. Octubre 2005 p.3, disponible en línea en <http://www.cenit-del-petroleo.com/>

[2] Chacín, Nelvy. *Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico Análisis de Falla y Trouble Shooting*. Septiembre 2003, p 14, disponible en línea en <http://christian3306.files.wordpress.com/2010/10/bombeo-de-cavidad-progresiva.pdf>

[3] PDVSA, *Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital* [LEEPIC].

[4] Ramirez, Marto. *Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting*. Julio 2004, p 19- 23, disponible en línea en <http://christian3306.files.wordpress.com/2010/10/bombeo-electrosumergible.pdf>

[5] ASINCRO C.A [en línea]  
<<http://www.cicloscombinados.com/turbinasdegas.html>> [Consulta: 2011]

[6] ASINCRO C.A [en línea] <<http://ingenieria-de-petroleo.blogspot.com/2009/01/bombas-de-cavidad-progresiva.html>> [Consulta: 2011]

[7] ASINCRO C.A [en línea] <<http://www.petroblogger.com/2009/11/bombeo-electrosumergible-de-petroleo.html>> [Consulta: 2011]

# ANEXOS

## ANEXO 1

### Calculo de Indices por Area

Consumo Eléctrico en función de BBPD para el Campo 4

Campo 4	2009			2010		
	kW	BBPD	kW/BBPD	kW	BBPD	kW/BBPD
<b>ENERO</b>	5456,36	148604	0,036717	3206,11	94673	0,033865
<b>FEBRERO</b>	5456,36	155225	0,035151	3403,47	92331	0,036862
<b>MARZO</b>	5336,99	154513	0,034541	3616,89	94095	0,038439
<b>ABRIL</b>	5336,99	149022	0,035813	3416,95	94535	0,036145
<b>MAYO</b>	4608,56	148304	0,031075	3416,95	94278	0,036243
<b>JUNIO</b>	4829,12	150147	0,032163	3472,33	94799	0,036628
<b>JULIO</b>	3851,35	88966	0,043290	3260,04	79763	0,040872
<b>AGOSTO</b>	3861,50	90702	0,042573	3522,17	95165	0,037011
<b>SEPTIEMBRE</b>	4190,16	106259	0,039433	3688,33	97317	0,037900
	PROMEDIO		0,036751	PROMEDIO		0,037107
<b>kW/BBPD<sub>prom</sub></b>	0,036929					

Consumo Eléctrico en función de BBPD para el Campo 3

Campo 3	2009			2010		
	kW	BBPD	kW/BBPD	kW	BBPD	kW/BBPD
<b>ENERO</b>	5379,61	146890	0,036623	3743,54	80365	0,046582
<b>FEBRERO</b>	5379,61	134996	0,039850	3301,20	79916	0,041308
<b>MARZO</b>	4824,39	127788	0,037753	2615,97	79090	0,033076
<b>ABRIL</b>	4977,66	117372	0,042409	2981,58	78549	0,037958
<b>MAYO</b>	4551,67	108730	0,041862	3086,81	77225	0,039972
<b>JUNIO</b>	5191,53	127577	0,040693	2766,33	75154	0,036809
<b>JULIO</b>	3892,14	109630	0,035503	2575,57	77097	0,033407
<b>AGOSTO</b>	4548,13	119077	0,038195	2816,35	82347	0,034201
<b>SEPTIEMBRE</b>	4623,56	121000	0,038211	2872,66	83671	0,034333
	PROMEDIO		0,039011	PROMEDIO		0,037516
<b>kW/BBPD<sub>prom</sub></b>	0,038264					

Consumo Eléctrico en función de BBPD de ORED 2

ORED-2	2009			2010		
	BBPD	Kw	kW/BBPD	BBPD	kW	kW/BBPD
<b>ENERO</b>	152962	37,00	0,0002419	102749	42,00	0,0004088
<b>FEBRERO</b>	157680	36,00	0,0002283	93997	48,20	0,0005128
<b>MARZO</b>	158658	36,00	0,0002269	109505	12,46	0,0001137
<b>ABRIL</b>	157007	31,00	0,0001974	90913	23,25	0,0002558
<b>MAYO</b>	157156	16,00	0,0001018	104675	18,00	0,000172
	PROMEDIO		0,0001993	PROMEDIO		0,0002926
<b>kW/BBPD<sub>prom</sub></b>	0,000246					

Consumo Eléctrico en función de BBPD de ORED 4

ORED-4	2009			2010		
	BBPD	kW	kW/BBPD	BBPD	kW	kW/BBPD
<b>ENERO</b>	148604	115,00	0,0007739	94673	116,00	0,0012253
<b>FEBRERO</b>	155225	112,00	0,0007215	92331	110,00	0,0011914
<b>MARZO</b>	154513	112,00	0,0007249	94095	65,00	0,0006908
<b>ABRIL</b>	149022	45,00	0,000302	94535	62,00	0,0006558
<b>MAYO</b>	148304	60,00	0,0004046	94278	73,00	0,0007743
	PROMEDIO		0,0005854	PROMEDIO		0,0009075
<b>kW/BBPD<sub>prom</sub></b>	0,000746					

Consumo Eléctrico en función de BBPD de PIAS 2

PIAS-2	2009			2010		
	BBPD	kW	kW/BBPD	BBPD	kW	kW/BBPD
<b>ENERO</b>	152962	126,00	0,0008237	102749	126,00	0,001226
<b>FEBRERO</b>	157680	110,00	0,0006976	93997	110,00	0,001170
<b>MARZO</b>	158658	110,00	0,0006933	109505	100,00	0,000913
<b>ABRIL</b>	157007	35,00	0,0002229	90913	100,00	0,001100
<b>MAYO</b>	157156	35,00	0,0002227	104675	115,00	0,001099
	PROMEDIO		0,0005321	PROMEDIO		0,0011017
<b>kW/BBPD<sub>prom</sub></b>	0,000817					

Consumo Eléctrico en función de BBPD de PIAS 4

PIAS-4	2009			2010		
	BBPD	kW	kW/BBPD	BBPD	kW	kW/BBPD
<b>ENERO</b>	148604	281,00	0,001913	94673	281,00	0,003497
<b>FEBRERO</b>	155225	281,00	0,0020815	92331	285,00	0,003566
<b>MARZO</b>	154513	281,00	0,002199	94095	295,00	0,003730
<b>ABRIL</b>	149022	50,00	0,000426	94535	269,00	0,003425
<b>MAYO</b>	148304	70,00	0,0006438	94278	269,00	0,003483
	PROMEDIO		0,0014527	PROMEDIO		0,003540
<b>kW/BBPD<sub>prom</sub></b>	0,002496					

Consumo Eléctrico en función de BBPD de PTCO

PTCO	2009			2010		
	BBPD	kW	kW/BBPD	BBPD	kW	kW/BBPD
<b>ENERO</b>	448456	180,00	0,0004014	277787	151,00	0,0005436
<b>FEBRERO</b>	447901	180,00	0,0004019	266244	150,00	0,0005634
<b>MARZO</b>	440959	180,00	0,0004082	282690	155,00	0,0005483
<b>ABRIL</b>	423401	150,00	0,0003543	263997	150,00	0,0005682
<b>MAYO</b>	414190	160,00	0,0003863	276178	135,00	0,0004888
	PROMEDIO		0,0003904	PROMEDIO		0,0005425
<b>kW/BBPD<sub>prom</sub></b>	0,000466					

Consumo Eléctrico en función de BBPD de PITASO

PITASO	2009			2010		
	BBPD	kW	kW/BBPD	BBPD	kW	kW/BBPD
<b>ENERO</b>	448456	3726,00	0,0083085	277787	3726,00	0,0134132
<b>FEBRERO</b>	447901	3705,00	0,0082719	266244	3051,00	0,0114594
<b>MARZO</b>	440959	3705,00	0,0084021	282690	3055,00	0,0108069
<b>ABRIL</b>	423401	2462,00	0,0058148	263997	1605,00	0,006080
<b>MAYO</b>	414190	2101,00	0,0050726	276178	2925,00	0,010591
	PROMEDIO		0,007174	PROMEDIO		0,010470
<b>kW/BBPD<sub>prom</sub></b>	0,008822					













### ANEXO 3

#### Datos de Caso Base 2009 Potencia de los Motores de las Bombas Campo 2

Pozo	BBPD	kW
ORM-84	4085	174,17
ORM-174	5614	239,38
ORM-40	106	4,53
ORM-43	575	24,51
ORM-176	1320	56,28
ORM-76	182	7,75
ORM-189	6960	296,73
ORM-53	3055	130,24
ORM-54	7163	305,41
ORM-25	47	2,02
ORM-56	94	4,03
ORM-114	164	6,98
ORM-177	2470	105,32
ORM-31	4190	178,65
ORM-26	158	6,73
ORM-67	8663	369,35
ORM-69	7169	305,67
ORM-95	5062	215,83
ORM-64	900	38,38
ORM-79	16	0,70
ORM-195	113	4,81
ORM-80	4338	184,94
ORM-45	218	9,28
ORM-193	81	3,47
ORM-167	217	9,23
ORM-81	426	18,15
ORM-145	238	10,14
ORM-93	4028	171,72
ORM-73	1556	66,36
ORM-82	3701	157,78
ORM-98	156	6,66
ORM-115	397	16,93
ORM-150	518	22,09
ORM-138	2371	101,08
ORM-83	3676	156,71
ORM-99	3473	148,06
ORM-182	505	21,55
ORM-121	264	11,27

ORM-157	421	17,96
ORM-161	838	35,73
ORM-134	281	11,97
ORM-138	3319	141,51
ORM-184	403	17,18
ORM-172	34	1,43
ORM-142	3229	137,68
ORM-108	6859	292,44
ORM-94	2721	116,03
ORM-116	1951	83,19
ORM-196	2687	114,58
ORM-133	2633	112,25
ORM-192	1831	78,06
ORM-126	2710	115,53
ORM-129	3553	151,49
ORM-171	2056	87,67
ORM-179	775	33,02
ORM-132	1556	66,34
ORM-125	80	3,43
ORM-175	275	11,71
ORM-158	65	2,77
ORM-185	56	2,37
ORM-123	264	11,24
ORM-118	244	10,38
ORM-155	172	7,35
ORM-137	1632	69,56
ORM-148	2292	97,74
ORM-140	1908	81,36
ORM-188	69	0,00
ORM-135	2346	100,01
ORM-136	332	14,17
ORM-186	245	10,45
ORM-139	28	1,21
ORM-162	11	0,46
ORM-163	2270	96,79
ORM-154	1326	56,52
ORM-144	3400	144,98
ORM-202	252	10,74
ORM-190	651	27,74
ORM-198	976	41,62

### Campo 3

Pozo	BBPD	kW
ORI-160	4101	164,78
ORI-193	6421	257,99
ORI-196	230	9,22
ORI-141	6033	242,41
ORI-97	1131	45,43
ORM-18	5329	214,12
ORM-178	1216	48,87
ORM-87	4531	182,04
ORM-16	5940	238,66
ORM-159	4866	195,50
ORM-201	199	8,00
ORM-200	1373	55,15
ORM-96	5803	233,14
ORI-510	2449	98,41
ORI-524	947	38,06
ORI-515	8347	335,39
ORI-512	4403	176,91
ORI-521	5932	238,36
ORI-522	347	13,93
ORI-514	4293	172,49
ORI-502	3630	145,85
ORI-519	2224	89,37
ORI-518	7137	286,74
ORI-520	1449	58,20
ORI-523	786	31,60
ORI-516	1946	78,19
ORM-170	440	17,66
ORM-199	977	39,26
ORM-86	90	3,62
ORM-106	1836	73,78
ORM-183	3773	151,59
ORM-70	7702	309,46
ORM-169	3753	150,80
ORM-107	6848	275,13

### Campo 4

Pozo	BBPD	kW
J12-15	2971	107,96
J12-27	3122	113,46
J15-5	1968	71,53

ADM-113	5422	197,05
ORI-95	2347	85,31
ORI-155	4170	151,54
ORI-161	6286	228,44
ORI-51	2923	106,21
ORI-173	4378	159,09
ORI-169	2725	99,02
ORI-191	1385	50,33
ORI-186	3135	113,91
ORI-168	1107	40,23
ORI-101	1817	66,04
ORI-130	2457	89,29
ORI-182	5885	213,85
ORI-24	3209	116,62
ORI-22	2179	79,18
ORI-195	1930	70,12
ORI-194	1959	71,21
ORI-197	1165	42,33
ORI-183	16400	336,00
ORI-198	688	25,00
ORI-150	3493	126,94
ORI-158	3812	138,53
ORI-163	893	32,45
ORI-164	1305	47,44
ORI-181	9474	344,30
ORI-187	8611	312,94
ORI-213	1115	40,54
ORI-215	113	55,44
ORI-216	197	55,44
ORI-217	568	26,88

### Campo 5

Pozo	BBPD	kW
ORI-336	1494	54,29
ORI-350	1276	46,37
ORI-352	1839	66,85
ORI-344	2163	78,59
ORI-348	141	82,00
ORI-353	2103	76,41
ORI-354	527	19,16
ORI-338	1198	43,53
ORI-351	1154	41,93
ORI-349	219	84,00

## **ANEXO 4**

### **Flujo de Carga Caso Base 2009**

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO BASE 2009

**ETAP**

6.0.0

Study Case: LF

Page: 1  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**LOAD FLOW REPORT**

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* BusA1	0.480	100.000	0.0	0.528	0.230	0.427	0.183	BusA2	0.101	0.047	134.1	90.6	
BusA2	13.800	98.993	-0.6	0	0	0	0	BusA3	0.101	0.046	4.7	91.1	
								BusA1	-0.101	-0.046	4.7	91.1	
BusA3	13.800	98.973	-0.6	0	0	0	0	BusA2	-0.100	-0.046	4.7	90.9	
								BusA5	0.007	0.003	0.3	90.6	
								BusA7	0.006	0.004	0.3	85.6	
								BusA9	0.189	0.086	8.8	91.0	
								BusA4	-0.102	-0.047	4.7	90.9	
* BusA4	0.480	100.000	0.0	0.407	0.178	0.305	0.130	BusA3	0.102	0.048	136.1	90.4	
BusA5	13.800	98.970	-0.6	0	0	0	0	BusA3	-0.007	-0.004	0.3	86.3	
								BusA6	0.007	0.004	0.3	86.3	
BusA6	0.480	98.713	-0.8	0	0	0.007	0.004	BusA5	-0.007	-0.004	9.8	86.4	
BusA7	13.800	98.972	-0.6	0	0	0	0	BusA3	-0.006	-0.004	0.3	84.8	
								BusA8	0.006	0.004	0.3	84.8	
BusA8	0.480	98.872	-0.7	0	0	0.006	0.004	BusA7	-0.006	-0.004	8.8	84.8	
BusA9	13.800	98.964	-0.6	0	0	0	0	BusA3	-0.189	-0.086	8.8	91.0	
								BusA11	0.179	0.082	8.3	91.0	
								BusA13	0.112	0.052	5.2	90.8	
								BusA10	-0.102	-0.047	4.8	90.8	
* BusA10	0.480	100.000	0.0	0.103	0.049	0	0	BusA9	0.103	0.049	136.9	90.3	
BusA11	13.800	98.951	-0.6	0	0	0	0	BusA9	-0.179	-0.082	8.3	91.0	
								BusA12	0.179	0.082	8.3	91.0	
BusA12	0.480	97.180	-1.8	0	0	0.177	0.077	BusA11	-0.177	-0.077	239.2	91.8	
BusA13	13.800	98.951	-0.6	0	0	0	0	BusA9	-0.112	-0.052	5.2	90.7	
								BusA14	0.112	0.052	5.2	90.7	
BusA14	0.480	97.826	-1.4	0	0	0.112	0.050	BusA13	-0.112	-0.050	150.4	91.3	
* BusA15	0.480	100.000	0.0	0.419	0.179	0.368	0.156	BusA16	0.051	0.023	67.1	91.0	
BusA16	13.800	99.500	-0.3	0	0	0	0	BusA17	0.051	0.023	2.3	91.2	
								BusA15	-0.051	-0.023	2.3	91.2	
BusA17	13.800	99.496	-0.3	0	0	0	0	BusA16	-0.051	-0.023	2.3	91.1	
								BusA18	-0.051	-0.023	2.3	91.1	
								BusA20	0.101	0.046	4.7	91.1	
BusA18	13.800	99.497	-0.3	0	0	0	0	BusA17	0.051	0.023	2.3	91.2	
								BusA19	-0.051	-0.023	2.3	91.2	
* BusA19	0.480	100.000	0.0	0.079	0.038	0.028	0.015	BusA18	0.051	0.023	67.3	91.0	
BusA20	13.800	99.488	-0.3	0	0	0	0	BusA17	-0.101	-0.046	4.7	91.0	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO BASE 2009

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 2  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								BusA21	0.023	0.012	1.1	87.9	
								BusA26	0.079	0.034	3.6	91.9	
BusA21	13.800	99.486	-0.3	0	0	0	0	BusA20	-0.023	-0.013	1.1	87.5	
								BusA118	0.003	0.002	0.2	88.0	
								BusA22	0.019	0.011	0.9	87.4	
BusA22	13.800	99.485	-0.3	0	0	0	0	BusA21	-0.019	-0.011	0.9	87.2	
								BusA24	0.010	0.006	0.5	87.4	
								BusA23	0.009	0.005	0.4	86.8	
BusA23	0.480	99.064	-0.5	0	0	0.009	0.005	BusA22	-0.009	-0.005	12.9	87.0	
BusA24	13.800	99.485	-0.3	0	0	0	0	BusA22	-0.010	-0.006	0.5	87.2	
								BusA25	0.010	0.006	0.5	87.2	
BusA25	0.480	99.370	-0.4	0	0	0.010	0.006	BusA24	-0.010	-0.006	14.1	87.3	
BusA26	13.800	99.485	-0.3	0	0	0	0	BusA20	-0.079	-0.034	3.6	91.9	
								BusA28	0.007	0.004	0.3	86.7	
								BusA30	0.085	0.036	3.9	92.1	
								BusA27	-0.013	-0.006	0.6	90.9	
* BusA27	0.480	100.000	0.0	0.030	0.015	0.017	0.009	BusA26	0.013	0.006	17.1	90.7	
BusA28	13.800	99.484	-0.3	0	0	0	0	BusA26	-0.007	-0.004	0.3	86.4	
								BusA29	0.007	0.004	0.3	86.4	
BusA29	0.480	99.407	-0.4	0	0	0.007	0.004	BusA28	-0.007	-0.004	9.3	86.4	
BusA30	13.800	99.476	-0.3	0	0	0	0	BusA26	-0.085	-0.036	3.9	92.0	
								BusA31	-0.052	-0.024	2.4	90.7	
								BusA33	0.137	0.060	6.3	91.5	
BusA31	13.800	99.481	-0.3	0	0	0	0	BusA30	0.052	0.024	2.4	90.9	
								BusA32	-0.052	-0.024	2.4	90.9	
* BusA32	0.480	100.000	0.0	0.324	0.144	0.272	0.120	BusA31	0.052	0.024	69.0	90.6	
BusA33	13.800	99.473	-0.3	0	0	0	0	BusA30	-0.137	-0.060	6.3	91.5	
								BusA34	-0.087	-0.040	4.0	90.7	
								BusA36	0.158	0.072	7.3	91.0	
								BusA42	0.066	0.029	3.0	91.5	
BusA34	13.800	99.475	-0.3	0	0	0	0	BusA33	0.087	0.040	4.0	90.7	
								BusA35	-0.087	-0.040	4.0	90.7	
* BusA35	0.480	100.000	0.0	0.259	0.116	0.172	0.075	BusA34	0.087	0.041	115.8	90.5	
BusA36	13.800	99.466	-0.3	0	0	0	0	BusA33	-0.158	-0.072	7.3	91.0	
								BusA37	0.158	0.072	7.3	91.0	
BusA37	0.480	97.913	-1.3	0	0	0.157	0.068	BusA36	-0.157	-0.068	209.8	91.7	
* BusA38	0.480	100.000	0.0	0.075	0.036	0.022	0.011	BusA39	0.053	0.025	69.9	90.4	
BusA39	13.800	99.471	-0.3	0	0	0	0	BusA40	0.052	0.024	2.4	90.7	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO BASE 2009

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 3  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								BusA38	-0.052	-0.024	2.4	90.7	
BusA40	13.800	99.468	-0.3	0	0	0	0	BusA39	-0.052	-0.025	2.4	90.6	
								BusA42	0.031	0.013	1.4	91.8	
								BusA41	0.022	0.011	1.0	88.7	
BusA41	0.480	98.540	-0.9	0	0	0.022	0.011	BusA40	-0.022	-0.011	29.5	89.1	
BusA42	13.800	99.465	-0.3	0	0	0	0	BusA40	-0.031	-0.014	1.4	91.5	
								BusA43	-0.053	-0.025	2.4	90.5	
								BusA45	0.149	0.067	6.9	91.1	
								BusA33	-0.066	-0.029	3.0	91.4	
BusA43	13.800	99.466	-0.3	0	0	0	0	BusA42	0.053	0.025	2.4	90.6	
								BusA44	-0.053	-0.025	2.4	90.6	
* BusA44	0.480	100.000	0.0	0.220	0.099	0.167	0.074	BusA43	0.053	0.025	70.3	90.3	
BusA45	13.800	99.446	-0.3	0	0	0	0	BusA42	-0.149	-0.068	6.9	91.0	
								BusA46	0.149	0.068	6.9	91.0	
BusA46	0.480	97.980	-1.3	0	0	0.148	0.064	BusA45	-0.148	-0.064	198.0	91.7	
* BusA47	0.480	100.000	0.0	0.109	0.050	0	0	BusA48	0.109	0.050	143.9	90.9	
BusA48	13.800	99.355	-0.4	0	0	0	0	BusA49	0.108	0.049	5.0	91.2	
								BusA47	-0.108	-0.049	5.0	91.2	
BusA49	13.800	99.339	-0.4	0	0	0	0	BusA48	-0.108	-0.049	5.0	91.1	
								BusA50	0.023	0.013	1.1	87.6	
								BusA52	0.085	0.036	3.9	92.0	
BusA50	13.800	99.339	-0.4	0	0	0	0	BusA49	-0.023	-0.013	1.1	87.5	
								BusA51	0.023	0.013	1.1	87.5	
BusA51	0.480	99.081	-0.6	0	0	0.023	0.013	BusA50	-0.023	-0.013	31.8	87.6	
BusA52	13.800	99.337	-0.4	0	0	0	0	BusA49	-0.085	-0.037	3.9	91.9	
								BusA53	-0.066	-0.030	3.1	90.9	
								BusA55	0.151	0.067	7.0	91.5	
BusA53	13.800	99.342	-0.4	0	0	0	0	BusA52	0.066	0.030	3.0	91.0	
								BusA54	-0.066	-0.030	3.0	91.0	
* BusA54	0.480	100.000	0.0	0.258	0.115	0.192	0.084	BusA53	0.066	0.031	87.6	90.7	
BusA55	13.800	99.332	-0.4	0	0	0	0	BusA52	-0.151	-0.067	7.0	91.5	
								BusA56	0.007	0.004	0.4	86.7	
								BusA58	0.144	0.063	6.6	91.7	
BusA56	13.800	99.332	-0.4	0	0	0	0	BusA55	-0.007	-0.004	0.4	86.5	
								BusA57	0.007	0.004	0.4	86.5	
BusA57	0.480	99.218	-0.5	0	0	0.007	0.004	BusA56	-0.007	-0.004	10.3	86.5	
BusA58	13.800	99.328	-0.4	0	0	0	0	BusA55	-0.144	-0.063	6.6	91.7	
								BusA59	0.070	0.031	3.2	91.3	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO BASE 2009

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 4  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								BusA61	0.074	0.031	3.4	92.1	
BusA59	13.800	99.327	-0.4	0	0	0	0	BusA58	-0.070	-0.031	3.2	91.2	
								BusA60	0.070	0.031	3.2	91.2	
BusA60	0.480	98.640	-0.9	0	0	0.070	0.031	BusA59	-0.070	-0.031	92.7	91.5	
BusA61	13.800	99.324	-0.4	0	0	0	0	BusA58	-0.074	-0.031	3.4	92.0	
								BusA62	0.006	0.003	0.3	86.0	
								BusA64	0.068	0.028	3.1	92.5	
BusA62	13.800	99.324	-0.4	0	0	0	0	BusA61	-0.006	-0.004	0.3	85.6	
								BusA63	0.006	0.004	0.3	85.6	
BusA63	0.480	99.283	-0.4	0	0	0.006	0.004	BusA62	-0.006	-0.004	8.2	85.6	
BusA64	13.800	99.320	-0.4	0	0	0	0	BusA61	-0.068	-0.028	3.1	92.4	
								BusA66	0.135	0.059	6.2	91.6	
								BusA65	-0.067	-0.031	3.1	90.7	
* BusA65	0.480	100.000	0.0	0.183	0.083	0.116	0.051	BusA64	0.067	0.032	89.7	90.4	
BusA66	13.800	99.317	-0.4	0	0	0	0	BusA64	-0.135	-0.060	6.2	91.5	
								BusA67	0.154	0.070	7.1	91.0	
								BusA69	-0.018	-0.010	0.9	87.0	
BusA67	13.800	99.315	-0.4	0	0	0	0	BusA66	-0.154	-0.070	7.1	91.0	
								BusA68	0.154	0.070	7.1	91.0	
BusA68	0.480	97.802	-1.4	0	0	0.152	0.066	BusA67	-0.152	-0.066	204.4	91.7	
BusA69	13.800	99.318	-0.4	0	0	0	0	BusA66	0.018	0.010	0.9	87.3	
								BusA70	0.010	0.006	0.5	87.4	
								BusA72	-0.029	-0.016	1.4	87.3	
BusA70	13.800	99.318	-0.4	0	0	0	0	BusA69	-0.010	-0.006	0.5	87.3	
								BusA71	0.010	0.006	0.5	87.3	
BusA71	0.480	99.201	-0.5	0	0	0.010	0.006	BusA70	-0.010	-0.006	14.3	87.3	
BusA72	13.800	99.321	-0.4	0	0	0	0	BusA69	0.029	0.016	1.4	87.6	
								BusA83	0.039	0.016	1.8	92.8	
								BusA73	-0.067	-0.031	3.1	90.7	
* BusA73	0.480	100.000	0.0	0.195	0.091	0.127	0.059	BusA72	0.067	0.032	89.7	90.4	
* BusA74	0.480	100.000	0.0	0.073	0.034	0	0	BusA75	0.073	0.034	97.2	90.8	
BusA75	13.800	99.272	-0.5	0	0	0	0	BusA76	0.073	0.033	3.4	91.1	
								BusA74	-0.073	-0.033	3.4	91.1	
BusA76	13.800	99.268	-0.5	0	0	0	0	BusA75	-0.073	-0.033	3.4	91.0	
								BusA78	-0.073	-0.033	3.4	91.0	
								BusA77	0.146	0.066	6.8	91.0	
BusA77	0.480	97.829	-1.4	0	0	0.145	0.063	BusA76	-0.145	-0.063	194.3	91.7	
BusA78	13.800	99.272	-0.5	0	0	0	0	BusA76	0.073	0.033	3.4	91.1	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO BASE 2009

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 5  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								BusA79	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA81	-0.073	-0.033	3.4	91.1	
BusA79	13.800	99.272	-0.5	0	0	0	0	BusA78	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA80	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA80	0.480	99.272	-0.5	0	0	0	0	BusA79	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA81	13.800	99.276	-0.5	0	0	0	0	BusA78	0.073	0.033	3.4	91.2	
								BusA82	-0.073	-0.033	3.4	91.2	
* BusA82	0.480	100.000	0.0	0.241	0.107	0.168	0.073	BusA81	0.073	0.034	96.8	90.9	
BusA83	13.800	99.314	-0.4	0	0	0	0	BusA72	-0.039	-0.016	1.8	92.4	
								BusA84	0.039	0.016	1.8	92.3	
								LineA50~	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA84	13.800	99.311	-0.4	0	0	0	0	BusA83	-0.039	-0.016	1.8	92.1	
								BusA87	0.106	0.048	4.9	91.1	
								BusA85	-0.068	-0.032	3.1	90.5	
BusA85	13.800	99.313	-0.4	0	0	0	0	BusA84	0.068	0.032	3.1	90.6	
								BusA86	-0.068	-0.032	3.1	90.6	
* BusA86	0.480	100.000	0.0	0.132	0.061	0.064	0.028	BusA85	0.068	0.032	90.5	90.3	
BusA87	13.800	99.307	-0.4	0	0	0	0	BusA84	-0.106	-0.048	4.9	91.1	
								BusA88	0.106	0.048	4.9	91.1	
BusA88	0.480	98.178	-1.1	0	0	0.106	0.046	BusA87	-0.106	-0.046	141.3	91.5	
BusA89	13.800	99.995	0.0	0	0	0	0	BusA90	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA90	13.800	99.995	0.0	0	0	0	0	BusA89	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA91	0.001	0.000	0.0	97.3	
								BusA95	-0.001	0.000	0.0	98.7	
BusA91	13.800	99.995	0.0	0	0	0	0	BusA90	-0.001	0.000	0.0	93.2	
								BusA92	-0.001	-0.001	0.0	77.3	
								BusA114	0.001	0.001	0.1	85.6	
BusA92	13.800	99.995	0.0	0	0	0	0	BusA91	0.001	0.000	0.0	84.1	
								BusA93	-0.001	0.000	0.0	84.1	
BusA93	13.800	99.995	0.0	0	0	0	0	BusA92	0.001	0.000	0.0	91.7	
								BusA94	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA96	-0.001	0.000	0.0	98.8	
BusA94	13.800	99.995	0.0	0	0	0	0	BusA93	0.000	0.000	0.0	0.0	
								LineA58~	0.000	0.000	0.0	0.0	
* BusA95	0.480	100.000	0.0	0.139	0.060	0.138	0.060	BusA90	0.001	0.000	0.9	98.7	
* BusA96	0.480	100.000	0.0	0.292	0.125	0.292	0.124	BusA93	0.001	0.000	0.9	98.8	
BusA97	13.800	100.364	-1.3	0	0	0	0	BusA98	0.201	0.094	9.2	90.6	
								BusA99	-0.201	-0.094	9.2	90.6	2.500

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO BASE 2009

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 6  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
BusA98	13.800	100.341	-1.3	0	0	0	0	BusA97	-0.201	-0.094	9.3	90.5	
								BusA100	0.201	0.094	9.3	90.5	2.500
* BusA99	0.480	100.000	0.0	0.447	0.206	0.244	0.105	BusA97	0.203	0.100	272.4	89.6	
BusA100	0.480	95.856	-2.6	0	0	0.199	0.088	BusA98	-0.199	-0.088	272.6	91.5	
BusA110	13.800	99.810	-0.1	0	0	0	0	BusA112	0.018	0.009	0.8	88.9	
								BusA111	-0.018	-0.009	0.8	88.9	
* BusA111	0.480	100.000	0.0	0.054	0.026	0.036	0.017	BusA110	0.018	0.009	24.2	88.8	
BusA112	13.800	99.808	-0.1	0	0	0	0	BusA110	-0.018	-0.009	0.8	88.6	
								BusA113	0.018	0.009	0.8	88.6	
BusA113	0.480	99.616	-0.2	0	0	0.018	0.009	BusA112	-0.018	-0.009	24.3	88.7	
BusA114	0.480	99.978	0.0	0	0	0.001	0.001	BusA91	-0.001	-0.001	2.1	85.6	
BusA116	0.480	99.445	-0.3	0	0	0.003	0.002	BusA118	-0.003	-0.002	4.9	85.6	
BusA118	13.800	99.486	-0.3	0	0	0	0	BusA21	-0.003	-0.002	0.2	85.6	
								BusA116	0.003	0.002	0.2	85.6	
BusB1	13.800	100.002	0.0	0	0	0	0	BusB3	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusB2	0.000	0.000	0.0	0.0	
* BusB2	0.480	100.000	0.0	0.182	0.079	0.182	0.079	BusB1	0.000	0.000	0.2	0.0	
BusB3	13.800	100.002	0.0	0	0	0	0	BusB1	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusB4	0.000	0.000	0.0	0.0	
* BusB4	0.480	100.000	0.0	0.233	0.100	0.233	0.100	BusB3	0.000	0.000	0.2	0.0	
BusB5	13.800	99.517	-0.3	0	0	0	0	BusB5*	-0.048	-0.022	2.2	90.9	
								BusB7	0.048	0.022	2.2	90.9	
BusB5*	13.800	99.522	-0.3	0	0	0	0	BusB5	0.048	0.022	2.2	91.1	
								BusB6	-0.048	-0.022	2.2	91.1	
* BusB6	0.480	100.000	0.0	0.283	0.125	0.235	0.103	BusB5*	0.048	0.022	63.8	90.8	
BusB7	13.800	99.512	-0.3	0	0	0	0	BusB5	-0.048	-0.022	2.2	90.7	
								BusB8	-0.049	-0.022	2.2	90.8	
								BusB10	0.097	0.045	4.5	90.7	
BusB8	13.800	99.514	-0.3	0	0	0	0	BusB7	0.049	0.022	2.2	90.9	
								BusB9	-0.049	-0.022	2.2	90.9	
* BusB9	0.480	100.000	0.0	0.387	0.166	0.338	0.144	BusB8	0.049	0.023	64.6	90.6	
BusB10	13.800	99.510	-0.3	0	0	0	0	BusB7	-0.097	-0.045	4.5	90.7	
								BusB12	0.097	0.045	4.5	90.7	
BusB12	13.800	99.503	-0.3	0	0	0	0	BusB10	-0.097	-0.045	4.5	90.7	
								BusB13	-0.049	-0.023	2.3	90.6	
								BusB15	0.146	0.068	6.8	90.6	
BusB13	13.800	99.504	-0.3	0	0	0	0	BusB12	0.049	0.023	2.3	90.6	
								BusB14	-0.049	-0.023	2.3	90.6	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO BASE 2009

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 7  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* BusB14	0.480	100.000	0.0	0.049	0.023	0	0	BusB13	0.049	0.023	65.4	90.4	
BusB15	13.800	99.496	-0.3	0	0	0	0	BusB12	-0.146	-0.068	6.8	90.6	
								BusB16	0.291	0.135	13.5	90.7	
								BusB18	-0.145	-0.067	6.7	90.7	
BusB16	13.800	99.484	-0.3	0	0	0	0	BusB15	-0.291	-0.136	13.5	90.7	
								BusB17	0.291	0.136	13.5	90.7	
BusB17	0.480	96.606	-2.2	0	0	0.287	0.122	BusB16	-0.287	-0.122	388.2	92.0	
BusB18	13.800	99.509	-0.3	0	0	0	0	BusB15	0.145	0.067	6.7	90.8	
								BusB19	-0.049	-0.023	2.3	90.8	
								BusB21	-0.097	-0.045	4.5	90.8	
BusB19	13.800	99.511	-0.3	0	0	0	0	BusB18	0.049	0.022	2.3	90.8	
								BusB20	-0.049	-0.022	2.3	90.8	
* BusB20	0.480	100.000	0.0	0.464	0.202	0.415	0.179	BusB19	0.049	0.023	64.9	90.6	
BusB21	13.800	99.514	-0.3	0	0	0	0	BusB18	0.097	0.045	4.5	90.8	
								BusB22	-0.048	-0.022	2.2	90.9	
								BusB24	-0.048	-0.022	2.2	90.8	
BusB22	13.800	99.515	-0.3	0	0	0	0	BusB21	0.048	0.022	2.2	90.9	
								BusB23	-0.048	-0.022	2.2	90.9	
* BusB23	0.480	100.000	0.0	0.236	0.105	0.187	0.083	BusB22	0.049	0.023	64.5	90.7	
BusB24	13.800	99.519	-0.3	0	0	0	0	BusB21	0.048	0.022	2.2	91.0	
								BusB25	-0.048	-0.022	2.2	91.0	
* BusB25	0.480	100.000	0.0	0.166	0.076	0.118	0.053	BusB24	0.048	0.022	64.1	90.8	
BusB26	13.800	100.005	0.0	0	0	0	0	BusB27	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB27	13.800	100.005	0.0	0	0	0	0	BusB26	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusB28	0.000	0.000	0.0	-0.8	
								BusB30	0.000	0.000	0.0	-1.2	
BusB28	13.800	100.005	0.0	0	0	0	0	BusB27	0.000	0.000	0.0	-0.6	
								BusB29	0.000	0.000	0.0	-0.6	
* BusB29	0.480	100.000	0.0	0.078	0.033	0.078	0.034	BusB28	0.000	0.000	0.4	-0.6	
BusB30	13.800	100.005	0.0	0	0	0	0	BusB27	0.000	0.000	0.0	-2.2	
								BusB32	0.000	0.000	0.0	2.4	
								BusB31	0.000	0.000	0.0	6.4	
* BusB31	0.480	100.000	0.0	0.151	0.066	0.151	0.066	BusB30	0.000	0.000	0.1	6.4	
BusB32	13.800	100.005	0.0	0	0	0	0	BusB30	0.000	0.000	0.0	-7.0	
								BusB34	0.000	0.000	0.0	0.9	
								BusB33	0.000	0.000	0.0	-0.8	
* BusB33	0.480	100.000	0.0	0.310	0.131	0.310	0.132	BusB32	0.000	0.000	0.4	-0.8	
BusB34	13.800	100.005	0.0	0	0	0	0	BusB32	0.000	0.000	0.0	-1.7	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO BASE 2009

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 8  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								BusB35	0.000	0.000	0.0	-1.7	
BusB35	13.800	100.005	0.0	0	0	0	0	BusB34	0.000	0.000	0.0	-0.7	
								BusB36	0.000	0.000	0.0	-0.7	
* BusB36	0.480	100.000	0.0	0.278	0.118	0.278	0.119	BusB35	0.000	0.000	0.4	-0.7	
BusB37	13.800	100.004	0.0	0	0	0	0	BusB41	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusB38	0.000	0.000	0.0	0.0	
* BusB38	0.480	100.000	0.0	0.196	0.084	0.196	0.085	BusB37	0.000	0.000	0.3	0.0	
BusB39	13.800	100.004	0.0	0	0	0	0	BusB41	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusB40	0.000	0.000	0.0	0.0	
* BusB40	0.480	100.000	0.0	0.239	0.102	0.239	0.103	BusB39	0.000	0.000	0.3	0.0	
BusB41	13.800	100.004	0.0	0	0	0	0	BusB37	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusB39	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC1	13.800	98.434	-1.0	0	0	0	0	BusC3	0.155	0.070	7.2	91.1	
								BusC2	-0.155	-0.070	7.2	91.1	
* BusC2	0.480	100.000	0.0	0.315	0.143	0.159	0.069	BusC1	0.156	0.074	207.8	90.3	
BusC3	13.800	98.399	-1.0	0	0	0	0	BusC1	-0.155	-0.071	7.2	90.9	
								BusC5	0.040	0.019	1.9	90.6	
								BusC4	0.114	0.052	5.3	91.1	
BusC4	0.480	97.260	-1.7	0	0	0.114	0.050	BusC3	-0.114	-0.050	153.6	91.6	
BusC5	13.800	98.396	-1.0	0	0	0	0	BusC3	-0.040	-0.019	1.9	90.4	
								BusC6	0.040	0.019	1.9	90.4	
BusC6	0.480	97.982	-1.2	0	0	0.040	0.019	BusC5	-0.040	-0.019	54.5	90.6	
BusC7	13.800	100.003	0.0	0	0	0	0	BusC9	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusC8	0.000	0.000	0.0	0.0	
* BusC8	0.480	100.000	0.0	0.238	0.104	0.238	0.104	BusC7	0.000	0.000	0.2	0.0	
BusC9	13.800	100.003	0.0	0	0	0	0	BusC7	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusC10	0.000	0.000	0.0	0.0	
* BusC10	0.480	100.000	0.0	0.228	0.098	0.228	0.098	BusC9	0.000	0.000	0.2	0.0	
BusC11	13.800	99.610	-0.2	0	0	0	0	BusC13	0.040	0.018	1.8	91.3	
								BusC12	-0.040	-0.018	1.8	91.3	
* BusC12	0.480	100.000	0.0	0.254	0.110	0.214	0.092	BusC11	0.040	0.018	52.4	91.1	
BusC13	13.800	99.608	-0.2	0	0	0	0	BusC11	-0.040	-0.018	1.8	91.2	
								BusC14	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusC15	0.040	0.018	1.8	91.1	
BusC14	13.800	99.608	-0.2	0	0	0	0	BusC13	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC15	13.800	99.608	-0.2	0	0	0	0	BusC13	-0.040	-0.018	1.8	91.1	
								BusC16	-0.040	-0.018	1.8	91.1	
								BusC35	0.079	0.036	3.6	91.1	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO BASE 2009

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 9  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
BusC16	13.800	99.611	-0.2	0	0	0	0	BusC15	0.040	0.018	1.8	91.3	
								BusC36	-0.040	-0.018	1.8	91.3	
BusC17	13.800	99.490	-0.3	0	0	0	0	BusC19	0.087	0.038	4.0	91.5	
								BusC18	-0.087	-0.038	4.0	91.5	
* BusC18	0.480	100.000	0.0	0.135	0.061	0.048	0.022	BusC17	0.087	0.039	114.8	91.3	
BusC19	13.800	99.467	-0.3	0	0	0	0	BusC17	-0.087	-0.039	4.0	91.2	
								BusC20	0.140	0.063	6.5	91.1	
								BusC22	-0.053	-0.024	2.5	90.8	
BusC20	13.800	99.463	-0.3	0	0	0	0	BusC19	-0.140	-0.064	6.5	91.0	
								BusC21	0.140	0.064	6.5	91.0	
BusC21	0.480	98.087	-1.2	0	0	0.139	0.060	BusC20	-0.139	-0.060	185.8	91.7	
BusC22	13.800	99.471	-0.3	0	0	0	0	BusC19	0.053	0.024	2.5	90.9	
								BusC23	-0.053	-0.024	2.5	90.9	
BusC23	13.800	99.476	-0.3	0	0	0	0	BusC22	0.053	0.024	2.4	91.1	
								BusC24	-0.053	-0.024	2.4	91.3	
								BusC26	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC24	13.800	99.478	-0.3	0	0	0	0	BusC23	0.053	0.024	2.4	91.3	
								BusC25	-0.053	-0.024	2.4	91.3	
* BusC25	0.480	100.000	0.0	0.180	0.079	0.127	0.055	BusC24	0.053	0.024	70.2	91.1	
BusC26	13.800	99.476	-0.3	0	0	0	0	BusC23	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC27	13.800	100.012	0.0	0	0	0	0	BusC29	0.000	-0.001	0.0	0.2	
								BusC28	0.000	0.001	0.0	0.2	
* BusC28	0.480	100.000	0.0	0.343	0.145	0.343	0.146	BusC27	0.000	-0.001	1.2	0.2	
BusC29	13.800	100.013	0.0	0	0	0	0	BusC27	0.000	0.001	0.0	0.5	
								BusC31	0.000	-0.002	0.1	0.0	
								BusC30	0.000	0.001	0.0	-0.2	
* BusC30	0.480	100.000	0.0	0.313	0.132	0.313	0.133	BusC29	0.000	-0.001	1.2	-0.2	
BusC31	13.800	100.013	0.0	0	0	0	0	BusC29	0.000	0.001	0.0	0.0	
								BusC32	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusC33	0.000	-0.001	0.0	0.0	
BusC32	13.800	100.013	0.0	0	0	0	0	BusC31	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC33	13.800	100.013	0.0	0	0	0	0	BusC31	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusC34	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC34	13.800	100.013	0.0	0	0	0	0	BusC33	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC35	0.480	98.828	-0.7	0	0	0.079	0.035	BusC15	-0.079	-0.035	104.9	91.4	
* BusC36	0.480	100.000	0.0	0.156	0.069	0.117	0.051	BusC16	0.040	0.018	52.3	91.1	
LineA50~	13.800	99.314	-0.4	0	0	0	0	BusA83	0.000	0.000	0.0	0.0	
LineA58~	13.800	99.995	0.0	0	0	0	0	BusA94	0.000	0.000	0.0	0.0	

Project:  
Location:  
Contract:  
Engineer:  
Filename: TESIS CASO BASE 2009

**ETAP**  
**6.0.0**

Study Case: LF

Page: 10  
Date: 18-08-2011  
SN: 12345678  
Revision: Base  
Config.: Normal

---

---

**SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND**

	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>MVA</u>	<u>% PF</u>
Source (Swing Buses):	9.979	4.393	10.903	91.53 Lagging
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	9.979	4.393	10.903	91.53 Lagging
Total Motor Load:	9.954	4.334	10.856	91.69 Lagging
Total Static Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	0.026	0.059		
System Mismatch:	0.000	0.000		

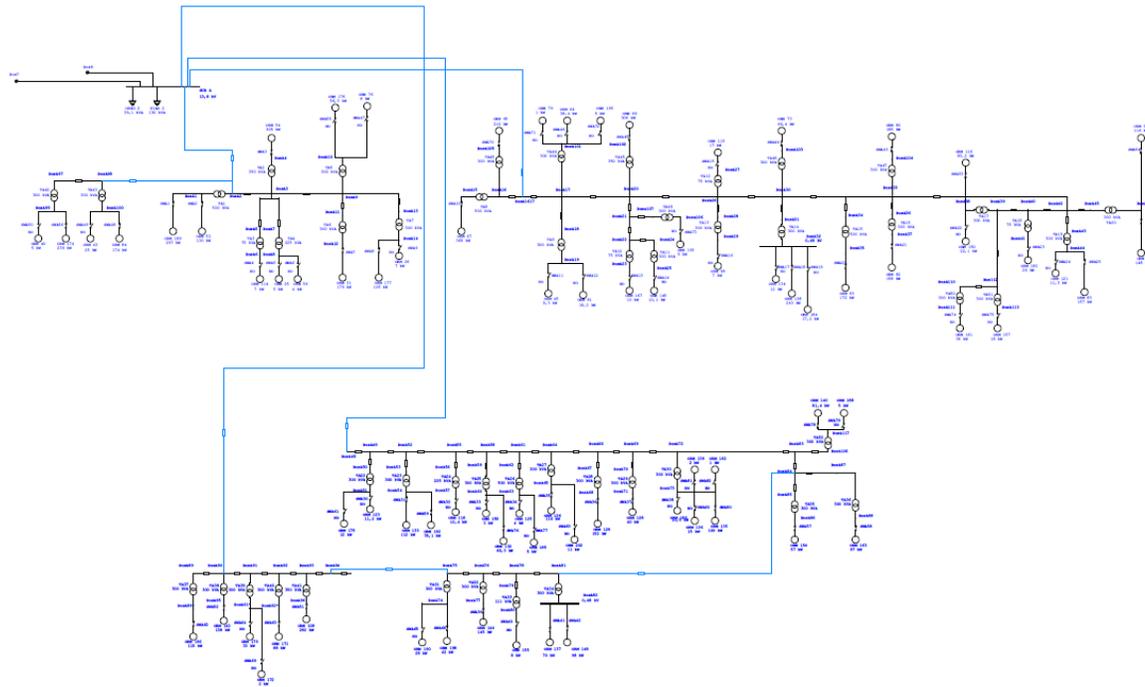
Number of Iterations: 2

# ANEXO 5

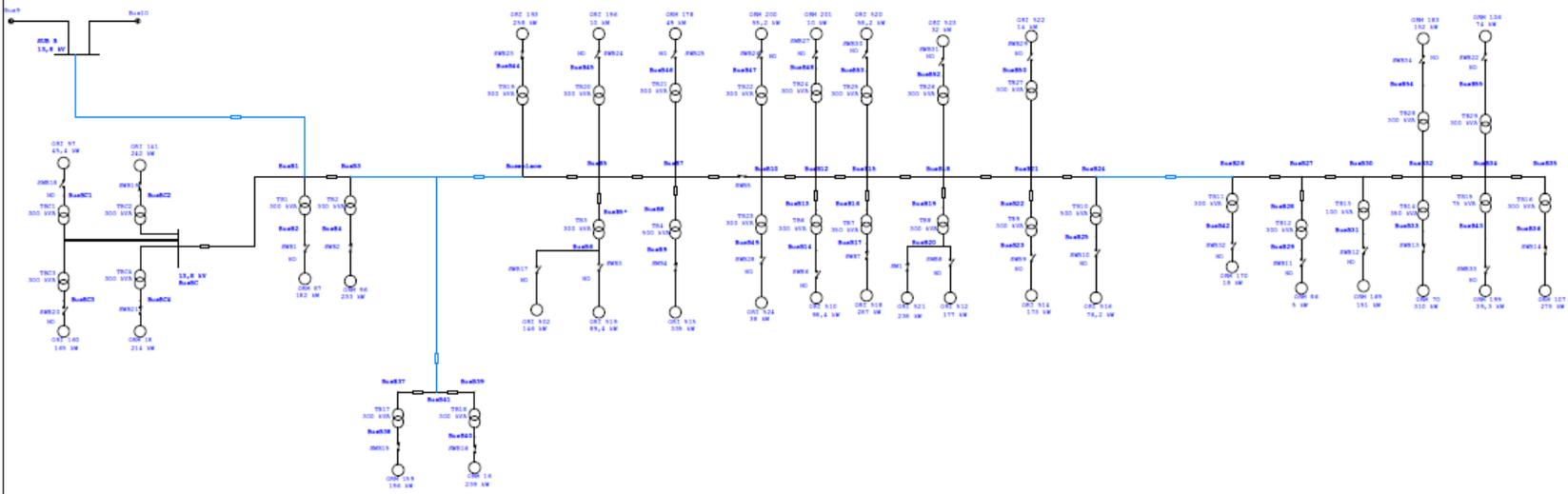
## Diagrama de las Subredes del Caso 2013

One-Line Diagram - OLV1=>Campo 2 (Edit Mode)

---

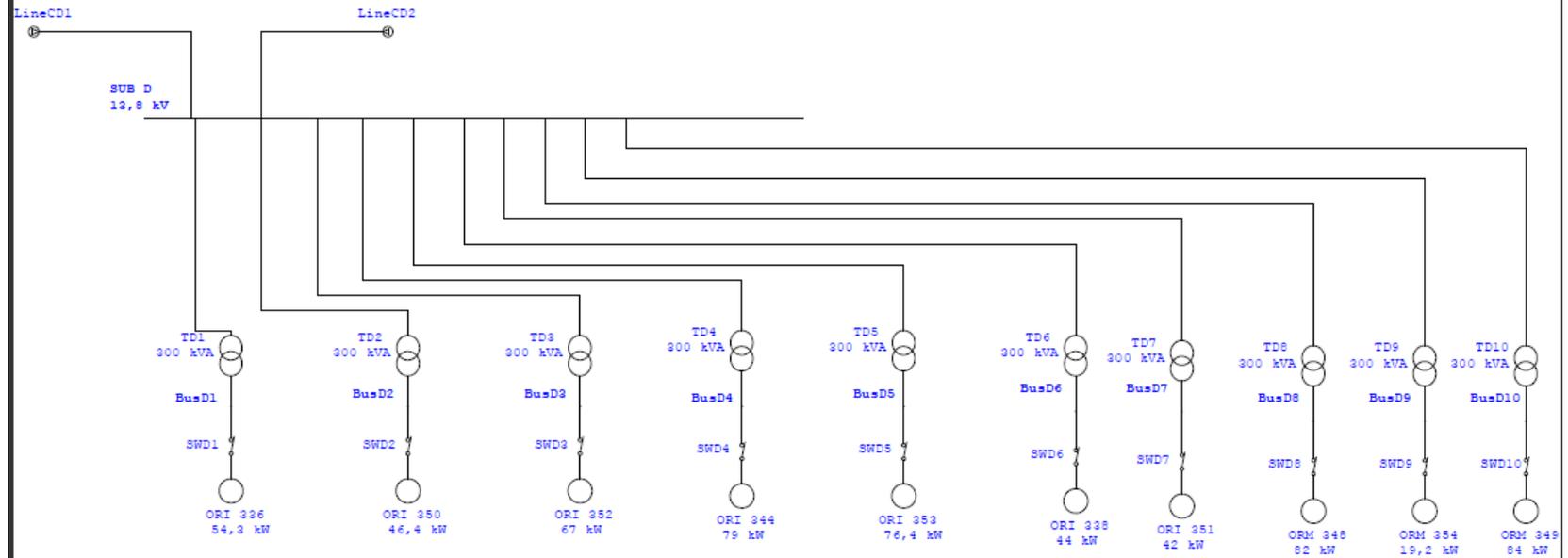


# One-Line Diagram - OLV1=>Campo 3 (Edit Mode)





# One-Line Diagram - OLV1=>Campo 5 (Edit Mode)



## ANEXO 6

### Base de Datos Caso 2013 Potencia de los Motores de las Bombas

#### Campo 2

Pozo	BBPD	kW
ORM-67	8663	369,35
ORM-69	7169	305,67
ORM-54	7163	305,41
ORM-189	6960	296,73
ORM-108	6859	292,44
ORM-174	5614	239,38
ORM-95	5062	215,83
ORM-80	4338	184,94
ORM-31	4190	178,65
ORM-84	4085	174,17
ORM-93	4028	171,72
ORM-82	3701	157,78
ORM-83	3676	156,71
ORM-129	3553	151,49
ORM-99	3473	148,06
ORM-144	3400	144,98
ORM-138	3319	141,51
ORM-142	3229	137,68
ORM-53	3055	130,24
ORM-94	2721	116,03
ORM-126	2710	115,53
ORM-196	2687	114,58
ORM-133	2633	112,25
ORM-177	2470	105,32
ORM-138	2371	101,08
ORM-135	2346	100,01
ORM-148	2292	97,74
ORM-163	2270	96,79
ORM-171	2056	87,67
ORM-116	1951	83,19
ORM-140	1908	81,36
ORM-192	1831	78,06
ORM-137	1632	69,56
ORM-73	1556	66,36
ORM-132	1556	66,34
ORM-154	1326	56,52

#### Campo 3

Pozo	BBPD	kW
ORI-515	8347	335,39
ORM-70	7702	309,46
ORI-518	7137	286,74
ORM-107	6848	275,13
ORI-193	6421	257,99
ORI-141	6033	242,41
ORM-16	5940	238,66
ORI-521	5932	238,36
ORM-96	5803	233,14
ORM-18	5329	214,12
ORM-159	4866	195,50

#### Campo 4

Pozo	BBPD	kW
ORI-183	16400	336,00
ORI-181	9474	344,30
ORI-187	8611	312,94
ORI-161	6286	228,44
ORI-182	5885	213,85
ADM-113	5422	197,05
ORI-173	4378	159,09
ORI-155	4170	151,54
ORI-158	3812	138,53
ORI-150	3493	126,94
ORI-24	3209	116,62
ORI-186	3135	113,91
J12-27	3122	113,46
J12-15	2971	107,96
ORI-51	2923	106,21
ORI-169	2725	99,02

## Campo 5

Pozo	BBPD	kW
ORI-344	2163	78,59
ORI-353	2103	76,41
ORI-352	1839	66,85
ORI-336	1494	54,29
ORI-350	1276	46,37
ORI-338	1198	43,53
ORI-351	1154	41,93
ORI-354	527	19,16
ORI-349	219	84,00
ORI-348	141	82,00

## **ANEXO 7**

### **Flujo de Carga Caso 2013**

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO 2013

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 1  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**LOAD FLOW REPORT**

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* Bus1	0.480	95.833	0.0	5.124	3.078	0	0	Bus5	5.124	3.078	7503.1	85.7	
* Bus2	0.480	95.833	0.0	5.124	3.078	0	0	Bus5	5.124	3.078	7503.1	85.7	
* Bus3	0.480	95.833	0.0	5.124	3.078	0	0	Bus6	5.124	3.078	7503.1	85.7	
Bus5	34.500	98.000	-2.3	0	0	0	0	Bus13	2.927	1.455	55.8	89.5	
								Bus16	1.462	0.688	27.6	90.5	
								Bus11	3.270	2.053	65.9	84.7	
								Bus1	-5.106	-2.797	99.4	87.7	5.000
								Bus2	-5.106	-2.797	99.4	87.7	5.000
								Bus6	2.553	1.398	49.7	87.7	
Bus6	34.500	98.000	-2.3	0	0	0	0	Bus14	2.927	1.455	55.8	89.5	
								Bus15	1.462	0.688	27.6	90.5	
								Bus12	3.270	2.053	65.9	84.7	
								Bus3	-5.106	-2.797	99.4	87.7	5.000
								Bus5	-2.553	-1.398	49.7	87.7	
Bus7	13.800	100.304	-4.0	0	0	0	0	Bus13	-2.896	-1.365	133.5	90.5	5.000
								Bus8	1.448	0.683	66.8	90.5	
								SUB A	1.448	0.683	66.8	90.5	
Bus8	13.800	100.304	-4.0	0	0	0	0	Bus14	-2.896	-1.365	133.5	90.5	5.000
								Bus7	-1.448	-0.683	66.8	90.5	
								SUB A	4.344	2.048	200.3	90.5	
Bus9	13.800	100.439	-4.0	0	0	0	0	Bus16	-1.449	-0.681	66.7	90.5	5.000
								Bus10	0.724	0.340	33.3	90.5	
								SUB B	0.724	0.340	33.3	90.5	
Bus10	13.800	100.439	-4.0	0	0	0	0	Bus15	-1.449	-0.681	66.7	90.5	5.000
								Bus9	-0.724	-0.340	33.3	90.5	
								SUB B	2.173	1.021	100.0	90.5	
Bus11	13.800	100.918	-3.9	0	0	0	0	SUB D	0.302	0.128	13.6	92.1	
								Bus5	-3.262	-1.923	157.0	86.1	5.000
								Bus12	1.480	0.898	71.8	85.5	
								SUB C	1.480	0.898	71.8	85.5	
Bus12	13.800	100.918	-3.9	0	0	0	0	SUB D	0.302	0.128	13.6	92.1	
								Bus6	-3.262	-1.923	157.0	86.1	5.000
								Bus11	-1.480	-0.898	71.8	85.5	
								SUB C	4.440	2.693	215.3	85.5	
Bus13	34.500	96.913	-2.6	0	0	0	0	Bus5	-2.902	-1.459	56.1	89.3	
								Bus7	2.902	1.459	56.1	89.3	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO 2013

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 2  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
Bus14	34.500	96.913	-2.6	0	0	0	0	Bus6	-2.902	-1.459	56.1	89.3	
								Bus8	2.902	1.459	56.1	89.3	
Bus15	34.500	97.194	-2.5	0	0	0	0	Bus6	-1.453	-0.730	28.0	89.3	
								Bus10	1.453	0.730	28.0	89.3	
Bus16	34.500	97.194	-2.5	0	0	0	0	Bus5	-1.453	-0.730	28.0	89.3	
								Bus9	1.453	0.730	28.0	89.3	
Bus112	13.800	99.174	-4.4	0	0	0	0	BusA110	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA39	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA113	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA1	0.480	97.119	-5.9	0	0	0.428	0.184	BusA2	-0.428	-0.184	577.0	91.9	
BusA2	13.800	99.687	-4.2	0	0	0	0	BusA3	0.602	0.280	27.9	90.7	
								BusA98	0.418	0.191	19.3	90.9	
								SUB A	-1.454	-0.673	67.2	90.8	
								BusA1	0.434	0.201	20.1	90.7	
BusA3	13.800	99.563	-4.3	0	0	0	0	BusA2	-0.602	-0.280	27.9	90.7	
								BusA5	0.000	-0.001	0.0	0.0	
								BusA7	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA9	0.288	0.130	13.3	91.1	
								BusA4	0.314	0.150	14.6	90.2	
BusA4	0.480	95.699	-6.8	0	0	0.308	0.131	BusA3	-0.308	-0.131	420.6	92.0	
BusA5	13.800	99.564	-4.3	0	0	0	0	BusA3	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA6	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA6	0.480	99.564	-4.3	0	0	0	0	BusA5	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA7	13.800	99.563	-4.3	0	0	0	0	BusA3	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA8	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA8	0.480	99.563	-4.3	0	0	0	0	BusA7	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA9	13.800	99.551	-4.3	0	0	0	0	BusA3	-0.288	-0.131	13.3	91.1	
								BusA11	0.181	0.082	8.4	91.0	
								BusA13	0.107	0.048	4.9	91.2	
								BusA10	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA10	0.480	99.551	-4.3	0	0	0	0	BusA9	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA11	13.800	99.538	-4.3	0	0	0	0	BusA9	-0.181	-0.083	8.4	91.0	
								BusA12	0.181	0.083	8.4	91.0	
BusA12	0.480	97.758	-5.4	0	0	0.179	0.078	BusA11	-0.179	-0.078	240.4	91.8	
BusA13	13.800	99.538	-4.3	0	0	0	0	BusA9	-0.107	-0.048	4.9	91.1	
								BusA14	0.107	0.048	4.9	91.1	
BusA14	0.480	98.488	-4.9	0	0	0.106	0.047	BusA13	-0.106	-0.047	141.6	91.6	
BusA15	0.480	96.397	-6.3	0	0	0.372	0.158	BusA16	-0.372	-0.158	504.2	92.1	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO 2013

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 3  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
BusA16	13.800	99.619	-4.2	0	0	0	0	BusA1617	-0.597	-0.277	27.6	90.7	
								BusA15	0.378	0.177	17.5	90.6	
								BusA105	0.219	0.100	10.1	90.9	
BusA17	13.800	99.603	-4.2	0	0	0	0	BusA1617	-1.655	-0.765	76.6	90.8	
								BusA18	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA20	1.655	0.765	76.6	90.8	
BusA18	13.800	99.603	-4.2	0	0	0	0	BusA17	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA19	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA18	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA19	0.480	99.603	-4.2	0	0	0	0	BusA18	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA20	13.800	99.479	-4.3	0	0	0	0	BusA17	-1.653	-0.763	76.6	90.8	
								BusA21	0.000	-0.001	0.0	0.0	
								BusA26	1.342	0.615	62.1	90.9	
BusA21	13.800	99.479	-4.3	0	0	0	0	BusA20	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA107	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA22	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA22	13.800	99.479	-4.3	0	0	0	0	BusA21	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA24	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA23	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA23	0.480	99.479	-4.3	0	0	0	0	BusA22	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA24	13.800	99.479	-4.3	0	0	0	0	BusA22	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA25	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA24	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA25	0.480	99.479	-4.3	0	0	0	0	BusA24	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA26	13.800	99.413	-4.3	0	0	0	0	BusA20	-1.341	-0.614	62.1	90.9	
								BusA28	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA30	1.341	0.614	62.1	90.9	
BusA27	0.480	99.413	-4.3	0	0	0	0	BusA27	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA26	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA26	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA28	13.800	99.413	-4.3	0	0	0	0	BusA26	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA29	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA28	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA29	0.480	99.413	-4.3	0	0	0	0	BusA28	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA30	13.800	99.274	-4.3	0	0	0	0	BusA26	-1.339	-0.612	62.1	90.9	
								BusA31	0.246	0.113	11.4	90.8	
								BusA33	1.026	0.469	47.6	90.9	
BusA31	13.800	99.253	-4.4	0	0	0	0	BusA103	0.067	0.030	3.1	91.5	
								BusA30	-0.246	-0.114	11.4	90.8	
								BusA32	0.246	0.114	11.4	90.8	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO 2013

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 4  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
BusA32	0.480	96.820	-5.9	0	0	0.243	0.104	BusA31	-0.243	-0.104	328.5	91.9	
BusA33	13.800	99.248	-4.4	0	0	0	0	BusA30	-1.026	-0.469	47.6	90.9	
								BusA34	0.173	0.077	8.0	91.3	
								BusA36	0.160	0.073	7.4	91.0	
								BusA42	0.512	0.237	23.8	90.8	
								BusA104	0.181	0.083	8.4	91.0	
BusA34	13.800	99.244	-4.4	0	0	0	0	BusA33	-0.173	-0.077	8.0	91.3	
								BusA35	0.173	0.077	8.0	91.3	
BusA35	0.480	98.226	-5.0	0	0	0.172	0.075	BusA34	-0.172	-0.075	230.0	91.8	
BusA36	13.800	99.242	-4.4	0	0	0	0	BusA33	-0.160	-0.073	7.4	91.0	
								BusA37	0.160	0.073	7.4	91.0	
BusA37	0.480	97.668	-5.4	0	0	0.158	0.069	BusA36	-0.158	-0.069	212.6	91.7	
BusA38	0.480	98.340	-4.9	0	0	0.084	0.037	BusA39	-0.084	-0.037	112.3	91.5	
BusA39	13.800	99.174	-4.4	0	0	0	0	BusA40	-0.084	-0.038	3.9	91.2	
								Bus112	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA38	0.084	0.038	3.9	91.1	
BusA40	13.800	99.179	-4.4	0	0	0	0	BusA39	0.084	0.038	3.9	91.2	
								BusA42	-0.084	-0.038	3.9	91.2	
								BusA41	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA41	0.480	99.179	-4.4	0	0	0	0	BusA40	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA42	13.800	99.187	-4.4	0	0	0	0	BusA40	0.084	0.038	3.9	91.3	
								BusA43	0.159	0.072	7.4	91.0	
								BusA45	0.269	0.127	12.5	90.4	
								BusA33	-0.512	-0.237	23.8	90.8	
BusA43	13.800	99.183	-4.4	0	0	0	0	BusA42	-0.159	-0.072	7.4	91.0	
								BusA44	0.159	0.072	7.4	91.0	
BusA44	0.480	97.617	-5.4	0	0	0.157	0.068	BusA43	-0.157	-0.068	211.4	91.7	
BusA45	13.800	99.153	-4.4	0	0	0	0	BusA42	-0.269	-0.127	12.5	90.4	
								BusA46	0.269	0.127	12.5	90.4	
BusA46	0.480	96.458	-6.1	0	0	0.265	0.116	BusA45	-0.265	-0.116	360.6	91.7	
BusA48	13.800	99.263	-4.4	0	0	0	0	BusA49	0.875	0.401	40.6	90.9	
								SUB A	-0.875	-0.401	40.6	90.9	
BusA49	13.800	99.158	-4.4	0	0	0	0	BusA48	-0.874	-0.400	40.6	90.9	
								BusA50	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA52	0.874	0.400	40.6	90.9	
BusA50	13.800	99.158	-4.4	0	0	0	0	BusA49	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA51	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA51	0.480	99.158	-4.4	0	0	0	0	BusA50	0.000	0.000	0.0	0.0	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO 2013

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 5  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
BusA52	13.800	99.133	-4.4	0	0	0	0	BusA49	-0.874	-0.400	40.6	90.9	
								BusA53	0.194	0.090	9.0	90.7	
								BusA55	0.681	0.310	31.6	91.0	
BusA53	13.800	99.119	-4.4	0	0	0	0	BusA52	-0.194	-0.090	9.0	90.6	
								BusA54	0.194	0.090	9.0	90.6	
BusA54	0.480	97.184	-5.6	0	0	0.192	0.084	BusA53	-0.192	-0.084	259.3	91.5	
BusA55	13.800	99.112	-4.4	0	0	0	0	BusA52	-0.680	-0.310	31.6	91.0	
								BusA56	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA58	0.680	0.310	31.6	91.0	
BusA56	13.800	99.112	-4.4	0	0	0	0	BusA55	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA57	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA57	0.480	99.112	-4.4	0	0	0	0	BusA56	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA58	13.800	99.092	-4.4	0	0	0	0	BusA55	-0.680	-0.310	31.6	91.0	
								BusA59	0.067	0.030	3.1	91.5	
								BusA61	0.613	0.280	28.5	91.0	
BusA59	13.800	99.091	-4.4	0	0	0	0	BusA58	-0.067	-0.030	3.1	91.5	
								BusA60	0.067	0.030	3.1	91.5	
BusA60	0.480	98.436	-4.8	0	0	0.067	0.029	BusA59	-0.067	-0.029	89.1	91.8	
BusA61	13.800	99.057	-4.4	0	0	0	0	BusA58	-0.613	-0.280	28.5	91.0	
								BusA62	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA64	0.613	0.280	28.5	91.0	
BusA62	13.800	99.057	-4.4	0	0	0	0	BusA61	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA63	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA63	0.480	99.057	-4.4	0	0	0	0	BusA62	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA64	13.800	99.023	-4.4	0	0	0	0	BusA61	-0.613	-0.280	28.5	91.0	
								BusA66	0.496	0.227	23.1	90.9	
								BusA65	0.116	0.053	5.4	91.1	
BusA65	0.480	97.871	-5.2	0	0	0.116	0.051	BusA64	-0.116	-0.051	155.4	91.6	
BusA66	13.800	99.010	-4.4	0	0	0	0	BusA64	-0.496	-0.227	23.1	90.9	
								BusA67	0.154	0.070	7.1	91.0	
								BusA69	0.343	0.157	15.9	90.9	
BusA67	13.800	99.008	-4.4	0	0	0	0	BusA66	-0.154	-0.070	7.1	91.0	
								BusA68	0.154	0.070	7.1	91.0	
BusA68	0.480	97.490	-5.4	0	0	0.152	0.066	BusA67	-0.152	-0.066	205.0	91.7	
BusA69	13.800	98.993	-4.4	0	0	0	0	BusA66	-0.343	-0.157	15.9	90.9	
								BusA70	0.045	0.021	2.1	90.4	
								BusA72	0.298	0.136	13.8	90.9	
BusA70	13.800	98.992	-4.4	0	0	0	0	BusA69	-0.045	-0.021	2.1	90.3	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO 2013

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 6  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								BusA71	0.045	0.021	2.1	90.3	
BusA71	0.480	98.532	-4.7	0	0	0.045	0.021	BusA70	-0.045	-0.021	60.7	90.6	
BusA72	13.800	98.968	-4.4	0	0	0	0	BusA69	-0.298	-0.136	13.8	90.9	
								BusA83	0.196	0.090	9.1	90.8	
								BusA73	0.101	0.046	4.7	91.1	
BusA73	0.480	97.964	-5.1	0	0	0.101	0.044	BusA72	-0.101	-0.044	135.4	91.5	
BusA74	0.480	98.552	-4.7	0	0	0.042	0.020	BusA75	-0.042	-0.020	56.5	90.7	
BusA75	13.800	98.979	-4.4	0	0	0	0	BusA76	0.357	0.160	16.5	91.3	
								BusA94	-0.399	-0.179	18.5	91.2	
								BusA74	0.042	0.020	2.0	90.5	
BusA76	13.800	98.959	-4.4	0	0	0	0	BusA75	-0.357	-0.160	16.5	91.3	
								BusA78	0.211	0.093	9.8	91.5	
								BusA77	0.146	0.066	6.8	91.0	
BusA77	0.480	97.515	-5.4	0	0	0.145	0.063	BusA76	-0.145	-0.063	194.9	91.7	
BusA78	13.800	98.946	-4.4	0	0	0	0	BusA76	-0.211	-0.093	9.8	91.4	
								BusA79	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA81	0.211	0.094	9.8	91.4	
BusA79	13.800	98.946	-4.4	0	0	0	0	BusA78	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA80	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA80	0.480	98.946	-4.4	0	0	0	0	BusA79	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA81	13.800	98.934	-4.5	0	0	0	0	BusA78	-0.211	-0.094	9.8	91.4	
								BusA84	0.041	0.016	1.9	93.4	
								BusA82	0.170	0.078	7.9	90.9	
BusA82	0.480	97.247	-5.5	0	0	0.168	0.073	BusA81	-0.168	-0.073	227.3	91.7	
BusA83	13.800	98.935	-4.5	0	0	0	0	BusA72	-0.196	-0.091	9.1	90.8	
								BusA84	0.114	0.053	5.3	90.5	
								BusA106	0.082	0.037	3.8	91.1	
BusA84	13.800	98.926	-4.5	0	0	0	0	BusA83	-0.114	-0.054	5.3	90.4	
								BusA87	0.098	0.044	4.5	91.1	
								BusA85	0.057	0.026	2.6	91.2	
								BusA81	-0.041	-0.016	1.9	93.0	
BusA85	13.800	98.924	-4.5	0	0	0	0	BusA84	-0.057	-0.026	2.6	91.1	
								BusA86	0.057	0.026	2.6	91.1	
BusA86	0.480	98.360	-4.8	0	0	0.057	0.025	BusA85	-0.057	-0.025	76.1	91.4	
BusA87	13.800	98.921	-4.5	0	0	0	0	BusA84	-0.098	-0.044	4.5	91.1	
								BusA88	0.098	0.044	4.5	91.1	
BusA88	0.480	97.953	-5.1	0	0	0.097	0.043	BusA87	-0.097	-0.043	130.6	91.5	
BusA89	13.800	99.161	-4.4	0	0	0	0	BusA90	-0.115	-0.052	5.3	91.1	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO 2013

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 7  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								BusA89*	0.115	0.052	5.3	91.1	
BusA89*	0.480	98.021	-5.1	0	0	0.115	0.050	BusA89	-0.115	-0.050	153.8	91.6	
BusA90	13.800	99.163	-4.4	0	0	0	0	BusA89	0.115	0.052	5.3	91.1	
								BusA91	0.786	0.361	36.5	90.9	
								SUB A	-1.040	-0.477	48.3	90.9	
								BusA95	0.139	0.063	6.4	91.0	
BusA91	13.800	99.131	-4.4	0	0	0	0	BusA90	-0.786	-0.361	36.5	90.9	
								BusA92	0.786	0.361	36.5	90.9	
								BusA91*	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA91*	0.480	99.131	-4.4	0	0	0	0	BusA91	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA92	13.800	99.093	-4.4	0	0	0	0	BusA91	-0.785	-0.361	36.5	90.9	
								BusA93	0.697	0.321	32.4	90.8	
								BusA92*	0.088	0.040	4.1	91.1	
BusA92*	0.480	98.220	-5.0	0	0	0.088	0.039	BusA92	-0.088	-0.039	117.6	91.5	
BusA93	13.800	99.054	-4.4	0	0	0	0	BusA92	-0.697	-0.321	32.4	90.8	
								BusA94	0.400	0.179	18.5	91.2	
								BusA96	0.297	0.142	13.9	90.3	
BusA94	13.800	99.031	-4.4	0	0	0	0	BusA93	-0.399	-0.179	18.5	91.2	
								BusA75	0.399	0.179	18.5	91.2	
								LineA58~	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA95	0.480	97.793	-5.3	0	0	0.138	0.060	BusA90	-0.138	-0.060	185.0	91.7	
BusA96	0.480	97.767	-6.8	0	0	0.292	0.124	BusA93	-0.292	-0.124	390.2	92.0	2.500
BusA97	13.800	99.539	-4.3	0	0	0	0	BusA98	-0.242	-0.112	11.2	90.8	
								BusA99	0.242	0.112	11.2	90.8	
BusA98	13.800	99.566	-4.3	0	0	0	0	BusA97	0.242	0.111	11.2	90.8	
								BusA2	-0.418	-0.192	19.3	90.9	
								BusA100	0.176	0.080	8.1	91.0	
BusA99	0.480	97.154	-5.8	0	0	0.239	0.103	BusA97	-0.239	-0.103	322.0	91.9	
BusA100	0.480	97.837	-5.4	0	0	0.174	0.075	BusA98	-0.174	-0.075	233.5	91.8	
BusA101	0.480	99.603	-4.2	0	0	0	0	BusA17	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA102	0.480	95.641	-6.8	0	0	0.306	0.130	BusA20	-0.306	-0.130	417.8	92.0	
BusA103	0.480	98.619	-4.8	0	0	0.067	0.029	BusA30	-0.067	-0.029	89.0	91.8	
BusA104	0.480	97.464	-5.5	0	0	0.179	0.078	BusA33	-0.179	-0.078	241.1	91.8	
BusA105	0.480	97.469	-5.6	0	0	0.216	0.093	BusA16	-0.216	-0.093	290.4	91.9	
BusA106	0.480	99.479	-4.3	0	0	0	0	BusA107	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA106	13.800	98.932	-4.5	0	0	0	0	BusA83	-0.082	-0.037	3.8	91.1	
								BusA117	0.082	0.037	3.8	91.1	
BusA107	13.800	99.479	-4.3	0	0	0	0	BusA21	0.000	0.000	0.0	0.0	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO 2013

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 8  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								BusA106	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA110	13.800	99.174	-4.4	0	0	0	0	Bus112	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusA111	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA111	0.480	99.174	-4.4	0	0	0	0	BusA110	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA113	0.480	99.174	-4.4	0	0	0	0	Bus112	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusA117	0.480	98.115	-5.0	0	0	0.082	0.036	BusA106	-0.082	-0.036	110.0	91.5	
BusA1617	13.800	99.649	-4.2	0	0	0	0	BusA16	0.597	0.277	27.6	90.7	
								BusA17	1.655	0.766	76.6	90.8	
								SUB A	-2.252	-1.043	104.2	90.7	
BusB1	13.800	99.870	-4.2	0	0	0	0	BusB3	2.421	1.134	112.0	90.6	
								BusBC	0.464	0.212	21.4	91.0	
								SUB B	-2.885	-1.346	133.4	90.6	
								BusB2	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB2	0.480	99.870	-4.2	0	0	0	0	BusB1	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB3	13.800	99.599	-4.3	0	0	0	0	BusB1	-2.415	-1.129	112.0	90.6	
								BusB41	0.440	0.202	20.4	90.9	
								Busenlace	1.739	0.818	80.7	90.5	
								BusB4	0.236	0.109	10.9	90.8	
BusB4	0.480	97.276	-5.8	0	0	0.233	0.100	BusB3	-0.233	-0.100	313.6	91.9	
BusB5	13.800	99.238	-4.4	0	0	0	0	Busenlace	-1.473	-0.692	68.6	90.5	
								BusB5*	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusB7	1.473	0.692	68.6	90.5	
								BusB45	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB5*	13.800	99.238	-4.4	0	0	0	0	BusB5	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusB6	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB6	0.480	99.238	-4.4	0	0	0	0	BusB5*	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB7	13.800	99.092	-4.4	0	0	0	0	BusB5	-1.471	-0.691	68.6	90.5	
								BusB8	0.340	0.158	15.8	90.7	
								BusB10	1.132	0.533	52.8	90.5	
								BusB46	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB8	13.800	99.080	-4.4	0	0	0	0	BusB7	-0.339	-0.158	15.8	90.7	
								BusB9	0.339	0.158	15.8	90.7	
BusB9	0.480	96.179	-6.3	0	0	0.334	0.142	BusB8	-0.334	-0.142	454.4	92.0	
BusB10	13.800	99.064	-4.4	0	0	0	0	BusB7	-1.131	-0.533	52.8	90.5	
								BusB12	1.131	0.533	52.8	90.5	
								BusB47	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusB49	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB12	13.800	98.985	-4.4	0	0	0	0	BusB10	-1.131	-0.532	52.8	90.5	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO 2013

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 9  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								BusB13	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusB15	1.131	0.532	52.8	90.5	
								BusB48	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB13	13.800	98.985	-4.4	0	0	0	0	BusB12	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusB14	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB14	0.480	98.985	-4.4	0	0	0	0	BusB13	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB15	13.800	98.926	-4.4	0	0	0	0	BusB12	-1.130	-0.532	52.8	90.5	
								BusB16	0.292	0.139	13.7	90.3	
								BusB18	0.838	0.393	39.1	90.5	
								BusB53	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB16	13.800	98.914	-4.4	0	0	0	0	BusB15	-0.292	-0.139	13.7	90.3	
								BusB17	0.292	0.139	13.7	90.3	
BusB17	0.480	97.685	-6.8	0	0	0.287	0.122	BusB16	-0.287	-0.122	383.9	92.0	2.500
BusB18	13.800	98.849	-4.5	0	0	0	0	BusB15	-0.837	-0.392	39.1	90.5	
								BusB19	0.241	0.111	11.2	90.8	
								BusB21	0.596	0.281	27.9	90.4	
								BusB52	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB19	13.800	98.841	-4.5	0	0	0	0	BusB18	-0.241	-0.111	11.2	90.8	
								BusB20	0.241	0.111	11.2	90.8	
BusB20	0.480	96.448	-6.0	0	0	0.238	0.102	BusB19	-0.238	-0.102	323.0	91.9	
BusB21	13.800	98.817	-4.5	0	0	0	0	BusB18	-0.596	-0.281	27.9	90.4	
								BusB22	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusB24	0.596	0.281	27.9	90.4	
								BusB50	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB22	13.800	98.817	-4.5	0	0	0	0	BusB21	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusB23	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB23	0.480	98.817	-4.5	0	0	0	0	BusB22	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB24	13.800	98.758	-4.5	0	0	0	0	BusB21	-0.596	-0.281	27.9	90.4	
								BusB26	0.596	0.281	27.9	90.4	
								BusB25	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB25	0.480	98.758	-4.5	0	0	0	0	BusB24	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB26	13.800	98.644	-4.5	0	0	0	0	BusB27	0.595	0.281	27.9	90.4	
								BusB24	-0.595	-0.281	27.9	90.4	
								BusB42	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB27	13.800	98.625	-4.5	0	0	0	0	BusB26	-0.595	-0.281	27.9	90.4	
								BusB28	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusB30	0.595	0.281	27.9	90.4	
BusB28	13.800	98.625	-4.5	0	0	0	0	BusB27	0.000	0.000	0.0	0.0	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO 2013

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 10  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								BusB29	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB29	0.480	98.625	-4.5	0	0	0	0	BusB28	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB30	13.800	98.606	-4.5	0	0	0	0	BusB27	-0.595	-0.281	27.9	90.4	
								BusB32	0.595	0.281	27.9	90.4	
								BusB31	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB31	0.480	98.606	-4.5	0	0	0	0	BusB30	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB32	13.800	98.538	-4.5	0	0	0	0	BusB30	-0.595	-0.281	27.9	90.4	
								BusB34	0.279	0.129	13.1	90.7	
								BusB33	0.316	0.152	14.9	90.2	
								BusB54	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB33	0.480	99.336	-7.1	0	0	0.310	0.132	BusB32	-0.310	-0.132	407.4	92.0	5.000
BusB34	13.800	98.492	-4.6	0	0	0	0	BusB32	-0.279	-0.130	13.1	90.7	
								BusB35	0.279	0.130	13.1	90.7	
								BusB43	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusB55	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB35	13.800	98.470	-4.6	0	0	0	0	BusB34	-0.279	-0.130	13.1	90.7	
								BusB36	0.279	0.130	13.1	90.7	
BusB36	0.480	95.685	-6.4	0	0	0.275	0.117	BusB35	-0.275	-0.117	375.7	92.0	
BusB37	13.800	99.544	-4.3	0	0	0	0	BusB41	-0.198	-0.091	9.2	90.9	
								BusB38	0.198	0.091	9.2	90.9	
BusB38	0.480	97.594	-5.5	0	0	0.196	0.085	BusB37	-0.196	-0.085	263.4	91.8	
BusB39	13.800	99.505	-4.3	0	0	0	0	BusB41	-0.242	-0.112	11.2	90.8	
								BusB40	0.242	0.112	11.2	90.8	
BusB40	0.480	97.119	-5.8	0	0	0.239	0.103	BusB39	-0.239	-0.103	322.1	91.9	
BusB41	13.800	99.548	-4.3	0	0	0	0	BusB37	0.198	0.091	9.2	90.9	
								BusB39	0.242	0.111	11.2	90.9	
								BusB3	-0.440	-0.202	20.4	90.9	
BusB42	0.480	98.644	-4.5	0	0	0	0	BusB26	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB43	0.480	98.492	-4.6	0	0	0	0	BusB34	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB44	0.480	96.803	-6.0	0	0	0.258	0.110	Busenlace	-0.258	-0.110	348.6	91.9	
BusB45	0.480	99.238	-4.4	0	0	0	0	BusB5	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB46	0.480	99.092	-4.4	0	0	0	0	BusB7	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB47	0.480	99.064	-4.4	0	0	0	0	BusB10	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB48	0.480	98.985	-4.4	0	0	0	0	BusB12	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB49	0.480	99.064	-4.4	0	0	0	0	BusB10	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB50	0.480	98.817	-4.5	0	0	0	0	BusB21	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB52	0.480	98.849	-4.5	0	0	0	0	BusB18	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB53	0.480	98.926	-4.4	0	0	0	0	BusB15	0.000	0.000	0.0	0.0	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO 2013

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 11  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
BusB54	0.480	98.538	-4.5	0	0	0	0	BusB32	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusB55	0.480	98.492	-4.6	0	0	0	0	BusB34	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusBC	13.800	99.064	-4.5	0	0	0	0	BusB1	-0.462	-0.213	21.5	90.8	
								BusBC1	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusBC2	0.245	0.113	11.4	90.8	
								BusBC3	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusBC4	0.217	0.100	10.1	90.9	
BusBC1	0.480	99.064	-4.5	0	0	0	0	BusBC	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusBC2	0.480	96.636	-6.0	0	0	0.242	0.104	BusBC	-0.242	-0.104	327.7	91.9	
BusBC3	0.480	99.064	-4.5	0	0	0	0	BusBC	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusBC4	0.480	99.343	-5.8	0	0	0.214	0.092	BusBC	-0.214	-0.092	282.3	91.9	2.500
BusC1	13.800	99.839	-4.2	0	0	0	0	BusJ	0.527	0.238	24.2	91.1	
								BusC1C3	-0.688	-0.311	31.6	91.1	
								BusC2	0.161	0.073	7.4	91.0	
BusC1C3	13.800	99.862	-4.2	0	0	0	0	BusC1	0.688	0.312	31.6	91.1	
								BusC3	-1.180	-0.535	54.3	91.1	
								BusC7C9	0.492	0.224	22.6	91.0	
BusC2	0.480	98.264	-5.2	0	0	0.159	0.069	BusC1	-0.159	-0.069	212.7	91.7	
BusC3	13.800	100.086	-4.1	0	0	0	0	BusC1C3	1.182	0.537	54.3	91.0	
								BusC5	-1.297	-0.589	59.5	91.0	
								BusC4	0.114	0.052	5.3	91.1	
BusC4	0.480	98.967	-4.8	0	0	0.114	0.050	BusC3	-0.114	-0.050	151.0	91.6	
BusC5	13.800	100.183	-4.1	0	0	0	0	BusC3	1.297	0.590	59.5	91.0	
								SUB C	-1.297	-0.590	59.5	91.0	
								BusC6	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC6	0.480	100.183	-4.1	0	0	0	0	BusC5	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC7	13.800	99.708	-4.2	0	0	0	0	BusC7C9	-0.153	-0.068	7.0	91.3	
								BusC8	0.153	0.068	7.0	91.3	
BusC7C9	13.800	99.723	-4.2	0	0	0	0	BusC7	0.153	0.068	7.0	91.4	
								BusC9	0.338	0.155	15.6	90.9	
								BusC1C3	-0.492	-0.224	22.7	91.0	
BusC8	0.480	98.813	-4.8	0	0	0.152	0.066	BusC7	-0.152	-0.066	202.3	91.7	
BusC9	13.800	99.706	-4.2	0	0	0	0	BusC7C9	-0.338	-0.156	15.6	90.9	
								BusC10	0.338	0.156	15.6	90.9	
BusC10	0.480	97.707	-5.5	0	0	0.335	0.145	BusC9	-0.335	-0.145	449.4	91.8	
BusC11	13.800	100.382	-4.0	0	0	0	0	BusC13	-0.216	-0.099	9.9	90.9	
								BusC12	0.216	0.099	9.9	90.9	
BusC12	0.480	98.269	-5.4	0	0	0.214	0.092	BusC11	-0.214	-0.092	285.4	91.9	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO 2013

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 12  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
BusC13	13.800	100.390	-4.0	0	0	0	0	BusC11	0.216	0.099	9.9	90.9	
								BusC14	0.339	0.153	15.5	91.1	
								BusC15	-0.555	-0.252	25.4	91.1	
BusC14	13.800	100.383	-4.0	0	0	0	0	BusC13	-0.339	-0.153	15.5	91.1	
								BusC40	0.339	0.153	15.5	91.1	
BusC15	13.800	100.401	-4.0	0	0	0	0	BusC13	0.555	0.252	25.4	91.1	
								BusC15C16	1.059	0.488	48.6	90.8	
								SUB C	-1.615	-0.740	74.0	90.9	
BusC15C16	13.800	100.359	-4.0	0	0	0	0	BusC15	-1.059	-0.488	48.6	90.8	
								BusC16	0.117	0.053	5.4	91.2	
								BusC17C19	0.941	0.435	43.2	90.8	
BusC16	13.800	100.348	-4.0	0	0	0	0	BusC15C16	-0.117	-0.053	5.4	91.1	
								BusC36	0.117	0.053	5.4	91.1	
BusC17	13.800	99.617	-4.3	0	0	0	0	BusC17C19	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusC18	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC17C19	13.800	99.617	-4.3	0	0	0	0	BusC17	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusC19	0.936	0.430	43.3	90.9	
								BusC15C16	-0.936	-0.430	43.3	90.9	
BusC18	0.480	99.617	-4.3	0	0	0	0	BusC17	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC19	13.800	99.425	-4.3	0	0	0	0	BusC17C19	-0.935	-0.429	43.3	90.9	
								BusC20	0.140	0.063	6.5	91.1	
								BusC22	0.128	0.057	5.9	91.3	
								BusC27	0.667	0.309	30.9	90.8	
BusC20	13.800	99.420	-4.3	0	0	0	0	BusC19	-0.140	-0.064	6.5	91.0	
								BusC21	0.140	0.064	6.5	91.0	
BusC21	0.480	98.044	-5.2	0	0	0.139	0.060	BusC20	-0.139	-0.060	185.8	91.7	
BusC22	13.800	99.416	-4.3	0	0	0	0	BusC19	-0.128	-0.057	5.9	91.2	
								BusC23	0.128	0.057	5.9	91.2	
								BusC22	-0.128	-0.058	5.9	91.2	
								BusC24	0.128	0.058	5.9	91.1	
BusC24	13.800	99.399	-4.3	0	0	0	0	BusC26	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusC23	-0.128	-0.058	5.9	91.1	
								BusC25	0.128	0.058	5.9	91.1	
BusC25	0.480	98.142	-5.1	0	0	0.127	0.055	BusC24	-0.127	-0.055	169.6	91.6	
BusC26	13.800	99.403	-4.3	0	0	0	0	BusC23	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusC41	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC27	13.800	99.218	-4.4	0	0	0	0	BusC29	0.319	0.151	14.9	90.4	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO 2013

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 13  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								BusC19	-0.666	-0.308	30.9	90.8	
								BusC28	0.347	0.157	16.1	91.1	
								BusC42	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC28	0.480	97.179	-5.7	0	0	0.343	0.146	BusC27	-0.343	-0.146	461.7	92.1	
BusC29	13.800	99.154	-4.4	0	0	0	0	BusC27	-0.319	-0.151	14.9	90.3	
								BusC31	0.000	-0.001	0.1	0.0	
								BusC30	0.319	0.153	14.9	90.2	
								BusC43	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC30	0.480	99.971	-7.0	0	0	0.313	0.133	BusC29	-0.313	-0.133	408.7	92.0	5.000
BusC31	13.800	99.155	-4.4	0	0	0	0	BusC29	0.000	0.001	0.0	0.0	
								BusC32	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusC33	0.000	-0.001	0.0	0.0	
								BusC44	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC32	13.800	99.155	-4.4	0	0	0	0	BusC31	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusC37	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC33	13.800	99.155	-4.4	0	0	0	0	BusC31	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusC34	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusC38	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusC45	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC34	13.800	99.155	-4.4	0	0	0	0	BusC33	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusC39	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusC46	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC35	0.480	100.401	-4.0	0	0	0	0	BusC15	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC36	0.480	99.203	-4.8	0	0	0.117	0.051	BusC16	-0.117	-0.051	154.6	91.6	
BusC37	0.480	99.155	-4.4	0	0	0	0	BusC32	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC38	0.480	99.155	-4.4	0	0	0	0	BusC33	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC39	0.480	99.155	-4.4	0	0	0	0	BusC34	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC40	0.480	98.417	-5.3	0	0	0.335	0.142	BusC14	-0.335	-0.142	445.3	92.0	
BusC41	0.480	99.403	-4.3	0	0	0	0	BusC26	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC42	0.480	99.218	-4.4	0	0	0	0	BusC27	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC43	0.480	99.154	-4.4	0	0	0	0	BusC29	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC44	0.480	99.155	-4.4	0	0	0	0	BusC31	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC45	0.480	99.155	-4.4	0	0	0	0	BusC33	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusC46	0.480	99.155	-4.4	0	0	0	0	BusC34	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusD1	0.480	98.994	-4.6	0	0	0.055	0.025	SUB D	-0.055	-0.025	73.1	91.3	
BusD2	0.480	99.068	-4.6	0	0	0.047	0.021	SUB D	-0.047	-0.021	62.5	90.9	
BusD3	0.480	98.896	-4.7	0	0	0.066	0.029	SUB D	-0.066	-0.029	87.3	91.8	
BusD4	0.480	98.760	-4.8	0	0	0.079	0.035	SUB D	-0.079	-0.035	104.7	91.4	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO 2013

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 14  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
BusD5	0.480	98.778	-4.8	0	0	0.077	0.034	SUB D	-0.077	-0.034	102.4	91.4	
BusD6	0.480	99.096	-4.6	0	0	0.044	0.020	SUB D	-0.044	-0.020	58.6	90.8	
BusD7	0.480	99.113	-4.6	0	0	0.042	0.020	SUB D	-0.042	-0.020	56.2	90.7	
BusD8	0.480	98.720	-4.8	0	0	0.083	0.037	SUB D	-0.083	-0.037	110.2	91.5	
BusD9	0.480	99.331	-4.4	0	0	0.019	0.010	SUB D	-0.019	-0.010	26.3	88.8	
BusD10	0.480	98.699	-4.8	0	0	0.085	0.037	SUB D	-0.085	-0.037	113.0	91.5	
Busenlace	13.800	99.386	-4.3	0	0	0	0	BusB5	1.475	0.694	68.6	90.5	
								BusB3	-1.736	-0.815	80.7	90.5	
								BusB44	0.261	0.121	12.1	90.7	
BusJ	13.800	98.927	-4.5	0	0	0	0	BusC1	-0.523	-0.238	24.3	91.0	
								BusJ1	0.109	0.049	5.1	91.1	
								BusJ2	0.114	0.052	5.3	91.1	
								BusJ3	0.000	0.000	0.0	0.0	
								BusJ4	0.199	0.091	9.3	90.9	
								BusJ5	0.101	0.046	4.7	91.1	
								BusJ6	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusJ1	0.480	97.846	-5.2	0	0	0.109	0.048	BusJ	-0.109	-0.048	145.7	91.6	
BusJ2	0.480	97.794	-5.2	0	0	0.114	0.050	BusJ	-0.114	-0.050	152.8	91.6	
BusJ3	0.480	98.927	-4.5	0	0	0	0	BusJ	0.000	0.000	0.0	0.0	
BusJ4	0.480	96.953	-5.8	0	0	0.197	0.085	BusJ	-0.197	-0.085	266.5	91.8	
BusJ5	0.480	97.930	-5.1	0	0	0.100	0.044	BusJ	-0.100	-0.044	134.4	91.5	
BusJ6	0.480	98.927	-4.5	0	0	0	0	BusJ	0.000	0.000	0.0	0.0	
SUB A	13.800	100.304	-4.0	0	0	0.136	0.102	BusA2	1.461	0.680	67.2	90.7	
								BusA1617	2.264	1.057	104.2	90.6	
								BusA90	1.049	0.486	48.2	90.8	
								BusA48	0.882	0.406	40.5	90.8	
								Bus7	-1.448	-0.683	66.8	90.5	
								Bus8	-4.344	-2.048	200.3	90.5	
SUB B	13.800	100.439	-4.0	0	0	0	0	BusB1	2.898	1.361	133.3	90.5	
								Bus9	-0.724	-0.340	33.3	90.5	
								Bus10	-2.173	-1.021	100.0	90.5	
SUB C	13.800	100.918	-3.9	0	0	2.994	2.246	BusC5	1.305	0.598	59.5	90.9	
								BusC15	1.621	0.748	74.0	90.8	
								Bus11	-1.480	-0.898	71.8	85.5	
								Bus12	-4.440	-2.693	215.3	85.5	
SUB D	13.800	99.538	-4.3	0	0	0	0	Bus11	-0.299	-0.137	13.8	90.9	
								Bus12	-0.299	-0.137	13.8	90.9	
								BusD1	0.055	0.025	2.5	91.0	

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TESIS CASO 2013

**ETAP**  
 6.0.0

Study Case: LF

Page: 15  
 Date: 18-08-2011  
 SN: 12345678  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								BusD2	0.047	0.022	2.2	90.7	
								BusD3	0.066	0.029	3.0	91.5	
								BusD4	0.079	0.036	3.6	91.1	
								BusD5	0.077	0.035	3.6	91.1	
								BusD6	0.044	0.021	2.0	90.6	
								BusD7	0.042	0.020	2.0	90.5	
								BusD8	0.083	0.038	3.8	91.1	
								BusD9	0.019	0.010	0.9	88.7	
								BusD10	0.085	0.039	3.9	91.1	
LineA58~	13.225	103.337	-4.4	0	0	0	0	BusA94	0.000	0.000	0.0	0.0	

\* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

# Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project:  
Location:  
Contract:  
Engineer:  
Filename: TESIS CASO 2013

**ETAP**

6.0.0

Study Case: LF

Page: 16  
Date: 18-08-2011  
SN: 12345678  
Revision: Base  
Config.: Normal

**SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND**

	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>MVA</u>	<u>% PF</u>
Source (Swing Buses):	15.373	9.235	17.934	85.72 Lagging
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	15.373	9.235	17.934	85.72 Lagging
Total Motor Load:	14.007	6.741	15.545	90.11 Lagging
Total Static Load:	0.965	0.724	1.206	80.00 Lagging
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	0.401	1.771		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 3