



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DE ADAPTACIÓN DE UNA
PLANTA TERMICA CONVENCIONAL PARA LA UTILIZACIÓN DE
ORIMULSION**

MARIA DESIREE MERIDA BARRIOS

Asesorado por: el Ing. Edgar Aguilar Palma

Guatemala, Febrero de 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DE ADAPTACIÓN DE UNA
PLANTA TERMICA CONVENCIONAL PARA LA UTILIZACIÓN DE
ORIMULSION**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

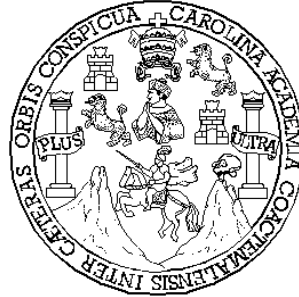
PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

MARIA DESIREE MERIDA BARRIOS
ASESORADO POR: ING. EDGAR AGUILAR PALMA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, FEBRERO DE 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIO	Ing. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco
EXAMINADOR	Ing. Edgar Florencio Montufar
EXAMINADOR	Ing. Carlos Anibal Chicojay Coloma
SECRETARIA	Inga. Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DE ADAPTACIÓN DE UNA PLANTA TERMICA CONVENCIONAL PARA LA UTILIZACIÓN DE ORIMULSION,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 11 de enero de 2004.

María Desiree Mérida Barrios

AGRADECIMIENTO A:

MIS PADRES	Luis Arturo y Lucrecia
MI HERMANO	Pedro Mérida
MI ESPOSO	Mario Perez
MI FAMILIA	Tios, tias y primos.
MIS AMIGOS	Magda, Susan, Suriel, Victor, Eddie, Luis, Mark, Erick, Antonio
LA FAMILIA	Alfaro Mérida
MI ASESOR	Edgar Aguilar
LAS EMPRESAS	Duke Energy Guatemala, y Prisma Energy Guatemala

DEDICATORIA A:

La memoria de mi hermano
LUIS ARTEMIO MERIDA BARRIOS
26/03/81 – 03/11/03

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VI
GLOSARIO.....	VIII
RESUMEN.....	XIII
OBJETIVOS.....	XV
INTRODUCCIÓN.....	XVII
1. INTRODUCCIÓN A LOS COMBUSTIBLES.....	1
1.1 Petróleo.....	2
1.1.1 Características.....	3
1.1.2 Formación.....	4
1.1.3 Porcentajes de los distintos productos.....	5
1.1.4 Volumen de producción y reservas.....	5
1.2 Carbón.....	6
1.2.1 Tipos de carbón.....	6
1.2.2 Propiedades del carbón.....	7
1.2.2.1 Mecánicas.....	7
1.2.2.2 Térmicas.....	7
1.2.2.3 Eléctricas.....	8
1.2.2.4 Físicas.....	8
1.2.3 Formación del carbón.....	9
1.2.4 Almacenamiento del carbón.....	10
1.2.5 Preparación del carbón.....	11
1.2.6 Reservas.....	12
1.3 Gas natural.....	13
1.3.1 Extracción del gas natural.....	14

1.4 Otros combustibles fósiles.....	15
1.5 Efectos medioambientales de los combustibles fósiles.....	16
1.5.1 Lluvia ácida.....	16
1.5.2 Cenizas.....	17
1.5.3 Calentamiento global.....	17
1.6 Datos mundiales sobre la energía.....	18
1.7 Centro América y su dependencia con los combustibles fósiles.....	19
1.7.1 El consumo para la generación de electricidad.....	22
1.7.2 Fuentes alternativas de energía.....	26
2. Introducción a la Orimulsion.....	27
2.1 Orimulsion.....	32
2.1.1 Franja del Orinoco.....	33
2.2 Proceso de producción de la orimulsion Tecnología Imulsion.....	34
2.2.1 Emulsiones.....	34
2.2.2 Surfactantes o Emulsificantes.....	35
2.3 Propiedades de la Orimulsion.....	40
2.4 Manejo del combustible.....	45
2.4.1 Temperatura de manejo de Orimulsion.....	46
2.4.2 Manejo de la Orimulsion y el esfuerzo de corte.....	46
2.4.3 Contaminación en el manejo de la Orimulsion	47
2.5 Evaluación ambiental asociadas con la combustión de..... la Orimulsion.....	47
2.5.1 Emisiones aéreas.....	48
2.5.2 Residuos sólidos.....	51
3. PLANTAS TÉRMICAS.....	53

3.1	Generadores.....	53
3.2	Central eléctrica.....	53
3.3	Central térmica.....	54
3.4	Motores térmicos.....	55
3.5	Clasificación general de los motores térmicos.....	55
3.6	Estadísticas de Guatemala clasificación por tecnología.....	60
4.	PROCESOS Y ESQUEMAS.....	63
4.1	Tanque de Almacenamiento.....	64
4.2	Homogenizador de combustible.....	64
4.3	Tanque mezclador de combustible.....	64
4.4	Adaptaciones del motor.....	65
4.5	Precipitador electrostática (ESP).....	66
4.6	Sistema de desulfurización del gas de escape (FGD).....	68
4.6.1	Unidad preparadora de la mezcla de piedra caliza.....	72
4.6.2	Unidad deshidratadora de yeso.....	73
4.7	Sistemas adaptables.....	74
5.	ASPECTOS ECONÓMICOS Y AMBIENTALES DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MEDIO DE ORIMULSIÓN.....	83
5.1	Determinación de costos de generación.....	83
5.2	Calculo del costo nivelado.....	83
5.3	Costo nivelado por concepto de inversión.....	84
5.4	Aspectos del costo nivelado de inversión.....	84
5.5	Determinación del costo de generación de una planta que utiliza Orimulsión.....	85
5.5.1	Costo de Inversión Orimulsión.....	85

5.5.2 Costo de Inversión HFO.....	88
5.5.3 Costo del Combustible Orimulsión vrs HFO.....	88
5.5.4 Costo de Operación y Mantenimiento	89
5.6 Análisis comparativo del costo de esta aplicación contra otras formas de generación.....	92
5.7 Impacto Económico en el Sistema Nacional Interconectado.....	95
6. Impacto Ambiental.....	99
6.1 Derrames.....	100
6.2 Toxicidad.....	100
6.3 Residuos sólidos.....	101
CONCLUSIONES.....	103
RECOMENDACIONES.....	105
ANEXOS.....	107
BIBLIOGRAFÍA.....	111

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Extracción de petróleo, ubicación de yacimientos en el sub-suelo.....	2
2. Evolución del consumo regional de hidrocarburos comparación de utilización en generación de electricidad vrs consumo.....	21
3. Proceso de producción de Orimulsion.....	39
4. Tipos de inestabilidad en emulsiones de Bitumen- Agua.....	45
5. Esquema general de una central eléctrica.....	53
6. Representación esquemática de un motor de combustión externa, de movimiento alternativo (maquina de vapor).....	58
7. Representación esquemática de un motor de combustión externa, de movimiento rotativo (turbina de vapor).....	59
8. Representación esquemática de un motor de combustión interna, de movimiento alternativo (motor de explosión).....	59
9. Representación esquemática de un motor de combustión interna, de movimiento rotativo (turbina de gas).....	60
10. Clasificación de generación de Guatemala por tecnología.....	61
11. Esquema serpentín en tanque de almacenamiento para HFO o búnker.	64
12. Corte transversal de motor de combustión interna.....	66
13. Representación del funcionamiento de un ESP.....	67
14. Corte transversal de un ESP.....	68
15. Absorbedor de tipo cilíndrico y Absorbedor de tipo rectangular.....	70
16. Esquema de la unidad de absorción, oxidación, canalización y neutralización.....	71
17. Esquema de la unidad preparadora de la piedra caliza.....	72

18. Esquema de la unidad deshidratadora de yeso.....	73
19. Esquema general planta que utiliza HFO.....	75
20. Esquema general planta que utiliza Orimulsion.....	76
21. Esquema general sistema de almacenamiento.....	77
22. Esquema general sistema de mezclado y homogenización del combustible.....	78
23. Esquema general sistema de agua.....	79
24. Esquema general sistema de aceite.....	80
25. Esquema general sistema de vapor.....	81
26. Comparación precio de combustibles Orimulsion vrs HFO.....	93
27. Proyección demanda de Guatemala 2005-2008.....	96
28. Comparación de los costos anuales de la demanda de Guatemala.....	96
29. Proyección de precios spot promedio.....	98

TABLAS

I.	Participación de las centrales térmicas en la generación total.....	22
II.	Reservas y recursos en la faja del Orinoco.....	29
III.	Distribución regional en el mundo de reservas recuperables.....	31
IV.	Propiedades típicas del bitumen de Cerro Negro (Bitor América 1997)	41
V.	Valores típicos y rangos de la Orimulsion 100 (Bitor Europa, 1994).....	42
VI.	Elementos radioactivos presentes en Orimulsion (Bitor América 1997)	43
VII.	Propiedades físicas de la Orimulsion 400.....	43
VIII.	Las características químicas de la Orimulsion 400.....	44
IX.	Características toxicas resultado en Orimulsion y en carbón.....	51
X.	Metales y elementos radiactivos presentes en la ceniza de Orimulsion (Bitor América 1997).....	52
XI.	Estadísticas de Guatemala clasificación por tecnología.....	60
XII.	Precios del combustible Orimulsion vrs HFO.....	89
XIII.	Comparación Mantenimientos Orimulsion vrs HFO.....	91
XIV.	Competitividad planta Orimulsion despacho económico de carga.....	94
XV.	Resultados obtenidos con el modelo SDDP.....	97

GLOSARIO

AAPG	American Association of Petroleum Geologists
Alquilacion	Introducción de un radical alquilico en la molécula de un compuesto
Alquitranar	Poner alquitrán
AMM	Administrador del Mercado Mayorista
Anion	En los fenómenos de electrolisis, ion portador de carga negativa que se desplaza hacia el ánodo o electrodo positivo
Arenisca	Roca sedimentaria formada con granillos de cuarzo unidos por un cemento.
Betún	Producto sólido negro que se presenta en la naturaleza o se obtiene como residuo de la destilación del alquitrán de hulla
Biodegradación	Sustancias que pueden ser transformadas en otras químicamente más sencillas
Bitumen	Que tiene betún o se parece a el
BP	British Petroleum
Búnker	Denominación que se le da al combustible pesado
Calafateado	Cerrar las juntas de las maderas de las naves con estopa y brea
Cationicos	Ion de carga positiva que en la electrolisis se dirige hacia el cátodo
Cieno	Lodo blando que forma deposito en ríos, en lagunas o en sitios bajos y húmedos
Coque	Materia carbonosa sólida y de color gris, resultante de la destilación del carbón

Decantación	Separación de un líquido y un sólido o de dos líquidos no miscibles aprovechando la gravedad
EPA	Environmental Protection Agency
ESP	Electrostatic Precipitator
Esquistos	Roca metamórfica de composición diversa que se separa en superficies casi paralelas
Etano	Hidrocarburo saturado, de dos átomos de carbono.
FGD	Flue Gas Desulfurization
Gasoleo	Mezcla de hidrocarburos obtenida por destilación de crudos de petróleo
Grafito	Mineral de textura compacta, color negro agrisado, lustre metálico y compuesto por carbono cristalizado en el sistema hexagonal
HFO	High Fuel Oil
Hidrocarburo	Compuesto orgánico que contiene carbono e hidrogeno únicamente
Hidrófilo	Sustancia que absorbe el agua con gran facilidad
Higroscopicidad	Capacidad de una sustancia para absorber agua de la atmósfera
LAPIO	Low American Petroleum Institute Gravity Oils
Nafta	Fracción ligera del petróleo natural en la destilación de la gasolina
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
PIB	Producto Interno Bruto
Pirolisis	Transformación de un compuesto químico en una o más sustancias diferentes por medio, únicamente de calor
Plancton	Conjunto de organismos de pequeño tamaño que viven suspendidos en el agua marina, en los ríos y en los lagos

Queroseno	Fracción del petróleo bruto que destila, aproximadamente entre 150 y 300 C.
SDDP	Stochastic Dual Dinamic Program
SPE	Society of Petroleum Engineers
Surfactante	Sustancias que modifican la tensión superficial del agua
Turba	Combustible fósil formado de residuos vegetales acumulados en sitios pantanosos
WPC	World Petroleum Congresses

RESUMEN

Los combustibles fósiles que se utilizan, generalmente, para la producción de energía térmica con motores de combustión interna son el bunker C y el diesel, durante los últimos años se han realizado estudios para lograr determinar si se pueden utilizar otros tipos de combustible para generar energía, se han descubierto combustibles alternativos como el biodiesel cuyo origen son las plantas con altos contenidos de aceite; otro es la Orimulsion combustible que se obtiene a partir de la combinación de bitumen natural y agua.

Para poder trabajar con la Orimulsión, se deben utilizar altas temperaturas debido a su contenido de bitumen y materiales resistentes a la corrosión por su contenido de agua; utilizar este combustible en sustitución de los que, convencionalmente, se utilizan requiere modificaciones en los equipamientos que, regularmente, se utilizan en una planta térmica convencional.

Para saber si estas modificaciones son necesarias es importante conocer las características químicas de la Orimulsión en comparación a otros combustibles fósiles.

El principal productor de la Orimulsión es Venezuela, los precios de Orimulsión que este ofrece son muy bajos comparados a los precios de los combustibles mas utilizados, esto es de especial interés, pues, la venta de energía eléctrica en este país gira en torno a declaración de costos de producción, por lo que la utilización de Orimulsión, en lugar de otros combustibles, podría tener un gran impacto en los precios, a los cuales se

oferta la energía en el mercado de electricidad. Por lo que el estudio de la utilización de este combustible en la generación de energía eléctrica desencadena muchos temas de estudio.

OBJETIVOS

- **General**

Establecer si es factible adaptar una planta térmica convencional que funciona con motores de combustión interna para ser utilizada con orimulsion en sustituto de búnker.

- **Específicos**

1. Definir con claridad la procedencia y composición química de este nuevo tipo de combustible, orimulsión.
2. Definir cuáles son los procesos que utiliza una planta térmica que funciona con búnker.
3. Definir cuáles son los procesos que se utilizan en una planta térmica que funciona con orimulsión.
4. Definir cuáles son las adaptaciones que deben realizarse a una planta térmica que funciona con búnker para poder sustituirlo por orimulsión.
5. Realizar una evaluación comparativa económica y ambiental de ambos procesos y su competitividad en el mercado energético nacional.

INTRODUCCIÓN

En Guatemala, el 60% de la producción de energía eléctrica es del tipo térmico, de este un 70% es producido por medio de motores de combustión interna, lo que implica una alta demanda de combustibles fósiles.

Dentro de estos combustibles fósiles se encuentra el petróleo, el carbón y el gas natural. El petróleo, a su vez, se clasifica en dos tipos, el petróleo crudo y los bitúmenes naturales, debido a que el primero tiene una viscosidad dinámica menor a 10.000 mili- pascuales permite que su manejo y transporte se realice sin ningún problema.

Por el contrario, los bitúmenes naturales exceden la viscosidad del petróleo crudo lo que implica que su manejo y transporte es dificultoso, por lo que no es utilizado para la generación de electricidad.

Debido a esta dificultad en su manejo y transporte, Venezuela, uno de los países con mayor cantidad de reservas de bitumen, decidió emulsificarlo, es decir, crear una mezcla compuesta por 30% de agua, 70% de bitumen natural y 0.2% de surfactante, este último le permite al bitumen permanecer suspendido en un estado estable, además, la presencia del agua mejora las características de combustión del bitumen natural lo que permite que sea utilizado en generación de electricidad, a esta emulsificación se le denominó Orimulsión.

La Orimulsión tiene precios comparables a los del carbón, los cuales comparados a los precios de los petróleos crudos son, significativamente, bajos.

Tomar la decisión, entonces, de utilizar Orimulsión en lugar de los combustibles que se utilizan en la mayoría de plantas térmicas en Guatemala podría significar una muy relevante disminución en los costos de generación, pero, ya, que, la Orimulsión tiene como origen un bitumen natural y no un petróleo crudo surge, entonces, la interrogante, será factible el adaptar una planta térmica que utiliza motores de combustión interna para la utilización de Orimulsión cuando, evidentemente, sus características difieren de las de cualquier otro tipo de combustible fósil.

Es, entonces, esta la finalidad de este trabajo de tesis, determinar si una planta convencional que opera con motores de combustión interna podría utilizar Orimulsión sin necesidad de realizar en su estructura ningún tipo de modificación o si por el contrario se necesitara realizar modificaciones importantes; asimismo dadas estas características en la Orimulsión de composición y de precio, cual podría ser su impacto económico y ambiental en el país.

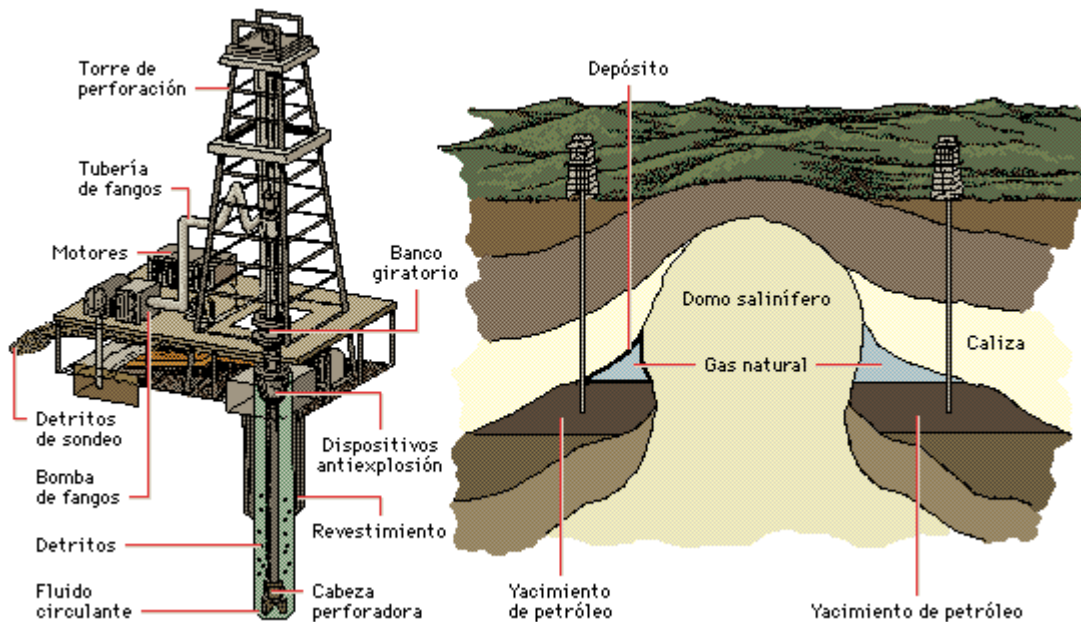
1. INTRODUCCIÓN A LOS COMBUSTIBLES FOSILES

Los combustibles fósiles son sustancias ricas en energía que se han formado a partir de plantas y microorganismos enterrados durante mucho tiempo. Los combustibles fósiles, que incluyen el petróleo, el carbón y el gas natural, proporcionan la mayor parte de la energía que mueve la moderna sociedad industrial. Químicamente, los combustibles fósiles consisten en hidrocarburos, que son compuestos formados por hidrógeno y carbono; algunos contienen también pequeñas cantidades de otros componentes. Debido al calor y la presión creciente que ejercen las capas de sedimentos acumulados, los restos de los organismos se transforman gradualmente en hidrocarburos. Estas sustancias son extraídas de la corteza terrestre y, si es necesario, son refinadas para convertirse en productos adecuados, como la gasolina, el gasóleo y el queroseno. Algunos de esos hidrocarburos pueden ser transformados en plásticos, sustancias químicas, lubricantes y otros productos no combustibles. Los geólogos han identificado otros tipos de depósitos ricos en hidrocarburos que pueden servir como combustibles. Esos depósitos, que incluyen los esquistos petrolíferos, las arenas alquitranadas y los gases hidratados, no son muy utilizados, ya que la extracción y el refinado resultan muy costosos. La mayoría de los combustibles fósiles se utilizan en el transporte, las fábricas, la calefacción y las industrias de generación de energía eléctrica. El petróleo crudo es refinado en gasolina, gasóleo y combustible para reactores, que mueven el sistema de transporte mundial.

El carbón es el combustible más utilizado para generar energía eléctrica y el gas natural es empleado sobre todo en la calefacción, la generación de agua

caliente y el aire acondicionado de edificios comerciales y residenciales. En 1996 se consumieron en el mundo 72 millones de barriles de petróleo, 12.8 millones de toneladas de carbón y 6,400 millones de metros cúbicos de gas natural al día.

Figura 1. Extracción de Petróleo, ubicación de yacimientos en el sub-suelo.



Fuente: Encarta, <http://encarta.msn.com>

1.1. Petróleo

Líquido oleoso bituminoso de origen natural compuesto por diferentes sustancias orgánicas. También recibe los nombres de petróleo crudo, crudo petrolífero o simplemente "crudo". Se encuentra en grandes cantidades bajo la superficie terrestre y se emplea como combustible y materia prima para la industria química.

Las sociedades industriales modernas lo utilizan sobre todo para lograr un grado de movilidad por tierra, mar y aire impensable hace sólo 100 años. Además, el petróleo y sus derivados se emplean para fabricar medicinas, fertilizantes, productos alimenticios, objetos de plástico, materiales de construcción, pinturas y textiles, y para generar electricidad.

En la actualidad, los distintos países dependen del petróleo y sus productos; la estructura física y la forma de vida de las aglomeraciones periféricas que rodean las grandes ciudades es posible gracias a un suministro de petróleo relativamente abundante y barato. Sin embargo, en los últimos años ha descendido la disponibilidad mundial de esta materia, y su costo relativo ha aumentado. Es probable que, a mediados del siglo XXI, el petróleo ya no se use comercialmente de forma habitual.

1.1.1. Características

Todos los tipos de petróleo se componen de hidrocarburos, aunque también suelen contener unos pocos compuestos de azufre y de oxígeno; el contenido de azufre varía entre un 0.1% y 5%. El petróleo contiene elementos gaseosos, líquidos y sólidos. La consistencia del petróleo varía desde un líquido tan poco viscoso como la gasolina hasta un líquido tan espeso que apenas fluye. Por lo general, hay pequeñas cantidades de compuestos gaseosos disueltos en el líquido; cuando las cantidades de estos compuestos son mayores, el yacimiento de petróleo está asociado con un depósito de gas natural. Existen tres grandes categorías de petróleo crudo: de tipo parafínico, de tipo asfáltico y de base mixta. El petróleo parafínico está compuesto por moléculas en las que el número de átomos de hidrógeno es siempre superior en dos unidades al doble del número de átomos de carbono.

Las moléculas características del petróleo asfáltico son los naftenos, que contienen exactamente el doble de átomos de hidrógeno que de carbono. El petróleo de base mixta contiene hidrocarburos de ambos tipos.

1.1.2. Formación

El petróleo se forma bajo la superficie terrestre por la descomposición de organismos marinos. Los restos de animales minúsculos que viven en el mar — y, en menor medida, los de organismos terrestres arrastrados al mar por los ríos o los de plantas que crecen en los fondos marinos— se mezclan con las finas arenas y limos que caen al fondo en las cuencas marinas tranquilas. Estos depósitos, ricos en materiales orgánicos, se convierten en rocas generadoras de crudo. El proceso comenzó hace muchos millones de años, cuando surgieron los organismos vivos en grandes cantidades, y continúa hasta el presente. Los sedimentos se van haciendo más espesos y se hunden en el suelo marino bajo su propio peso. A medida que se van acumulando depósitos adicionales, la presión sobre los situados más abajo se multiplica por varios miles, y la temperatura aumenta en varios cientos de grados.

El cieno y la arena se endurecen y se convierten en esquistos y arenisca; los carbonatos precipitados y los restos de caparzones se convierten en caliza, y los tejidos blandos de los organismos muertos se transforman en petróleo y gas natural. Una vez formado el petróleo, éste fluye hacia arriba a través de la corteza terrestre porque su densidad es menor que la de las salmueras que saturan los intersticios de los esquistos, arenas y rocas de carbonato que constituyen dicha corteza. El petróleo y el gas natural ascienden a través de los poros microscópicos de los sedimentos situados por encima.

Con frecuencia acaban encontrando un esquistos impermeable o una capa de roca densa: el petróleo queda atrapado, formando un depósito. Sin embargo, una parte significativa del petróleo no se topa con rocas impermeables, sino que brota en la superficie terrestre o en el fondo del océano. Entre los depósitos superficiales también figuran los lagos bituminosos y las filtraciones de gas natural.

1.1.3. Porcentajes de los distintos productos

En 1920, un barril de crudo, que contiene 159 lt, producía 41.5 lt de gasolina, 20 lt de queroseno, 77 lt de gasóleo y destilados, y 20 lt de residuos más pesados. Hoy, un barril de crudo produce 79.5 lt de gasolina, 11.5 lt de combustible para reactores, 34 lt de gasóleo y destilados, 15 lt de lubricantes y 11.5 lt de residuos más pesados.

1.1.4. Volumen de producción y reservas

El petróleo es quizá la materia prima más útil y versátil de las explotadas. En 1999, el primer país productor era Arabia Saudita, que producía 412 millones de toneladas, un 11.9% del total mundial. La producción mundial era de 3,452.2 millones de toneladas, de las cuales, Estados Unidos produjo un 10.3%, Rusia un 8.8%, Irán un 5.1%, México un 4.7% y Venezuela un 4.6 por ciento. Las reservas mundiales de crudo —la cantidad de petróleo que los expertos saben a ciencia cierta que se puede extraer de forma económica— se estiman en 1 billón de barriles.

1.2. Carbón

El carbón es un término genérico para designar una gran variedad de materiales sólidos con un elevado contenido de carbono. La mayoría del carbón se quema en centrales térmicas para generar vapor de agua destinado a impulsar los generadores eléctricos.

También se usa parte del carbón en las fábricas para proporcionar calor para los edificios y los procesos industriales; una variedad especial de carbón de alta calidad se convierte en coque metalúrgico para la fabricación de acero.

1.2.1. Tipos de Carbón

Hay varios tipos de carbón:

- La turba: Es la primera etapa en la formación del carbón, tiene un bajo contenido de carbono fijo y un alto índice de humedad
- El lignito: Es carbón de peor calidad, tiene un contenido de carbono mayor
- El carbón bituminoso: Tiene un contenido alto de carbón y un poder calorífico mayor
- La antracita: Es el carbón con contenido de carbono mas alto y el máximo poder calorífico. La presión y la temperatura lo pueden transformar en grafito que es carbono puro.

1.2.2. Propiedades del carbón

1.2.2.1. Mecánicas

- Dureza: Se mide por el tamaño y profundidad de la raya producida por un cuerpo penetrante. La antracita se comporta como un cuerpo elástico porque no es rayado. Los carbones que contienen entre 80-85% de carbono muestran un máximo de dureza. De los componentes del carbón el que presenta mas dureza es el durenio y él mas blando es el vitreño
- Abrasividad: Es la capacidad del carbón para desgastar elementos metálicos
- Resistencia mecánica: Debe medirse en el sentido normal de la estratificación
- Cohesión: Es la acción y efecto que tiende a unir los componentes de la materia carbonosa
- Friabilidad: Es la facilidad que presentan los carbones para romperse. Es lo opuesto a la cohesión. Para medir la fragilidad es necesario hacer dos pruebas para saber la fuerza de rozamiento y la fuerza de choque.
- Triturabilidad: Es la facilidad con la que el carbón se desmenuza sin reducirse a polvo. Es una combinación de dureza, resistencia, tenacidad, y modo de fractura

1.2.2.2. Térmicas

- Conductibilidad térmica: Es la capacidad que presenta el carbón para conducir el calor

- Calor específico: Es la cantidad de calor necesario para elevar 1 gr. de carbón 1°C
- Dilatación: Es el aumento de volumen por el efecto del incremento de temperatura

1.2.2.3. Eléctricas

- Conductividad eléctrica: Capacidad para conducir la corriente eléctrica. Esta propiedad depende de la presión, la temperatura y el contenido del agua en el carbón
- Constante dieléctrica: Es una medida de polarización electrostática del carbón dieléctrico

1.2.2.4. Física

- Densidad: Es una magnitud difícil de medir. Se definen varios tipos de densidad:
- Densidad a granel o en masa: Es el peso en Kg/m³ del conjunto del carbón en trozos
- Densidad de carga o estiba: Se emplea cuando el carbón se almacena en una retorta de coquización. Depende de la clase de carbón, el tamaño y la humedad
- Peso específico aparente: Es el peso específico de un trozo de carbón en su estado natural.
- Peso específico verdadero: El que presenta la sustancia carbonosa sin poros y sin humedad pero con la materia mineral que contenga
- Peso específico unitario: Se prescinde de la materia mineral
- Contenido en agua: El agua se puede presentar de varias formas

- Agua de hidratación: Es la que está químicamente combinada. Forma parte de la materia mineral que acompaña al carbón
- Agua ocluida: La que queda retenida en los poros del carbón. Puede proceder de los lugares donde se formó el carbón o de las reacciones posteriores
- Agua de inhibición: Es el agua que contiene debido a procesos artificiales en la extracción. El agua queda absorbida en la superficie. Se elimina calentando a 100-105°C

1.2.3. Formación del Carbón

El carbón es un combustible fósil sólido, formado a partir de antiguas plantas — incluyendo árboles, helechos y musgos— que crecieron en pantanos y ciénagas o a lo largo de las costas. Generaciones de esas plantas murieron y fueron enterradas gradualmente bajo capas de sedimentos.

A medida que el peso de los sedimentos aumentaba, el material orgánico experimentaba un incremento de temperatura y de presión que provocaba en él una serie de estados de transición. El material orgánico originario, que era rico en carbono, hidrógeno y oxígeno, se hacía más rico en carbono e hidrógeno y más pobre en oxígeno. Las sucesivas etapas en la formación del carbón son turba (materia vegetal parcialmente carbonizada), lignito (carbón blando de color parduzco o negro con un bajo contenido en carbono), carbón sub-bituminoso (carbón blando con un contenido medio de carbono), carbón bituminoso (carbón blando con un contenido más alto en carbono y más bajo en humedad que el carbón sub-bituminoso) y antracita (carbón duro con un contenido muy alto en carbono y muy bajo en humedad). Como la antracita es el carbón más rico en carbono y con menor contenido de humedad, es el de más alto valor energético.

1.2.4. Almacenamiento del carbón

El carbón se almacena en grandes cantidades y durante periodos largos debido a su uso industrial. Los grandes almacenamientos del carbón se llaman parques y se suelen situar al aire libre. El tamaño que vaya a tener el parque va a depender de:

- situación geográfica
- medio de transporte utilizado
- clima
- proceso de producción y fabricación

El carbón almacenado sufre fenómenos de deterioro debido a la humedad ambiental y al oxígeno del aire. La humedad ambiental degrada el carbón e influye sobre la temperatura de la pila. El oxígeno reacciona a bajas temperaturas provocando variaciones en el carbón y aumenta el peso, el contenido en oxígeno, temperatura de ignición, higroscopicidad, solubilidad en sales cáusticas, solubilidad en alcohol. Disminuye el contenido de hidrógeno, el poder calorífico, poder coquizante y el tamaño medio de granulometría.

Al estar el carbón en contacto con el aire, implica que va a estar en contacto con el oxígeno. Esto hace que el carbono se transforme en CO_2 . La velocidad de oxidación del carbón aumenta con la temperatura con el tamaño de las partículas de carbón y con la concentración de O_2 . El fenómeno de combustión en la pila se denomina combustión espontánea del carbón. Para que se produzca es necesario que el calor se vaya transmitiendo y aumentando la temperatura.

Las causas de la combustión espontánea son:

- Tamaño de partícula: al disminuir el tamaño de partícula aumentará la superficie expuesta a la reacción y esto implica un aumento de velocidad calor ambiental.
- Ácido húmico: Es un problema en la hulla y lignito ya que fijan el oxígeno y ayudan a la combustión instantánea.
- Bacterias: desprenden calor, por lo que en focos puntuales pueden iniciar la combustión espontánea.

Hay dos factores que influyen en la velocidad de oxidación del carbón:

- rango
- tamaño

Cuanto mayor sea el rango menor será la oxidación sufrida. El tamaño influye en el sentido de que cuanto más tamaño tenga el carbón mayor va a ser la superficie de contacto y esto implicará mayor velocidad de oxidación.

1.2.5. Preparación del carbón

Consiste en toda una serie de operaciones que son necesarias efectuar con el carbón desde que se extrae hasta ser usado en procesos tecnológicos. Incluye siete etapas:

- Separación de los tipos de carbón por el aspecto del mismo
- Tamizado o clasificación por tamaño
- Escogido a mano
- Trituración y quebrantamiento

- Lavado mecánico
- Secado
- Mezclado de carbones

1.2.6. Reservas

Las reservas mundiales de carbón son enormes. El carbón se encuentra en casi todas las regiones del mundo pero los únicos depósitos de importancia comercial están en Europa, Asia, Australia y América del norte.

En Gran Bretaña existen yacimientos en el sur de Escocia, Inglaterra y Gales, en Europa Occidental hay en toda la región francesa de Alsacia, en Bélgica y en los valles alemanes del Sarre y el Ruhr, en Centro América, hay yacimientos en Polonia, la República Checa y Hungría, el yacimiento de carbón más extenso y valioso de la ex unión soviética es el situado en la cuenca de Donets; también se han explotado grandes depósitos de la cuenca carbonera de Kuznetsk en Siberia.

Los yacimientos carboníferos del noroeste de China fueron poco explotados hasta el siglo XX. La cantidad de carbón recuperable desde un punto de vista técnico y económico en las condiciones actuales proporcionaría cinco veces más energía que las reservas de petróleo crudo; como existen muchas reservas de carbón de alto coste, la cantidad que será económicamente recuperable a medida que crecen los precios de la energía podría proporcionar más de 20 veces más energía que las reservas de petróleo. Cuatro regiones del mundo contienen tres cuartas partes de las reservas de carbón actualmente recuperables: Estados Unidos (24%), los países de la antigua URSS (24%), China (11%) y Europa Occidental (10%).

1.3. Gas Natural

Los yacimientos de petróleo casi siempre llevan asociados una cierta cantidad de gas natural, que sale a la superficie junto con él cuando se perfora un pozo. Sin embargo, hay pozos que proporcionan solamente gas natural.

Éste contiene elementos orgánicos importantes como materias primas para la industria petrolera y química. Antes de emplear el gas natural como combustible se extraen los hidrocarburos más pesados, como el butano y el propano. El gas que queda, el llamado gas seco, se distribuye a usuarios domésticos e industriales como combustible.

Este gas, libre de butano y propano, también se encuentra en la naturaleza, está compuesto por los hidrocarburos más ligeros, metano y etano, y también se emplea para fabricar plásticos, fármacos y tintes.

Las tres cosas más importantes sobre el gas natural son: quema en forma limpia, libera energía y se puede transportar en forma fácil y segura a través de barcos y por tuberías subterráneas. Por estas razones pronto se utilizó como combustible en todas partes del mundo.

El mayor componente del gas natural es metano, un compuesto natural que no es tóxico. El gas se empezó a formar hace muchos años, a raíz de la descomposición de plantas y animales. El gas natural que se usó se formó hace millones de años cuando esos organismos murieron y quedaron sepultados por lodo y arena, probablemente en lo más profundo de antiguos lagos y océanos. En la medida en que se acumulaba lodo, arena y sedimento se formaron capas de roca. Estas capas de roca se encontraban bajo tierra a una gran profundidad.

La presión causada por el peso sobre estas capas más el calor de la tierra transformaron lentamente el material orgánico en petróleo crudo y en gas natural, lo que es hoy conocido con el nombre de combustibles fósiles. Bajo condiciones normales, el gas natural es un vapor en vez de un sólido (como el carbón) o de un líquido (como el petróleo)

El gas natural se acumula en bolsas entre la porosidad de las rocas subterráneas al igual que el agua se acumula en la porosidad de una esponja. En ocasiones el gas natural se queda atrapado debajo de la tierra por rocas sólidas que evitan que el gas fluya. El gas atrapado se conoce como un yacimiento.

1.3.1. Extracción del Gas Natural

Para localizar los depósitos de petróleo y de gas natural, los geólogos buscan regiones geológicas con las características necesarias para la formación del petróleo: rocas ricas en compuestos orgánicos, temperaturas lo suficientemente altas para generar petróleo a partir de material orgánico y formaciones rocosas que aprisionen el petróleo.

Cuando se identifican formaciones geológicas potencialmente ricas en petróleo, se excavan pozos en la cuenca sedimentaria. Si un pozo perfora una roca de almacén porosa que contenga depósitos significativos de petróleo y gas natural, la presión en el interior de la trampa puede hacer que los hidrocarburos líquidos salgan espontáneamente a la superficie. No obstante, esta presión suele disminuir, de forma que el petróleo debe ser bombeado hasta la superficie. Una vez extraído el petróleo, se transporta por medio de oleoductos, camiones o petroleros a una refinería, donde se separan los componentes líquidos y

gaseosos. El crudo es calentado para que los hidrocarburos se separen por destilación según su masa molecular. Las moléculas más ligeras se refinan en gasolina y otros combustibles, mientras las moléculas más pesadas se utilizan como lubricantes, asfalto, ceras y otros productos.

Debido a que la demanda de combustible excede con mucho la demanda de productos fabricados con hidrocarburos más pesados, en las refinerías se suelen descomponer las moléculas pesadas en otras más pequeñas, que pueden ser utilizadas como gasolina. Esto se lleva a cabo mediante unos procesos llamados craqueo térmico y craqueo catalítico.

1.4. Otros Combustibles Fósiles

Los geólogos han identificado inmensos depósitos de otros hidrocarburos, como gases hidratados (metano y agua), arenas alquitranadas y esquistos petrolíferos. Se encuentran vastos depósitos de gases hidratados en sedimentos oceánicos y en suelos polares poco profundos. En esos ambientes marinos y polares, las moléculas de metano están encerradas en una estructura cristalina con moléculas de agua. Ese sólido cristalino es conocido como gas hidratado. Como la tecnología para la extracción comercial de estos gases no se ha desarrollado aún, este tipo de combustible fósil no se incluye en la mayoría de las estimaciones sobre las fuentes de energía mundial.

Las arenas alquitranadas son hidrocarburos pesados, parecidos al asfalto, que se encuentran en la arenisca. Se forman donde emigra el petróleo, en depósitos de arena o arenisca consolidada. Cuando el petróleo se expone al agua y a las bacterias presentes en la piedra arenisca, los hidrocarburos suelen degradarse en un betún más pesado, con aspecto de asfalto.

Los esquistos petrolíferos son rocas de grano fino que contienen altas concentraciones de un material orgánico y cerúleo conocido como kerógeno. Se forman en el fondo de lagos y océanos, donde murieron algas, esporas y otros microorganismos hace millones de años y se acumularon en barros y lodos. El aumento de temperatura y de presión creados por la acumulación de sedimentos transforma el material orgánico en kerógeno y compactan el barro y el lodo en esquistos petrolíferos.

No obstante, esa presión y esa temperatura fueron insuficientes para descomponer químicamente el kerógeno en petróleo. Como los hidrocarburos contenidos en las arenas alquitranadas y en los esquistos petrolíferos no son fluidos, su recuperación es más costosa y difícil que la del petróleo líquido.

1.5. Efectos Medioambientales de los combustibles fósiles

La lluvia ácida y el calentamiento global son dos de los más serios problemas medioambientales relacionados con la utilización a gran escala de los combustibles fósiles. Otros problemas de este tipo, como la contaminación del suelo y el vertido de petróleo, están relacionados directamente con la extracción y el transporte de los combustibles fósiles.

1.5.1. Lluvia Ácida

Cuando los combustibles fósiles son quemados, el azufre, el nitrógeno y el carbono desprendidos se combinan con el oxígeno para formar óxidos. Cuando estos óxidos son liberados en el aire, reaccionan químicamente con el vapor de agua de la atmósfera, formando ácido sulfúrico, ácido nítrico y ácido carbónico, respectivamente.

Esos vapores de agua que contienen ácidos conocidos comúnmente como lluvia ácida entran en el ciclo del agua y, por tanto, pueden perjudicar la calidad biológica de bosques, suelos, lagos y arroyos. Algunos países cuentan con leyes medioambientales que exigen el uso de equipos que reduzcan la contaminación, como los depuradores de aire. Son aparatos instalados en el interior de las chimeneas de las plantas que queman carbón, que separan los vapores de dióxido de azufre y otros compuestos antes de que estas sustancias contaminantes entren en la atmósfera.

1.5.2. Cenizas

La combustión de combustibles fósiles produce unas partículas sólidas no quemadas llamadas cenizas. Las plantas que queman carbón emiten grandes cantidades de cenizas a la atmósfera. Sin embargo, las regulaciones actuales existentes en muchos países exigen que las emisiones que contengan cenizas sean limpiadas o que las partículas sean controladas de otra manera para reducir esa fuente de contaminación atmosférica.

1.5.3. Calentamiento Global

El dióxido de carbono es el principal subproducto de la combustión de los combustibles fósiles. Es lo que los científicos llaman un gas invernadero.

Los gases invernadero absorben el calor del Sol reflejado en la superficie de la Tierra y lo retienen, manteniendo la Tierra caliente y habitable para los organismos vivos. No obstante, el rápido desarrollo industrial de los siglos XIX y XX ha provocado un incremento de las emisiones procedentes de la combustión de combustibles fósiles, elevando el porcentaje de dióxido de carbono en la atmósfera en un 28%.

Este dramático incremento ha llevado a algunos científicos a predecir un escenario de calentamiento global que puede causar numerosos problemas medioambientales, como la destrucción de los modelos climáticos y la fusión del casquete polar.

Aunque es extremadamente difícil atribuir los cambios globales de temperatura a la combustión de los combustibles fósiles, algunos países están trabajando de manera conjunta para reducir las emisiones de dióxido de carbono procedentes de estos combustibles.

Una de las propuestas consiste en establecer un sistema para que las compañías que emitan dióxido de carbono por encima del nivel establecido tengan que pagar por ello.

Ese pago podría producirse de diversas formas, incluyendo: (1) pagar una cantidad a una compañía cuyas emisiones de dióxido de carbono sean inferiores al nivel establecido; (2) comprar y preservar bosques, que absorben dióxido de carbono; (3) pagar para mejorar una planta de emisión de dióxido de carbono en un país menos desarrollado, para que sus emisiones desciendan.

1.6. Datos mundiales sobre la energía

Los depósitos mundiales de combustibles fósiles son finitos. Algunos expertos utilizan datos sobre los depósitos para estimar cuántos años durarán las reservas mundiales de energía, teniendo en cuenta el consumo actual y el que se prevé para el futuro.

En 1997 las reservas mundiales de petróleo se estimaban entre 1,02 y 1,16 billones de barriles (entre 134.000 y 152.000 millones de toneladas). En 1996 el consumo mundial de petróleo había alcanzado 26.100 millones de barriles al año. Las reservas mundiales de gas natural en 1997 fueron estimadas entre 1.510 y 1.580 billones de metros cúbicos. En 1996 el consumo mundial de gas natural había alcanzado los 2,32 billones de metros cúbicos al año. En 1997 las reservas mundiales de carbón fueron estimadas en 1,04 billones de toneladas, y en 1996 el consumo mundial de carbón había alcanzado 4.690 millones de toneladas al año.

Se estima que el consumo total de energía en el mundo subirá un 2,2% al año entre 1995 y 2015. Se pueden desarrollar modelos teóricos para estimar cuántos años durarán las existencias mundiales de combustibles fósiles.

Sin embargo, esos modelos están condicionados por los avances tecnológicos en la producción de energía, los descubrimientos inesperados de nuevos depósitos de combustibles fósiles y diversos factores políticos, sociales y económicos, que influyen en la producción y el consumo de energía.

1.7. Centro América y su dependencia con los combustibles fósiles

Durante el año 2002 el consumo total de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano aumentó sólo 3.5% en comparación con el año anterior en el cuál se alcanzo un 8.2% de crecimiento, en total un volumen de 88.6 millones de barriles (243 miles de barriles diarios), influido por una modesta recuperación de la actividad económica regional (2.1 %), por una ligera disminución de los precios internacionales de los combustibles limpios y por un aumento de la generación hidroeléctrica.

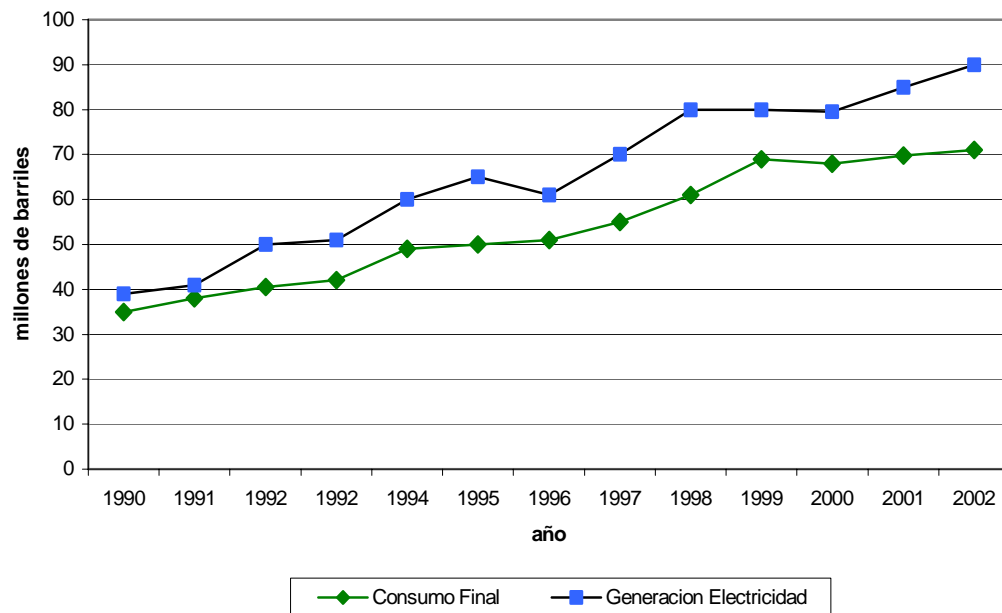
El consumo final de productos del petróleo, que excluye los combustibles destinados a la producción de electricidad, ascendió en 2002 a 71.6 millones de barriles (196 miles de barriles por día) en el agregado regional, 3% más que el año previo. Este consumo se incrementó en forma importante en El Salvador (6%) y Guatemala (5.9%), países con un crecimiento económico similar al agregado de la región, pero que históricamente han mostrado alta sensibilidad del consumo de hidrocarburos respecto al PIB.

En Costa Rica, aumentó en menor proporción (3.7%) que los países antes mencionados, no obstante su mejor desempeño económico (2.8%), lo que es consistente con su tradicional baja elasticidad con relación al PIB. Panamá tuvo un escaso incremento en el consumo final (0.3%), afín con su pobre crecimiento económico (0.8%). Debido a la sustitución de un volumen grande de fuel oil por coque de petróleo en la industria de cemento en Nicaragua se redujo la demanda final de hidrocarburos convencionales (-3.4%), mientras que el PIB aumentó ligeramente (1%). Con un comportamiento atípico, mientras que la economía de Honduras creció (2.5%), disminuyó el consumo de combustibles (-1.1%). Durante 2002, el Istmo Centroamericano consumió 17 millones de barriles (47 miles de barriles diarios) de derivados del petróleo en la producción de electricidad, volumen superior al del año anterior en 0.9 millones (5.8%).

De este consumo, 20% fue diesel y 80% fuel oil. Si bien la generación eléctrica total aumentó 5.2% la electricidad producida con recursos hidráulicos, geotérmicos, eólicos y carbón se elevó 6%, impidiendo un alza mayor en la generación con hidrocarburos. El consumo de productos del petróleo en la industria eléctrica tuvo un alza importante en Honduras (24%), Guatemala (17%) y El Salvador (16%), en tanto que se redujo drásticamente en Panamá (-38%) y se mantuvo prácticamente sin cambio en Nicaragua.

De particular importancia en el abastecimiento de hidrocarburos de la región, fué el cierre definitivo de operaciones de las refinerías de Panamá y Guatemala, propiedad de Texaco. Al mismo tiempo, en este último país, se inició la construcción de una nueva planta de refinación para procesar crudo nacional pesado, con capacidad inicial de 6,000 barriles diarios.

Figura 2. Evolución del consumo regional de hidrocarburos comparación de utilización en generación de electricidad vrs consumo.



Fuente: CEPAL, <http://www.eclac.cl/mexico>

La infraestructura de almacenamiento de Guatemala tuvo adiciones importantes, entre las que destaca un nuevo terminal para gas licuado con capacidad de 429,000 barriles, que permite reexportar este producto a los países vecinos, así como el aumento de las instalaciones de almacenaje de combustibles líquidos por un total de 615,000 barriles.

Las importaciones de hidrocarburos de los seis países de la región totalizaron 95.5 millones de barriles en 2002. Estas compras significaron un desembolso (cif) de 2,683 millones de dólares, equivalente a 10.4% de las exportaciones totales de bienes y servicios. Los derivados del petróleo representaron 68.5% del volumen importado.

1.7.1. El consumo para la generación de electricidad

En 2002 la producción de electricidad en el Istmo Centroamericano consumió 17 millones de barriles (47 miles de barriles por día) de derivados del petróleo, volumen superior al del año anterior en 0.9 millones (5.8%).

Tabla I. Participación de las centrales térmicas en la generación total.

	Istmo Centroamericano	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1990	8.90	1.30	6.40	7.70	0.00	38.90	15.90
1995	35.10	15.40	42.70	45.30	40.10	58.00	30.40
1996	28.50	8.70	31.90	38.80	35.00	61.20	20.40
1997	33.50	3.10	47.10	50.60	36.30	65.70	29.30
1998	41.70	7.70	47.00	54.50	45.70	79.90	48.70
1999	32.00	2.50	35.80	46.00	38.10	76.20	29.10
2000	32.60	1.20	42.40	43.20	39.50	84.50	29.50
2001	39.40	1.60	46.90	42.70	51.90	83.50	51.40
2002	38.90	1.80	50.50	50.10	61.30	79.60	32.20

Fuente: CEPAL, <http://www.eclac.cl/mexico>

Mientras que la generación eléctrica total aumentó 5.2% el agregado de la hidráulica, geotérmica, cólica y carbón se elevó 6%. En consecuencia, respecto a la producción total de electricidad, la basada en hidrocarburos redujo ligeramente su participación, de 39.4% en 2001 a 38.9% en el año siguiente.

Respecto al consumo regional de combustibles destinados a la generación eléctrica en 2002, Guatemala representó 26.6%, Honduras 22.7%, El Salvador 21.3%, Nicaragua 18.4%, Panamá 9.4% y Costa Rica únicamente 1.6%.

Además, durante el mismo año, la evolución de este consumo fue distinto entre los países de la región (véanse de nuevo el cuadro 2 y el gráfico 2). En efecto, a diferencia del resto de los países, en Costa Rica la participación de los derivados del petróleo en la generación de electricidad es muy pequeña, ya que el sistema se sustenta fundamentalmente en los recursos hidráulicos, con apoyo significativo de geotermia y, desde 1998, también con energía eólica. Aunque el aprovechamiento de este último recurso es relativamente pequeño, desde 2000 ha producido más electricidad que las centrales a base de combustibles. En 2002 la generación total aumentó 7.9%. Este incremento fue cubierto casi en su totalidad con las fuentes renovables y sólo se requirió 0.05 millones de barriles más de hidrocarburos. Así, en este mismo año la producción de electricidad con derivados del petróleo llegó a 1.8% del total.

El agregado de la producción hidroeléctrica y geotérmica de El Salvador se mantuvo en 2002 prácticamente igual al año anterior, por lo cual fue necesario aumentar en 0.5 millones de barriles (16.1%) el volumen de combustibles para generación eléctrica, a fin de cubrir un aumento de 7.5% en la generación total, con esto, la participación de la producción de electricidad con hidrocarburos alcanzó a representar 50.5% del total, frente a 46.9% en el año anterior. En Guatemala, no obstante que la generación con carbón tuvo un repunte durante 2002, el consumo de derivados del petróleo en la producción de electricidad se incrementó casi 0.7 millones de barriles (16.9%), como consecuencia de un aumento de 7.3% en la generación total y una disminución de la producción hidroeléctrica (-11%) y geotérmica. Así, las centrales a base de hidrocarburos elevaron su participación de 42.7% en 2001 a 50.1% en 2002.

Por segundo año consecutivo, durante 2002 se redujo la generación hidroeléctrica de Honduras en poco más de 15%, por lo que este año aumentó en 0.7 millones de barriles (23.7%) el combustible (principalmente el diesel) consumido en la producción de electricidad, a fin de enfrentar un crecimiento de 5.1% en la generación total de electricidad. En consecuencia, el peso de la generación con hidrocarburos se ha elevado significativamente, de 39.5% en 2000 a 51.9% y 61.3% en los dos años siguientes.

En Nicaragua los derivados del petróleo son por mucho la principal fuente de generación eléctrica y con tendencia creciente. Sin embargo, entre 2001 y 2002 se redujo la participación de las plantas térmicas en la generación total, de 83.5% a 79.6%, como resultado de un incremento importante de la generación hidroeléctrica que fue suficiente para cubrir el aumento de 5.1% en la producción total de electricidad, con 1.5% menos de combustibles.

Durante 2002, únicamente en Panamá disminuyó la generación eléctrica total (2.6%) mientras que la de origen hidráulico tuvo una fuerte alza (aumentó casi 36%, en comparación con una baja de 26% en 2001). Por lo tanto, en este país se presentó la reducción más importante en los requerimientos de hidrocarburos para la producción de electricidad (casi 1 millón de barriles, 37.6%), así como en el peso de éstos en la generación total (de 51.4% en 2001 a 32.2% en 2002). Aun en el agregado regional, el consumo de combustibles para generación de electricidad ha sido históricamente muy volátil.

En efecto, en 1998 se presentó un fuerte aumento del requerimiento de hidrocarburos en la industria eléctrica, ya que mientras el consumo de electricidad creció 7.4% la generación hidroeléctrica se redujo 7.9%.

En cambio, durante 1999 el consumo de combustibles para producción de electricidad disminuyó bruscamente, debido a que la generación de origen hidráulico se elevó 20.2% (huracán Mitch) y la generación total sólo aumentó 4.8%; además, a partir de este año la producción de electricidad con plantas geotérmicas se ha elevado en forma importante, gracias a las adiciones de capacidad en Costa Rica, El Salvador y Guatemala.

En 2000 la disponibilidad de agua en los embalses, el aumento de la producción de electricidad de origen geotérmico y la entrada en operación de una central con carbón en Guatemala, alcanzaron a cubrir el fuerte incremento de la generación eléctrica regional (8.9%), con un volumen de hidrocarburos 4.7% menor al del año anterior. No obstante que los requerimientos de electricidad durante 2001 se incrementaron en forma moderada (4%) por el pobre desempeño de la economía, fue necesario destinar 31.5% más de derivados del petróleo a la generación eléctrica, como consecuencia de una fuerte reducción (-11%) de la producción hidroeléctrica que no pudo ser compensada con los modestos aumentos ocurridos en las fuentes alternas de electricidad (carbón, geotérmica y eólica). En contraste, durante 2002 la industria eléctrica sólo consumió 5.8% más de combustibles que el año anterior, como se comentó anteriormente.

Con relación al consumo total de derivados del petróleo, la parte destinada a la producción de electricidad avanzó de 15.5% en 2000 a 18.8% en 2001 y a 19.2% en 2002. En este último año, el volumen de diesel utilizado en la generación eléctrica (3.5 millones de barriles) fue prácticamente igual que en el anterior y representó 10.7% del consumo total de este combustible (en Honduras y Panamá dicha proporción llegó a alrededor de 21%).

Por otra parte, el consumo de fuel oil para el mismo fin se elevó a 13.5 millones de barriles en 2002 (0.3 millones más que el año previo), cifra equivalente a 69.6% del consumo total de combustible pesado.

1.7.2. Fuentes alternativas de energía

La posibilidad de reducir la dependencia mundial de los combustibles fósiles plantea problemas. Existen energías alternativas como la energía nuclear, la energía hidráulica, la energía solar, la energía eólica y la energía geotérmica, pero en la actualidad el conjunto de esas fuentes de energía sólo alcanza el 14% del consumo mundial de energía.

Hasta la fecha, la utilización de energías alternativas se ha visto frenada por dificultades tecnológicas y medioambientales. Por ejemplo, aunque el uranio que se utiliza en la fisión nuclear es abundante, el riesgo de accidentes nucleares y las dificultades asociadas con el almacenamiento de los residuos radiactivos, han provocado el declive de la energía nuclear. En cambio, las energías solar y eólica parecen seguras desde un punto de vista medioambiental, pero son poco fiables como fuentes de energía estables. Como el consumo global de energía crece cada año, el desarrollo de ciertas fuentes alternativas de energía se hace cada vez más importante.

2. INTRODUCCIÓN A LA ORIMULSIÓN

Un singular almacén de hidrocarburos más pesados que el agua y resistentes a fluir, subyace en el banco norte del Orinoco. Descubiertos en 1935, los hidrocarburos del Orinoco nos significan hoy un desafío geopolítico. Es competencia de geólogos e ingenieros de petróleo caracterizar la calidad y cantidad de los hidrocarburos en el Orinoco, al igual que conjeturar su génesis química. Desde inicios de los 80's, Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) ha estado trabajando en una tecnología para dispersar bitumen natural en agua para poder comercializar las vastas reservas existentes en la Faja del Orinoco. La Faja del Orinoco cubre un área aproximada de 20,000 millas cuadradas y se ha demostrado que posee reservas actualmente estimadas en 270 billones de barriles. El producto final de esta investigación y esfuerzo de desarrollo tiene el nombre de Orimulsion®. Los Congresos Mundiales del Petróleo, World Petroleum Congresses (WPC), organización internacional fundada en 1933 y conformada por 60 países, uno de ellos Venezuela, es el foro permanente de la ciencia y la tecnología de la industria petrolera internacional. La Sociedad de Ingenieros de Petróleo, Society of Petroleum Engineers (SPE), y la Asociación Norteamericana de Geólogos Petroleros, American Association of Petroleum Geologists (AAPG) , son las asociaciones profesionales de mayor reputación mundial en sus respectivos sectores. El trabajo de los WPC para la formulación en términos sencillos de una nomenclatura del petróleo y la clasificación de reservas y recursos, de aplicación universal, comenzó en 1980; el trabajo conjunto de WPC y SPE data de 1987; el esquema actual de definiciones SPE/WPG/AAPG fue adoptado en febrero de 2000.

Las definiciones aplicables a La Faja del Orinoco son:

- **Hidrocarburos:** sustancias químicas compuestas exclusivamente de hidrógeno y carbono.
- **Petróleo:** mezclas predominantemente de hidrocarburos que existen en la naturaleza.
- **Petróleo crudo:** porción de petróleo con una viscosidad dinámica igual o menor a 10,000 mili-pascales a la temperatura del yacimiento y presión atmosférica, libre de gas.
- **Bitumen natural:** porción de petróleo con una viscosidad dinámica igual o mayor a 10,000 mili-pascales a la temperatura del yacimiento y presión atmosférica, libre de gas.

La caracterización del petróleo - es decir: lo que fija su esencia de hidrocarburo según las definiciones -, se hace aplicando el criterio de la viscosidad dinámica, el único que puede situar la sustancia en la porción petróleo crudo o en la porción bitumen natural, y de ninguna manera por la dificultad de la operación de recobro o conforme a un determinado peso específico.

Una vez definido que se trata de petróleo crudo, su clasificación entonces sí se determina sobre la base del peso específico: si éste es mayor de 1,000 kilogramos por metro cúbico el petróleo crudo es extra-pesado; el rango aceptable recomendado para el petróleo crudo pesado es de 920 a 1,000 kilogramos por metro cúbico. La génesis de los hidrocarburos de La Faja del Orinoco es motivo de controversia desde el conocimiento inicial del inmenso depósito atípico. La hipótesis más común es que el petróleo es el resultado de procesos de degradación, biodegradación y oxidación de tipos más livianos, como los que se encuentran en los campos al norte.

Otra teoría es que hemos encontrado los hidrocarburos en un cierto momento de su evolución, en el camino hacia la conformación de tipos diferentes con cantidades más apreciables de oxígeno en sus estructuras moleculares.

Las definiciones SPE /WPC/AAPG aplicables a la Faja del Orinoco son:

- **Recursos contingentes:** cantidad de petróleo que, de una cierta fecha en adelante, puede estimarse será eventualmente recuperada desde yacimientos conocidos, pero que bajo las condiciones económicas del momento no se consideran comerciales.

Reservas probadas: cantidad de petróleo que conforme al análisis de la información geológica y de ingeniería puede estimarse con certeza razonable será comercialmente recuperable, de una cierta fecha en adelante, desde yacimientos conocidos y bajo las condiciones económicas del momento. Las Reservas y recursos en la Faja del Orinoco al 31/11/99 por áreas principales de producción, en millones de barriles se presentan en la tabla 2.

Tabla II. Reservas y recursos en la faja del Orinoco

Area	Recursos Contingentes M/B		Reservas Probadas M/B	
	Petroleo Crudo	Bitumen Natural	Petroleo Crudo	Bitumen Natural
Cerro Negro	30.24	25.76	10.08	1.38
Pao	15.12	3.68	5.04	-
Hamaca	15.12	3.68	5.04	-
San Diego	35.28	18.40	10.08	-
Zuata	35.28	14.72	5.04	-
Machete	10.08	-	-	-
Total	141.12	66.24	35.28	1.38

Fuente: Soberanía. http://www.soberania.info/Articulos/articulo_695.htm

Ahora bien, se estima que los hidrocarburos de La Faja son fundamentalmente petróleo crudo y bitumen natural; el petróleo crudo es de peso específico extra-pesado, con cantidades poco significativas de crudo pesado. También hay en el campo cierta cantidad de gas natural asociado y bolsones aislados de gas natural libre, sin importancia comercial, pero que han resultado muy útiles para las operaciones de campo. La desproporción en la cuantía de reservas y recursos por clases de hidrocarburos es de tal magnitud, que en todo el texto que sigue a menos que haga referencia expresa a alguna otra clase, petróleo en cuanto sinónimo de hidrocarburos debe tomarse como indicación de petróleo crudo de peso específico extra-pesado y bitumen natural.

El volumen de petróleo crudo inicialmente en el sitio en el campo Faja del Orinoco, que es la cantidad total de petróleo que se estima existió originalmente en los yacimientos del subsuelo, antes de comenzar a ser explotado, es 750 mil millones de barriles de petróleo crudo extra-pesado. En cuanto al bitumen natural, la cantidad inicialmente en el sitio en el campo es de 277 mil millones de barriles. La proporción estimada para uno y otro hidrocarburo en La Faja es 63-27%, aproximadamente dos tercios de petróleo crudo extra-pesado a un tercio de bitumen natural.

El bitumen natural y el petróleo pesado difieren de los petróleos livianos por su alta viscosidad (resistencia a fluir) a temperatura de yacimiento, alta densidad (baja gravedad API) y un significativo contenido de nitrógeno, oxígeno, azufre y metales pesados. Ellos comparan con los residuos de refinación. La mayoría de los crudos pesados se encuentra en las márgenes de yacimientos y se cree que son residuos de crudos livianos que han perdido su liviandad molecular por degradación bacteriana, deslaves y evaporación.

Volúmenes de hidrocarburos en el mundo, en miles de millones de barriles

Crudos pesados técnicamente recuperables	434
Bitumen natural técnicamente recuperable	651
Reservas de crudos livianos convencionales	953

Los volúmenes estimados de crudos pesados técnicamente recuperables (434 mil millones de barriles) y de bitumen natural (651 mil millones de barriles) son juntos de igual orden que las reservas de crudos livianos convencionales (953 mil millones de barriles) La distribución regional en el mundo de reservas recuperables, en miles de millones de barriles se muestra en la tabla 3.

Tabla III. Distribución regional en el mundo de reservas recuperables

	Crudos Pesados	Bitumen Natural	Crudos Livianos
Hemisferio Occidental	301	566	-
Norte America	35	531	-
Sur America	266	35	-
Hemisferio Oriental	-	-	810

Fuente: Soberanía. http://www.soberania.info/Articulos/articulo_695.htm

La mayor acumulación mundial de crudos extra-pesados está en la Faja del Orinoco, la cual contiene el 90% de los recursos medidos como petróleo extra-pesado en sitio.

En Sur América está un 61% de los recursos mundiales de crudos pesados técnicamente recuperables (en adición a los hidrocarburos del Orinoco existen en Sur América otros 40 mil millones de barriles de crudos pesados) En Alberta, Canadá, está un 81% de los recursos mundiales de bitumen natural técnicamente recuperables.

2.1. Orimulsion

La Orimulsion fue desarrollada para uso industrial por British Petroleum (BP) y por Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), es un combustible sintético, deriva su nombre de la combinación de “Orinoco” y “emulsión”. La Orimulsion, esta compuesta por 30% de agua y 70% de Bitumen natural y menos de 0.2 % de surfactante, este último le permite al bitumen permanecer suspendido en un estado estable, además la presencia del agua mejora las características de combustión del bitumen natural, la orimulsion es utilizado comercialmente en plantas de generación de energía eléctrica.

El bitumen natural puede ser un combustible eficiente para plantas de generación, pero es altamente viscoso y casi imposible de bombear haciendo de su transportación, manejo y almacenamiento dificultoso. Cuando el bitumen es mezclado con agua se forma una emulsion, la cual puede ser bombeada, transportada y almacenada de forma similar a los otros combustibles. La orimulsion esta clasificada como un producto de Grupo V junto con otros combustibles pesados llamados LAPIO Low American Petroleum Institute Gravity Oils los cuales tienen una alta gravedad especifica y no pueden flotar. El comportamiento de la Orimulsion cuando se mezcla con agua es muy diferente de los demás productos en el Grupo V y presenta escenarios de respuesta competitiva. En agua fresca, se dispersa en una nube negra de finas gotas y eventualmente se hunden hasta el fondo. En agua de mar, la Orimulsion inicialmente se dispersa como una nube negra en los primeros diez pies de agua. El agua salada afecta químicamente el surfactante usado para mantener la emulsión unida, volviéndola inefectiva y permitiendo a la Orimulsion ser separada en sus componentes.

La Orimulsion esta siendo producida actualmente en Cerro Negro área de la Faja del Orinoco en el Este de Venezuela (fig.2.1) La totalidad de las reservas del bitumen del Orinoco han sido estimadas en aproximadamente 1.2 trillones de barriles, con 264 billones de barriles en reservas económicamente recuperables usando la actual tecnología.

La primera planta comercial de Orimulsion tiene una capacidad de producción de 5.8 millones de toneladas métricas por año y esta produciendo mas de 4 millones de toneladas métricas por año en la actualidad.

2.1.1. Franja del Orinoco

EL principal mercado para la Orimulsion hasta la fecha ha sido la generación de energía eléctrica, con 3,866 MW de capacidad instalada usando la Orimulsion como combustible principal. Estas plantas están operando en Canada, Dinamarca, Italia, Japón y Lituania, dos plantas en el Reino Unido y Guatemala. La Orimulsion ha reemplazado el búnker y el carbón pulverizado los cuales eran los combustibles utilizados en estas plantas. El gran margen de diferencia de costos entre Orimulsion y búnker C comparado con la diferencia entre Orimulsion y Carbón han provocado que sea mas atractivo sustituir el búnker que el carbón.

Además, la mayoría de plantas diseñadas para el uso de combustibles pesados o búnker C, pueden ser convertidas a Orimulsion sin mayores modificaciones, y muchas de estas plantas están localizadas cerca de los puertos de abasto. Esto último es muy importante porque la Orimulsion es normalmente transportada a las plantas usando barqueros marítimos.

2.2. Proceso de producción de la orimulsión® Tecnología Imulsión®

Es la base en la manufactura de la Orimulsión® y fue desarrollada por PDVSA – INTEVEP, S.A. luego de varios años de investigación en el campo de las emulsiones de bitumen en agua. Antes de referir esta tecnología, es necesario puntualizar en los siguientes aspectos:

2.2.1. Emulsiones:

Las emulsiones son sistemas dispersos o suspensiones líquido - líquido, constituidos por dos líquidos inmiscibles, en el cual la fase en suspensión (interna) denominada fase dispersa se encuentra en forma de pequeñas gotas contenidas en una fase externa denominada fase continua. Los tipos más comunes de emulsiones son aquellas en las que un aceite se dispersa en agua, en cuyo caso el sistema se conoce como emulsiones oleo-acuosas (O/W), o cuando el agua se dispersa en el aceite para formar emulsiones hidro-oleosas (W/O)

El combustible Orimulsión® es una emulsión de bitumen (fase dispersa) en agua (fase continua), lo que implica que es una emulsión del tipo oleo-acuosa (O/W), involucrando esto que las emulsiones tratadas a continuación serán sólo del tipo O/W. La emulsificación normalmente requiere la presencia de un tercer componente con actividad interfacial que es absorbido en la interfase de las gotas en la fase dispersa, denominado surfactante, este facilita la formación de la emulsión y prolonga el tiempo de vida de esta, manteniendo su estabilidad.

2.2.2. Surfactantes o Emulsificantes

Los surfactantes son sustancias complejas que se emplean para disminuir la tensión interfacial entre la fase dispersa y la continua ya que cuanto menor es la tensión interfacial entre las dos fases de una emulsión, tanto más fácil es la emulsificación. Los surfactantes se dividen en iónicos y no iónicos. El surfactante iónico consta de un grupo lipófilo orgánico y un grupo hidrófilo.

Los surfactantes iónicos se subdividen en aniónicos y catiónicos, según sea la naturaleza del grupo activo. Ordinariamente se considera que la porción lipófila de la molécula es la porción de actividad interfacial. Como es de suponer, no son mutuamente compatibles los agentes aniónicos y catiónicos de actividad interfacial, pues en virtud de las cargas iónicas tienden a neutralizarse entre sí y se incapacita su actividad interfacial.

Los emulsivos no iónicos son totalmente covalentes y no tienen ninguna tendencia a la ionización. Por consiguiente, puede asociarse con otros agentes no iónicos de actividad interfacial y con agentes aniónicos o catiónicos. Los emulsivos no iónicos son más inmunes contra la acción de electrolitos que los agentes aniónicos de actividad interfacial.

Las investigaciones llevadas a cabo en los laboratorios y plantas piloto de PDVSA-INTEVEP y, posteriormente, en facilidades diseñadas especialmente en campo, en las áreas de Jobo y Cerro Negro, Venezuela, permitieron que en un período de diez años se estableciera a escala comercial la tecnología Imulsión®, para la producción, tratamiento y manejo de bitúmenes, así como para la manufactura del combustible Orimulsión®.

La tecnología Imulsión® en un principio, consistió, en que el bitumen se producía inyectando una solución acuosa de un surfactante a fondo o cabezal de pozo, donde se formaba una emulsión primaria, de muy baja viscosidad (100 cPs a 30°C) con un contenido de bitumen de 60% (v/v) De esta manera, el bitumen fluía fácilmente hacia las instalaciones de superficie, donde era desgasificado, desalado, deshidratado y recuperado de la emulsión primaria, para luego formar la Orimulsión®. Más adelante, y por razones técnicas y económicas, se suspendió la formación de emulsión primaria y el bitumen se comenzó a producir mediante inyección de diluyente a fondo de pozo. El bitumen diluido es tratado para remover el gas asociado y el agua salada proveniente de la formación, y para recuperar el diluyente inyectado, lo cual permite usar el bitumen en forma natural, en la manufactura del combustible Orimulsión®.

En la formulación de Orimulsión®, aparte de la presencia en las cantidades apropiadas de agua y bitumen, se requiere la incorporación de un surfactante. El producto formado, mediante la tecnología Imulsión®, se estabiliza con el Intan-100, surfactante no iónico, cuya base activa lo constituye el nonilfenoletoxilado con 17 óxidos de etileno por molécula.

Por otra parte las emulsiones con distribución normal se comportan como un fluido no – Newtoniano del tipo pseudoplástico (la viscosidad disminuye al aumentar la tasa de deformación), el cual se acentúa más a medida que disminuye el diámetro promedio de gotas. A partir del año 90, la investigación se ha enfocado en mejorar la calidad de la Orimulsión®, en términos de sus propiedades reológicas, características ambientales, entre otras. Es así como se ha desarrollado una tecnología que permite incrementar el contenido de bitumen en la emulsión sin aumentar la viscosidad del producto, dicha tecnología es la que se conoce como Emulsiones de Viscosidad Controlada.

Las emulsiones de viscosidad controlada se caracterizan por poseer una distribución de diámetro de gotas bimodal. Estas emulsiones se forman mezclando en ciertas proporciones emulsiones con distribuciones de diámetros monomodales que tienen diámetros promedios bien diferenciados, generando de esta manera emulsiones que poseen características reológicas completamente diferentes a las emulsiones de partida. Estas emulsiones se denominan "de Viscosidad Controlada" ya que la viscosidad de estas se puede controlar con un alto grado de precisión variando la relación Dg/Dp (Diámetro de gota grande a diámetro de gota pequeña)

Luego de conocer las bases fundamentales en la formulación del combustible Orimulsión® así como también las tecnologías desarrolladas, es preciso destacar el proceso de elaboración a nivel industrial, se realiza en la planta MPE-1, en Morichal Edo. Monagas, el cual, en principio, consta de cuatro pasos fundamentales, que serán puntualizados a continuación:

- EXTRACCIÓN DE BITUMEN NATURAL.
- TRATAMIENTO.
- DESPOJAMIENTO.
- EMULSIFICACIÓN.

Descripción:

- **EXTRACCIÓN DE BITUMEN NATURAL:** Por medio de maquinarias de perforación y extracción se realiza el método de Levantamiento Artificial e Inyección de diluyente, el cual, consiste en inyectar kerosén a fondo de pozo hasta obtener una mezcla de 14 °API aproximadamente, con el fin de hacer más fácil de manejar y bombear el bitumen hasta las estaciones de flujo para luego enviar dicha mezcla al área de tratamiento.

- **TRATAMIENTO:** Esta segunda etapa consiste en almacenar y separar parte del agua del bitumen húmedo diluido proveniente de las estaciones de flujo, mediante el precalentamiento de dicha mezcla, que luego es desalada y deshidratada mediante separadores electrostáticos los cuales mediante celdas inducen una corriente eléctrica que produce la separación de la sal junto con el agua, que luego es decantada, obteniendo un producto con un contenido máximo de agua del 1% y una concentración máxima de 15 a 20 PTB de cloruro de sodio. La temperatura de operación mínima es de 60°F.

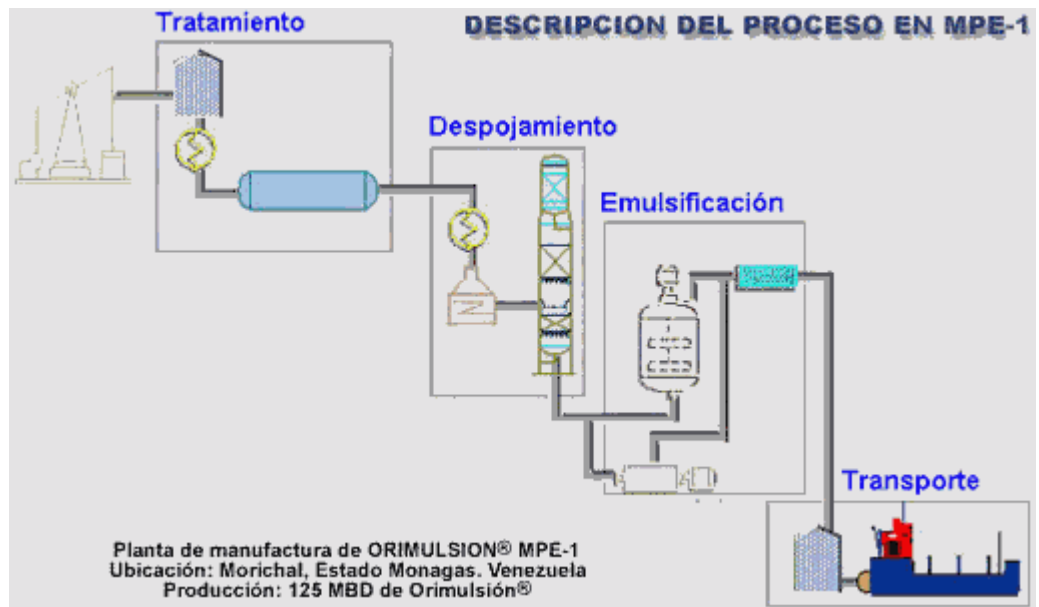
- **DESPOJAMIENTO:** En esta etapa, el bitumen diluido seco, proveniente de los equipos de desalación (ubicados en el área de tratamiento), se somete a calentamiento para despojarlo del diluyente en una torre de fraccionamiento atmosférico que emplea vapor vivo como suministro de energía; en la cual, el producto de fondo es el bitumen empleado para el proceso de emulsificación, teniendo este una gravedad API inferior a 8°(muy similar al bitumen natural inicial). Luego, por el tope del fraccionado, se obtiene una mezcla de solvente y agua los cuales son decantados para recuperar el solvente que posteriormente se envía nuevamente al área de extracción de bitumen.

- **EMULSIFICACIÓN:** El bitumen natural proveniente de la torre de despojamiento es mezclado con una solución acuosa de agua y surfactante Itan-400, las cuales son separadas en dos líneas de flujo distintas, en donde la primera línea está destinada a formar la emulsión de diámetro promedio de gotas grande (Dg) y la segunda a formar la emulsión de diámetro promedio de gotas pequeñas (Dp).

Cada una de estas, forma una dispersión de bitumen y agua mediante mezcladores estáticos, consistiendo estos en un lecho tipo empaque acomodado (colmena) por el cual circula el bitumen.

Es prudente resaltar, que en Septiembre de 1999, la Empresa certificadora Bureau Veritas Quality International otorgó la Certificación ISO 9002 para el proceso Orimulsión®, el cual incluye el proceso de Extracción de Bitumen natural (Faja Bituminosa del Orinoco), Manufactura de Orimulsión (Planta MPE-1, Morichal, Edo. Monagas), Transporte (Desde la Planta MPE-1 a el Terminal de Orimulsión® Jose en el Edo. Anzoategui) hasta el Almacenamiento y Embarque (Terminal de Orimulsión® Jose)

Figura 3. Proceso de Producción de Orimulsion



Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos12/orimu/orimu.shtml>

2.3. Propiedades de la Orimulsion

Actualmente existen dos diferentes tipos de formulaciones para la Orimulsion, las cuales difieren con respecto al surfactante utilizado y al uso de un aditivo de magnesio (Mg) para minimizar la corrosión de la superficie de las calderas. La formulación original fue conocida con el nombre de Orimulsion.

Cuando la nueva formulación se introdujo a finales de 1998, las dos formulaciones fueron distinguidas haciendo referencia a la original como Orimulsion 100 y la nueva como Orimulsion 400. Bitor ha reemplazado toda la Orimulsion 100 con Orimulsion 400 y ya no produce la formulación original.

La Orimulsion 100 considera aproximadamente 70% de peso del bitumen del Orinoco, 29.8% de agua, 0.2% nonyl phenol ethoxylate como surfactante y aproximadamente 350 ppm (Mg equivalente) de nitrato de magnesio. Orimulsion 400 consiste de aproximadamente 70% de bitumen del Orinoco, 29.8% de agua, y 0.13% tridecylalcohol ethoxylate y 0.03% monoethanolamina como surfactante. Orimulsion 100 contiene partículas de bitumen con 17-18 μ m de diámetro, con un tamaño medio de 10-15 μ m de diámetro. Orimulsion 400 es producida con una distribución bimodal de tamaño de bitumen, con sus modas de aproximadamente 8 μ m y 24 μ m de diámetro. La distribución bimodal permite mayor acercamiento de las gotas de bitumen y también reduce la viscosidad de la emulsión. También se ha encontrado que la distribución bimodal también provoca un efecto en el cual las partículas mas pequeñas se queman mas rápido que las partículas mas grandes, reduciendo las emisiones de NO_x y reduciendo los productos de hollín.

Tabla IV. Propiedades típicas del bitumen de Cerro Negro (Bitor 1997)

Propiedades	Valor	Propiedades	Valor
Carbón, %	85.3	° API	8
Hidrógeno, %	9.7	Viscosidad, mPa-s a 25°C	$8 \times 10^4 - 10^5$
Nitrógeno, %	0.54	Densidad, kg/m ³ (a 15°C)	1.019
Oxígeno, %	0.3	Valor Calorífico, MJ/kg	42.8
Sulfuro, %	4.04	Punto de Encendido, °C	120
Ceniza, %	0.12	Punto de Vertido, °C	38
Sodio, ppm	40	Saturados, %	10.7
Vanadio, ppm	440	Aromo, %	58
Níquel, ppm	110	Resinas, %	19.3
Hierro, ppm	12	Asfaltos, %	11.9

Fuente: EPA. Environmental impacts of the use of Orimulsión

El bitumen del Orinoco es generalmente alto en sulfuro (S), vanadio (V), y níquel (Ni), y por lo tanto la Orimulsión también posee grandes cantidades de estos elementos.

Tabla V. Valores típicos y rangos de Orimulsión 100. (Bitor Europa, 1994)

Propiedades o Constitución	Valor Típico	Rango Típico
C, %	60	55 – 62
H, %	7.3	7 – 7.5
S, %	2.7	2.4 – 2.9
N, %	0.5	0.4 – 0.55
O, %	0.2	0.18 – 0.6
V, ppm	330	270 – 340
Ni, ppm	65	60 – 70
Na, ppm	30	15 – 50
Mg, ppm	350	300 – 450
Cr, ppm	1.1	NA ⁽²⁾
Fe, ppm	13	NA
Cloro, ppm	92	NA
Ceniza, %	0.2	0.12 – 0.25
Contenido de Agua, %		
Gravedad Específica a 15 °C	1.0113	NA
Tamaño promedio partículas, μm	10	8 – 15
Partículas > 150μm, %	0.7	0.5 – 1.5
Valor promedio, 10 ⁶ Btu/lb (MJ/kg)	12,860 (29.9)	12,480 – 13,340 (29-31)
Valor neto, 10 ⁶ Btu/lb (MJ/kg)	11,870 (27.6)	11,620 – 13,340 (27-29)

Fuente: EPA. environmental impacts of the use of orimulsión

La tabla 5 presenta los valores típicos y rangos de la composición de la Orimulsion 100.

Además, la Orimulsion también contiene varios elementos radioactivos. La tabla 6 presenta estos valores que se encuentran en la Orimulsion (Bitor América 1997)

Tabla VI. Elementos radioactivos presentes en Orimulsión (Bitor 1997)

Isotopos	PCi/g
Cobalto 60	< 0.1
Cesio 137	< 0.1
Uranio (natural	< 0.1
Radio 226	0.1
Radio 228	0.6
Torio 230	0.5
Torio 232	0.1
Torio 228	0.2
Plomo 210	0.1
Polonia 210	0.1

Fuente: EPA. Environmental impacts of the use of Orimulsion

Tabla VII. Propiedades físicas de la Orimulsión - 400

Contenido de agua (%p)	30
Tamaño medio de partículas (μm)	19
Densidad (g/ml)	1.0095
Punto flash ($^{\circ}\text{C}$)	>95
Tensión superficial (mN/m)	35

Fuente: EPA. Environmental impacts of the use of Orimulsion

Tabla VIII. Las características químicas de la Orimulsion – 400

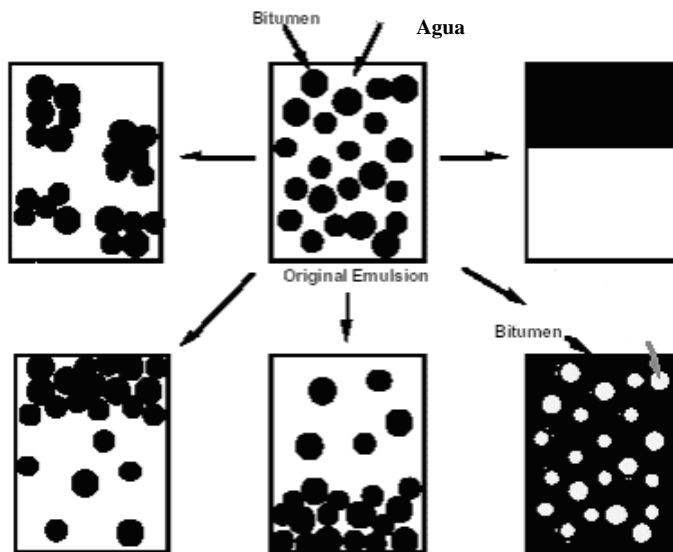
Parámetro	Composición
Análisis Elemental (%p)	
Carbón	61.8
Hidrogeno	10.8
Oxigeno	26.9
Nitrógeno	0.5
Azufre	2.85
Grupos de hidrocarburos (%p)	
Saturados	14
Aromáticos	47
Resinas	22
Asfaltos	17
Compuestos Volátiles (ppm)	
Benceno	0
Tolueno	4
Etilbenceno	19
Xileno	13
Hidrocarburos alcanos poliaromaticos	
C ₀ – C ₄ (μ g/g bitumen)	0.774
Naftalenos	1.140
Antracenos	1.126
Otros Metales (ppm)	
Níquel	70 - 80
Vanadio	320
Sodio	< 30

Fuente: EPA. Environmental impacts of the use of Orimulsion

2.4. Manejo del Combustible

Como con cualquier emulsión, Orimulsion requiere cuidados en su manejo para asegurar que las fases de agua y bitumen permanezcan dispersadas uniformemente. Las temperaturas extremas, el movimiento excesivo, o la contaminación del mismo puede provocar inestabilidad en la emulsión. Los tipos de inestabilidad están representados en la figura 2.2. Los resultados del mal manejo pueden ser un aumento en las emisiones de polución y en un pobre rendimiento de la quema del combustible. Las características del manejo del combustible pueden impactar las emisiones de polución en los sistemas de combustión interna, una pobre atomización o corrientes no uniformes pueden llevar a pobres desempeños de quemado y a altas emisiones de monóxido de carbono (CO), oxido de nitrógeno (NO_x), e hidrocarburos no quemados. Por lo que es importante conocer el manejo del combustible.

Figura 4. Tipos de inestabilidad en emulsiones de Bitumen-Agua



Fuente: EPA. Environmental impacts of the use of Orimulsion

2.4.1. Temperatura de Manejo de la Orimulsion

La efectividad del surfactante para mantener estable la emulsión disminuye a temperaturas sobre 175°F (80°C). La emulsión comienza a deteriorarse a temperaturas sobre 210°F (100°C) y es completamente desestabilizada a temperaturas sobre 250°F (120°C). Por otra parte el congelamiento no ha demostrado desestabilizar la emulsión, Bitor recomienda mantener la temperatura del combustible entre 40°F (5°C). La temperatura recomendada para el almacenamiento de la Orimulsion es de 85°F (30°C). Debido a la sensibilidad del combustible a elevadas temperaturas, Bitor no recomienda el uso de serpentines de vapor.

2.4.2. Manejo de la Orimulsion y el Esfuerzo de Corte

A pesar de que el bitumen del Orinoco exhibe comportamiento como el de un fluido Newtoniano, la Orimulsion por su parte no. La Orimulsion debe ser bombeada de tal manera que se eviten altos regimenes de esfuerzos de corte para minimizar cualquier separación o deterioro de la emulsión. Bitor recomienda limitar los rangos de movimiento a menos de 500 s⁻¹ y velocidades de menos de 10 pies/seg (3m/s). Debido a que la emulsión resiste mejor la degradación a bajas temperaturas, es también recomendado que las tuberías que utilice el combustible se mantengan a temperaturas por debajo de 120°F (50°C).

Estas limitaciones provocan el uso de sistemas de calentamiento que no utilizan vapor, los cuales pueden calentar el combustible a temperaturas substancialmente mas altas que los niveles recomendados en las cercanías del serpentín.

Además, es también recomendado que la velocidad del bombeo se mantenga en 1800 rpm o menos para Orimulsion 100 y 3000 rpm o menor para Orimulsion 400. También es conveniente que no se recircule el combustible, y que el control de la corriente del combustible sea basado en la velocidad de la bomba en lugar de la regulación en las válvulas de control, de nuevo para evitar altas situaciones de esfuerzos de corte en las tuberías.

2.4.3. Contaminación en el manejo de la Orimulsion

Orimulsion no es compatible con otros combustibles, a pesar de que cuando se le ha contaminado con pequeñas cantidades de combustibles pesados no ha existido desestabilización de la Orimulsion 400. Pero, los combustibles destilados y partículas sólidas como por ejemplo arena o moho pueden reducir la estabilidad de la Orimulsion. Materiales con alto contenido de parafina no son absorbidos en la Orimulsion, y la contaminación con este tipo de materiales puede llevar a que se tapen los filtros. El agua puede ser usada para limpiar la Orimulsion de los tanques y de las tuberías, ya que la Orimulsion esta diseñada para mezclarse con el agua.

2.5. Evaluación Ambiental Asociada con la Combustión de la Orimulsion

Ya que la Orimulsion puede sustituir el uso de otro tipo de combustibles que son utilizados para generar energía eléctrica, su impacto ambiental puede ser comparado con el impacto que provocan los combustibles mas utilizados.

Si, por ejemplo, una central generadora se traslada de usar búnker a usar Orimulsion y la cantidad de energía generada no varía, entonces la cantidad total de emisiones de la combustión entre ambas puede ser directamente comparada. Pero, si la producción de la planta cambia substancialmente, entonces la evaluación se vuelve más compleja.

Consideremos únicamente el caso en el que la central generadora cambia de usar únicamente búnker a usar únicamente Orimulsion, pero duplica su producción de electricidad.

La Orimulsion no solamente desplaza la cantidad total de energía que se hubiera generado con el otro tipo de combustible sino que también sustituye la energía que debieron haber generado otras plantas. La cuál pudo haber sido generada por plantas de otros tipos, en las cuales se pudo haber utilizado carbón, búnker, gas natural, biomasa, o de otras fuentes que no usen ningún tipo de combustible, como hidroeléctricas o plantas nucleares.

Por lo que es sugerido tratar de estimar el impacto ambiental asociado con la quema de Orimulsion comparado con la contaminación regional o nacional. Es importante destacar que todos los resultados de la combustión de combustibles fósiles producen algún impacto ambiental, y que el impacto asociado con el uso de Orimulsion puede ser menor con el impacto asociado a otro tipo de combustible.

2.5.1. Emisiones Aereas

La mayoría de las aparentes emisiones aéreas asociadas con la combustión de la Orimulsion son aquellas relacionadas con la composición química del combustible.

Comparado con la mayoría de los combustibles pesados, la Orimulsion exhibe incrementos en sus niveles de S, Ni, y V. Niveles incrementados de M_g con la Orimulsion 100 debido a su uso para minimizar la corrosión de la superficie de la caldera. Además la Orimulsion 400 no contiene el aditivo a base de M_g , los operadores de la caldera deben inyectárselo como aditivos de control de corrosión.

Debido a las concentraciones aumentadas de estos componentes en la Orimulsion, es de esperar que las emisiones de los mismos y sus oxidantes sean mucho más altos que cuando se utilizan combustibles pesados. Es muy simple calcular las emisiones de SO_2 , M_g , Ni y V a partir de la combustión de la Orimulsion, ya que ella es la única fuente significativa de los componentes.

Las cantidades de estas emisiones (en $lb/10^6$ Btu) de M_g , Ni y V pueden ser determinadas simplemente dividiendo la concentración de cada componente (en ppm o $\mu g/g$) por el contenido de energía del combustible por unidad de masa:

$$M_i = c_i + E$$

En donde M_i es la cantidad de emisiones del compuesto i por unidad de energía (en $lb/10^6$ Btu), c_i es la concentración del compuesto i en ppm o $\mu g/g$, y E es el contenido de energía del combustible en Btu/lb.

De igual forma, las emisiones de SO_2 pueden ser calculadas de forma similar, pero tomando en cuenta la masa adicional de oxígeno (O_2) requerido para la combustión de S a SO_2 :

$$M_{SO_2} = (2 \times 10^6 \times c_s) + E$$

En donde M_{SO_2} son las cantidades emitidas de SO_2 en $lb/10^6$ Btu y C_s es la fracción de S en el combustible. El factor 2 se agrega por el hecho de que el peso molecular de S es 32 y el peso molecular de SO_2 es 64, y el factor 10^6 convierte de lb/Btu a $lb/10^6$ Btu.

La formación de NO_x depende de la mezcla de combustible y de aire, la cantidad de nitrógeno en el combustible, y las altas temperaturas alcanzadas por la flama. Orimulsion tiende a tener más altos niveles de nitrógeno en el combustible, pero también tienen menores temperaturas de flama, resultando de esto pequeños cambios en NO_x cuando se le compara con búnker.

Las emisiones de CO dependen directamente de la cantidad de O_2 disponible para completar las reacciones de combustión. El pequeño tamaño de las partículas de Orimulsion permiten a la caldera separar con menor exceso de O_2 sin incrementos significativos de CO, comparado con la quema de búnker o carbón. Esto se debe a que el tiempo requerido para quemar las partículas de bitumen es mas corto debido al tamaño de sus partículas.

Las emisiones de PM dependen de las condiciones de la combustión, particularmente para los combustibles que tienen bajo contenido de ceniza. Si las condiciones de la combustión son pobres, se incrementan las emisiones de PM debido al incremento de carbón no quemado o de la formación de hollín. El pequeño tamaño de las partículas de bitumen y la presencia de agua en la zona de combustión tiende a minimizar la fracción de carbón no quemado cuando se quema Orimulsion, y el agua tiende a asistir en la supresión de la formación de hollín. Además, los altos niveles de V en el combustible actúan también como catalizador y mejora de la quema de carbón, promoviendo la conversión del carbón en el combustible a dióxido de carbono (CO_2).

2.5.2. Residuos Sólidos

La combustión de combustibles fósiles a menudo genera residuos sólidos que requieren un depósito. En particular, las calderas que usan equipo de control de partículas pueden coleccionar grandes cantidades de ceniza. En algunos casos esta ceniza puede ser utilizada en la producción de cemento u otros materiales. En los casos en los que el depósito es necesario, el contenido de ceniza se vuelve relevante. La tabla 2.6 presenta la concentración de metales, halógenos, y elementos radioactivos medidos en las cenizas generadas por la combustión de Orimulsion. Estos resultados, reportados por Bitor América (1,997), muestra que las cenizas de la Orimulsion posee niveles detectables de plomo, níquel, vanadio, y de elementos radioactivos, torio, y uranio natural.

Tabla IX. Características Tóxicas resultados en Orimulsión y en Carbón

Metal	RCRA Criterio (mg/L)	Orimulsion 100 Cenizas (mg/L)	Carbón Cenizas (mg/L)
Arsénico	5	BDL ⁽¹⁾ - 0.64	BDL – 2.68
Bario	100	BDL – 0.66	0.11 – 1.61
Cadmio	1	BDL – 0.05	BDL – 0.58
Cromo	5	0.62 – 1.6	BDL – 4.64
Plomo	5	BDL – 1.01	BDL – 2.94
Mercurio	0.2	BDL – 0.04	BDL
Selenio	1	BDL – 0.13	BDL – 0.15

Fuente: EPA. Environmental impacts of the use of Orimulsión

Tabla X. Metales y elementos presentes en la ceniza de Orimulsión

Elemento	Concentración (µg/g)	Elemento	Concentración (pCi/g)
Arsénico	< 0.5	Plomo 210	0.4
Bario	< 5	Radio 226	< 1.2
Cadmio	< 5	Radio 228	< 1.9
Cromo	< 5	Total Torio	4.0
Plomo	34	Uranio (natural)	0.9
Mercurio	< 0.02		
Niquel	25980		
Selenio	< 0.2		
Plata	< 5		
Vanadio	90730		

Fuente: EPA. Environmental impacts of the use of Orimulsión

3. PLANTAS TERMICAS

3.1. Generadores

La energía se produce en los aparatos llamados generadores o alternadores; un generador consta, en su forma más simple de:

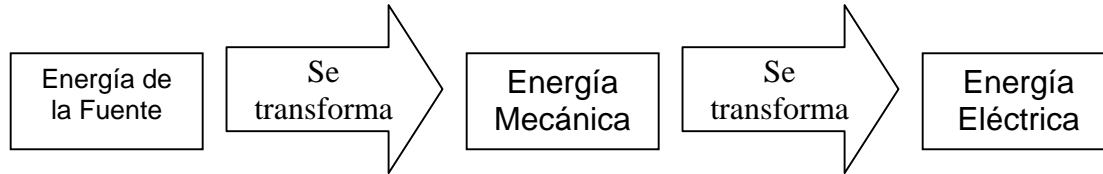
- Una espira que gira impulsada por algún medio externo.
- Un campo magnético uniforme, creado por un imán, en el seno del cual gira la espira anterior.

A medida que la espira gira, el flujo magnético a través de ella cambia con el tiempo, induciéndose una fuerza electromotriz, y si existe un circuito externo, circulará una corriente eléctrica. Para que un generador funcione, hace falta una fuente externa de energía (hidráulica, térmica, nuclear, etc.) que haga que la bobina gire con una frecuencia deseada.

3.2. Central eléctrica

Una central eléctrica es una instalación capaz de convertir la energía mecánica, obtenida mediante otras fuentes de energía primaria, en energía eléctrica. Podemos considerar que el esquema de una central eléctrica es:

Figura 5. Esquema general de una central eléctrica



Fuente: <http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo2.html>

En general, la energía mecánica procede de la transformación de la energía potencial del agua almacenada en un embalse; de la energía térmica suministrada al agua mediante la combustión del carbón, gas natural, o fuel, o a través de la energía de fisión del uranio. Para realizar la conversión de energía mecánica en eléctrica, se emplean generadores, que constan de dos piezas fundamentales:

- El estator: Armadura metálica, que permanece en reposo, cubierta en su interior por unos hilos de cobre, que forman diversos circuitos.
- El rotor: Está en el interior del estator y gira accionado por la turbina. Está formado en su parte interior por un eje, y en su parte más externa por unos circuitos, que se transforman en electroimanes cuando se les aplica una pequeña cantidad de corriente.

Cuando el rotor gira a gran velocidad, debido a la energía mecánica aplicada en las turbinas, se producen unas corrientes en los hilos de cobre del interior del estator. Estas corrientes proporcionan al generador la denominada fuerza electromotriz, capaz de producir energía eléctrica a cualquier sistema conectado a él.

3.3. Central Térmica

Es la que aprovecha la energía química de los combustibles derivados del petróleo como el búnker, diesel, gas natural y otros como el carbón mineral, y residuos vegetales, para producir electricidad. La importancia estratégica de estas plantas consiste en que mientras las hidroeléctricas necesitan de 4 a 7 años para su construcción, una planta térmica se puede poner en operación en 1 ó 2 años; además, cuando el agua de los ríos disminuye es muy importante disponer de plantas que produzcan electricidad de manera constante, independientemente de las variaciones del clima.

Existen varios tipos de plantas térmicas, pero todas se componen de tres elementos básicos:

- Un elemento que produce energía química = combustión o quemado de combustible.
- Un elemento que produce energía mecánica = turbina o motor.
- Un elemento que produce energía eléctrica = generador o alternador.

3.4. Motores Térmicos

Se llaman motores térmicos a las máquinas que tienen por objeto transformar la energía en energía mecánica directamente utilizable. En estos motores, el calor se transforma en energía mecánica, aprovechando el fenómeno de expansión de los gases y vapores en movimiento. Para el calentamiento del gas o del vapor, se utiliza el calor que produce al quemarse, determinados cuerpos como el carbón, el fuel-oil, la gasolina, etc. A estos cuerpos que, al quemarse, producen calor, se les llama combustibles. Los cuerpos que no se queman pero que intervienen en la combustión, se denominan comburentes.

3.5. Clasificación general de los motores térmicos

Desde el punto de vista termodinámico, los motores térmicos pueden clasificarse en 2 grandes grupos:

- Motores de combustión externa
- Motores de combustión interna.

En los motores de combustión externa o exotérmicos, la combustión se produce en lugares apropiados situados fuera del motor.

Por ejemplo, las maquinas, y turbinas de vapor en que se aprovecha el fenómeno de expansión del vapor de agua, previamente producido en una caldera exterior por la acción de los combustibles sobre el agua líquida. En los motores de combustión externa se aprovecha la energía calorífica del fluido operante, pero esta energía calorífica no se produce en el motor térmico.

Por el contrario en los motores de combustión interna, llamados también endotérmicos, el combustible es quemado en el mismo motor; es decir, que la combustión se realiza en el seno del fluido operante el cual está, por lo tanto, inicialmente constituido por una mezcla de combustible y comburente que, posteriormente experimenta una serie de transformaciones termodinámicas.

Por ejemplo, en un motor de gasolina, el combustible es la gasolina y el comburente es el aire; la mezcla aire-gasolina y los subsiguientes productos de la combustión, son los empleados para transformar la energía calorífica en energía mecánica. O sea que en los motores de combustión interna no solo se aprovecha la energía calorífica sino que esta energía es producida en el mismo motor. Cabe hacer también otra clasificación de los motores térmicos, según sea la característica cinemática del movimiento producido por el motor.

Según este criterio, existen 3 tipos de motores térmicos:

- **Motores Alternativos:** el movimiento es producido por la expansión de un gas o de un vapor que empuja un émbolo en el seno de un cilindro, alternativamente por una u otra cara del émbolo; por lo tanto, el movimiento resultante producido es rectilíneo y alternativo. Por ejemplo; la maquina de vapor, el motor diesel, etc.
- **Motores Rotativos:** el movimiento se produce por la expansión de un gas o de un vapor sobre una rueda provista de álabes o paletas; la acción del fluido operante (gas o vapor) sobre estos álabes provoca la rotación del motor térmico. Como ejemplos, podemos citar la turbina de gas y la turbina de vapor.
- **Motores de Reacción:** también llamados motores de chorro, el movimiento se produce por reacción del motor al expansionarse un gas o un vapor por una o varias toberas.

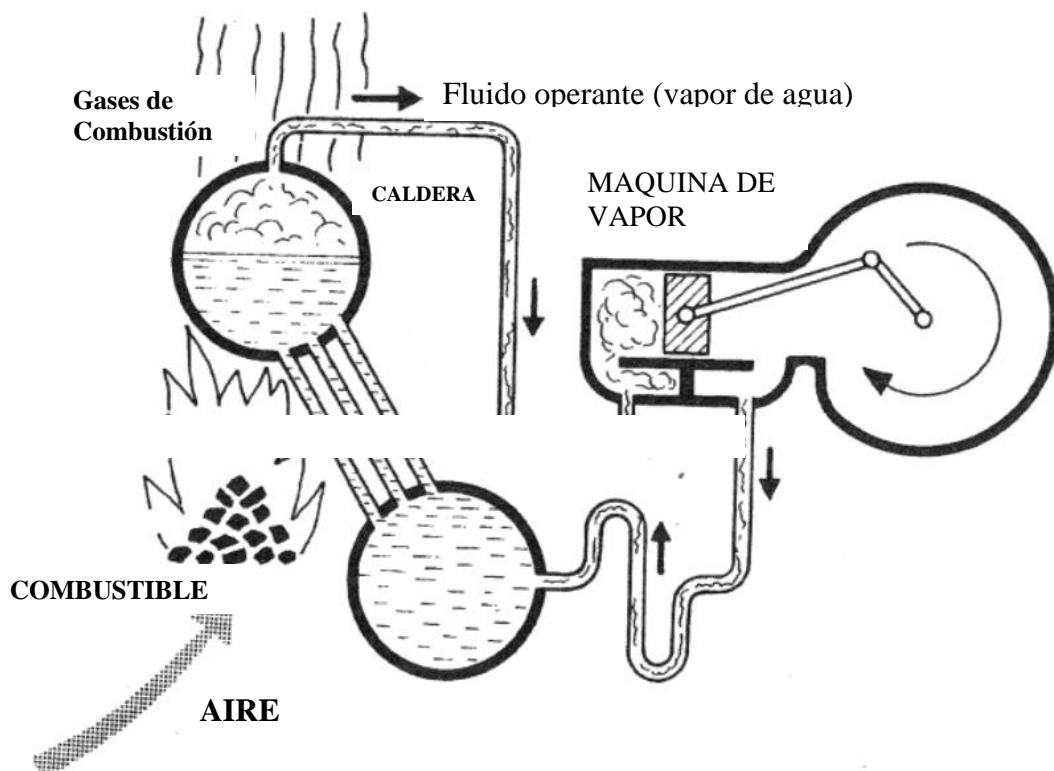
La clasificación más completa de los motores puede ser la siguiente:

- **Motores de combustión externa, de movimiento alternativo:** máquina de vapor (Fig.3.2), en la que se aprovecha la presión producida por el vapor de agua al expansionarse en un cilindro.
- **Motores de combustión externa, de movimiento rotativo:** turbina de vapor (figura 3.3), en la que se utiliza la presión de vapor de agua al inyectarse sobre una rueda de paletas o álabes.
- **Motores de combustión interna, de movimiento alternativo:** motores de explosión, en los que la combustión en el cilindro se realiza a volumen

constante, y motores de combustión o motores Diesel en los que la combustión en el cilindro se realiza a presión constante (figura 3.4)

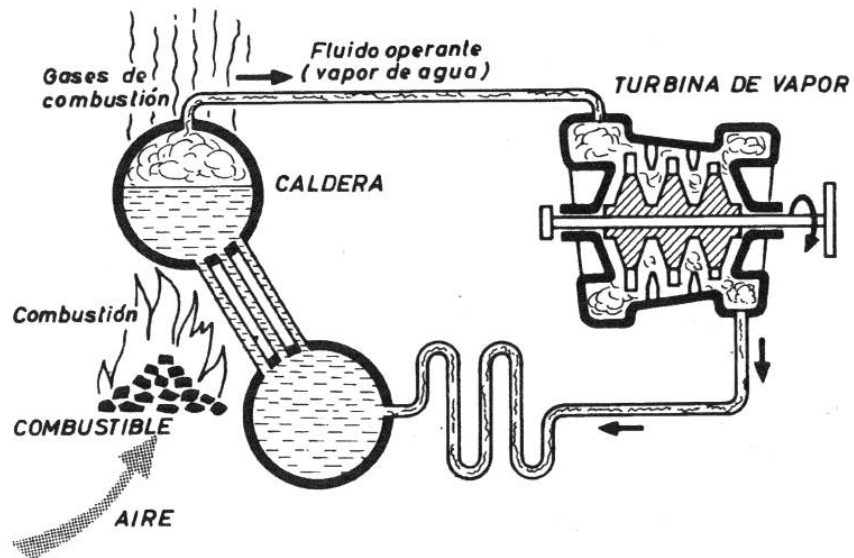
- **Motores de combustión interna de movimiento rotativo:** turbina de gas (figura 3.5) cuya acción es semejante a la de la turbina de vapor, pero utilizando un gas previamente quemado en una cámara de combustión.

Figura 6. Representación esquemática de un motor de combustión externa, de movimiento alternativo (maquina de vapor).



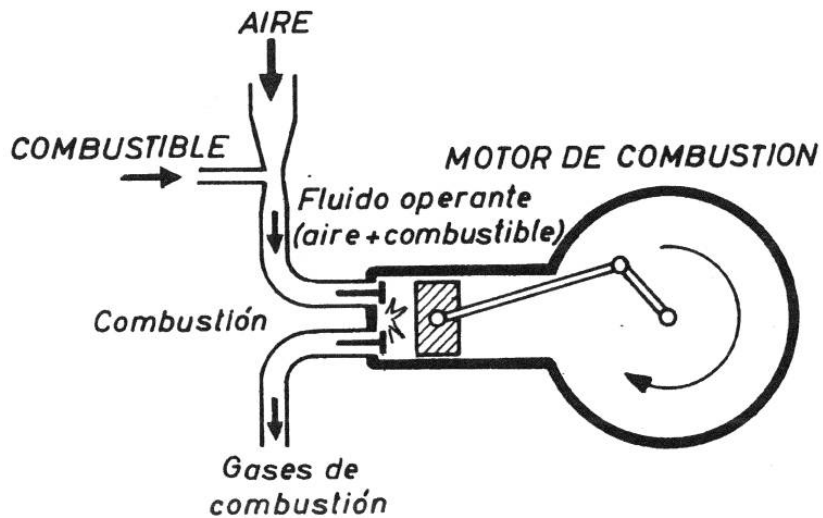
Fuente: enciclopedia CEAC de electricidad, máquinas motrices generadores de energía eléctrica

Figura 7. Representación esquemática de un motor de combustión externa, de movimiento rotativo (turbine de vapor).



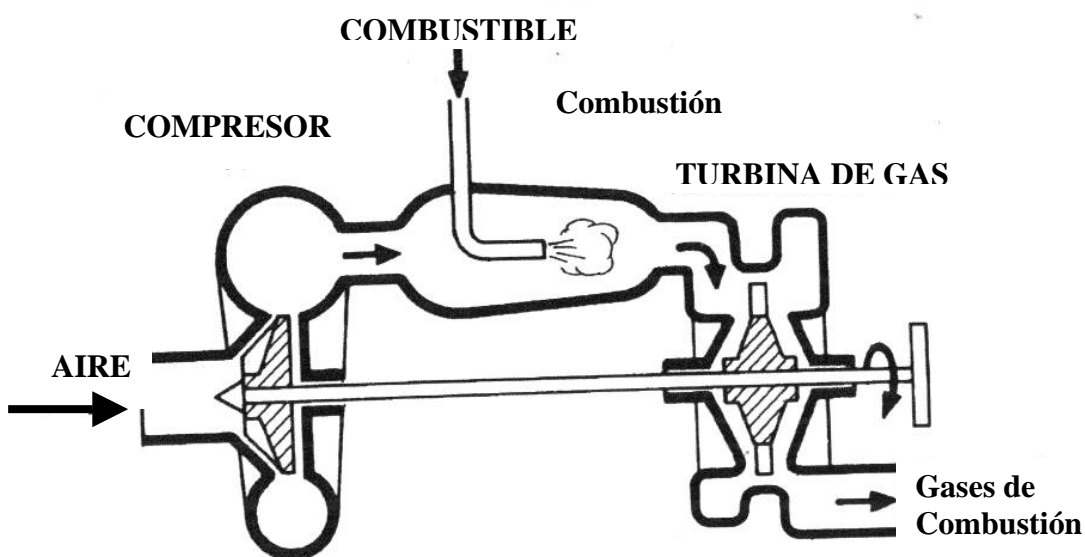
Fuente: enciclopedia CEAC de electricidad, máquinas motrices generadores de energía eléctrica

Figura 8. Representación esquemática de un motor de combustión interna, de movimiento alternativa (motor de explosión).



Fuente: enciclopedia CEAC de electricidad, máquinas motrices generadores de energía eléctrica

Figura 9. Representación esquemática de un motor de combustión interna de movimiento rotativo (turbina de gas).



Fuente: enciclopedia CEAC de electricidad, máquinas motrices generadores de energía eléctrica

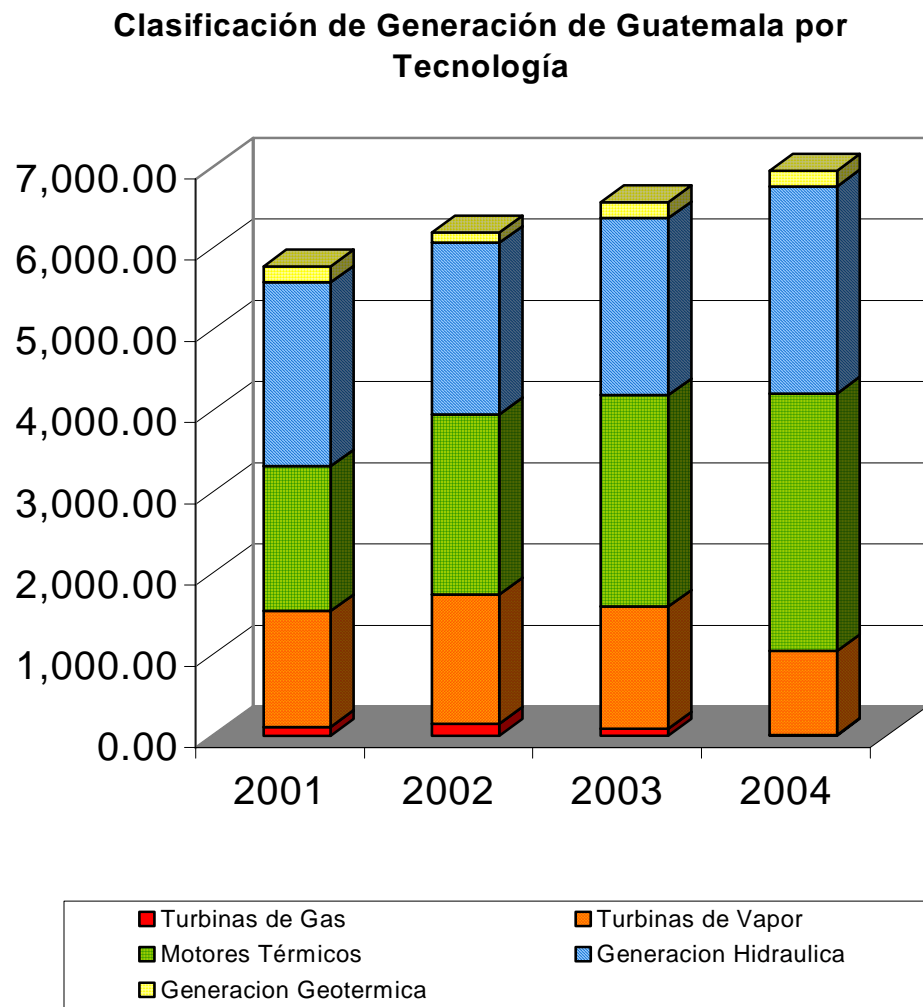
3.6. Estadísticas de generación en Guatemala clasificación por tecnología

Tabla XI. Estadísticas de Guatemala clasificación por tecnología

Tecnología	2001	2002	2003	2004	Total
Turbinas de Gas	106.94	147.06	85.00	7.00	346.00
Turbinas de Vapor	1,426.60	1,588.87	1,499.32	1,030.00	5,544.79
Motores Térmicos	1,780.71	2,215.13	2,605.17	3,168.70	9,769.71
Generacion Hidraulica	2,264.32	2,110.13	2,176.59	2,546.80	9,097.84
Generacion Geotermica	193.68	129.99	195.02	194.20	712.89
Total Anual	5,772.25	6,191.18	6,561.10	6,946.70	25,471.23

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista

Figura 10. Clasificación de Generación de Guatemala por Tecnología



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista

4. PROCESOS Y ESQUEMAS

Las centrales térmicas como se describió en el capítulo anterior se clasifican en motores de combustión interna y motores de combustión externa, el presente estudio enfoca su análisis únicamente en los motores de combustión interna debido a que en las centrales térmicas en donde se utilizan motores de combustión externa el combustible únicamente es utilizado como fuente calorífica para la caldera y no entra en contacto directo con la maquina o motor lo que elimina parte del reto que presenta este trabajo. En esta sección se encuentran los procesos más importantes que diferencian a una planta térmica convencional que utiliza HFO o búnker C, de una que utiliza Orimulsion, esto con el propósito de llegar a determinar si es factible o no la adaptación de una planta térmica que utiliza motores de combustión interna a la utilización de un combustible con diferentes características como lo es la Orimulsion. En base a las visitas realizadas a centrales térmicas que utilizan Orimulsion como fuente de energía y HFO, se lograron definir diferencias sustanciales que son provocadas específicamente por la utilización de cada combustible. En las figuras 19 y 20 al final de este capítulo se pueden apreciar los esquemas generales de ambas centrales así como las diferencias que las caracterizan. De la observación de dichas centrales se obtuvo la siguiente lista de diferencias:

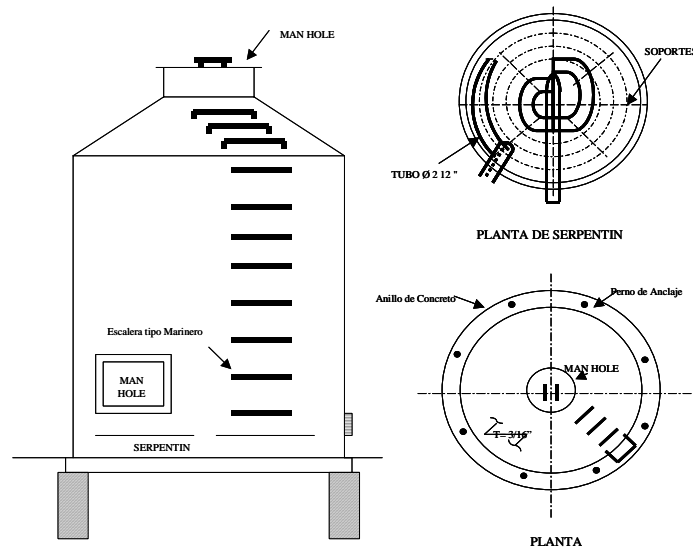
- Tanque de Almacenamiento (Serpentín)
- Homogenizador de Combustible
- Tanque Mezclador de Combustible
- Sección de inyección en el Motor de Combustión Interna
- Precipitador electrostático (ESP)

- Sistema de Desulfurización del Gas de Escape (FGD)

4.1. Tanque de Almacenamiento

Para almacenar Orimulsion debe tomarse en cuenta que dicho combustible debe permanecer a una temperatura inferior a 32 °C en el tanque de almacenamiento por lo que difiere del almacenaje del HFO o búnker ya que este último necesita de un sistema de serpentín el cuál mantiene el combustible a una temperatura de entre 40 – 45 °C, en la figura 18 se representa este sistema de vapor que mantiene la temperatura del tanque de almacenaje constante.

Figura 11. Esquema serpentín en tanque de almacenamiento para HFO



Fuente: Prisma Energy INC.

4.2. Homogenizador de Combustible

Este dispositivo se emplea para filtrar la mezcla, eliminar grumos y uniformizar el producto.

El homogenizador de combustible en general se ha diseñado para amortiguar por laminación las variaciones del caudal, debido al flujo inconstante de los efluentes de las distintas etapas.

Con ello se logra un efluente lo suficientemente uniforme en cuanto a características y caudal a partir de unos residuos discontinuos y variables en calidad y cantidad. Se produce por una parte una igualación de caudales que tiene como efecto secundario una disminución en la concentración de contaminantes al reducirse los picos máximos de concentración de sulfuro y por las reacciones que se dan durante al periodo de retención. Además de lograr una regulación de los caudales vertidos, el tanque homogenizador actúa como depósito tampón regulador y neutralizador de pH.

4.3. Tanque Mezclador de Combustible

Este tanque recibe combustible de dos conductos distintos, el principal proviene del homogenizador de combustible del cual recibe combustible que no ha sido utilizado, y el segundo conducto le traslada el combustible que se recupero después de haber sido utilizado en los motores, este tanque mezcla ambos caudales hasta que la unión de estos es uniforme y apropiada para su inyección en los motores.

4.4. Adaptaciones del motor

Para poder inyectar orimulsion en motores que normalmente manejan HFO o búnker es necesario realizarles modificaciones en algunos de sus componentes ya que estos estarán expuestos a mayores temperaturas, y volúmenes de flujo de combustible los dispositivos a sustituir son los siguientes:

- Inyectores
- Bomba de inyección
- Línea de suministro de combustible

La figura 12 es el corte transversal de un motor en el cual se puede observar la ubicación de estos tres dispositivos.

Figura 12. Corte transversal de motor de combustión interna

a. Inyectores

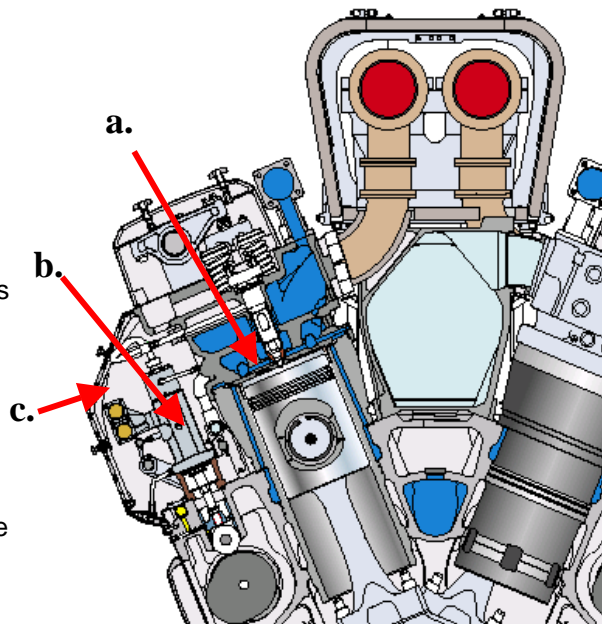
- Material resistente a Altas Temperaturas
- Patrón del rociado hecho a la medida

b. Bomba de Inyección

- Material resistente a Altas Temperaturas
- Optimización del espacio libre
- Cerradura hermética avanzada

c. Línea de Suministro de combustible

- Nuevo sistema de suministro de combustible con tecnología mejorada de cerradura hermética
- Aumento de Presión
- Aumento de Temperatura



Fuente: Wärtsilä. comparative advantages of orimulsion, LNG, and petcoke.
<http://www.wartsila.com/>

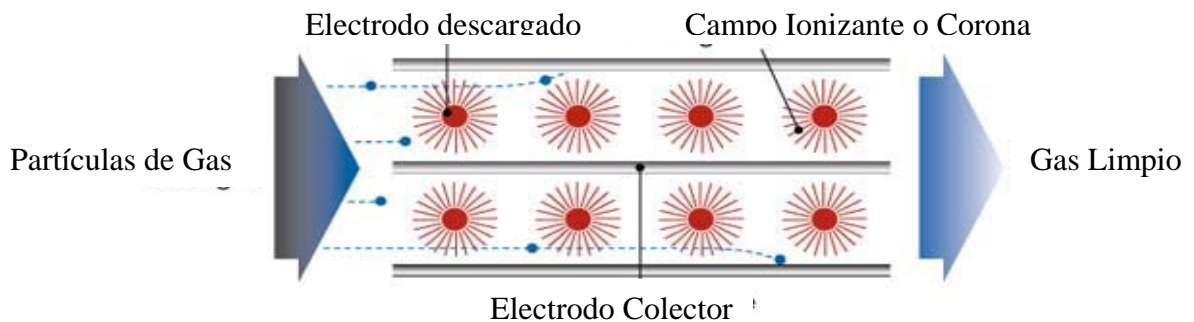
4.5. Precipitador Electrostático (ESP)

Un resultado natural de la quema de combustibles fósiles, particularmente Orimulsión, es la emisión de cenizas. La ceniza es una sustancia mineral presente en los combustibles.

Históricamente, las emisiones de cenizas han recibido mucha atención ya que son fácilmente observables cuando salen por las chimeneas de escape de las plantas de generación térmicas. Existen dos dispositivos de control para las emisiones de ceniza, uno de ellos son los tradicionales filtros de fabrica y los más recientes son los precipitadotes electrostáticos.

Los filtros de fabrica son largas cámaras las cuáles tienen un alto costo de mantenimiento (las bolsas tienen una vida de 18 a 36 meses, pero pueden ser limpiadas temporalmente sacudiéndolas o aspirándolas con aire) Estos filtros son largas estructuras, las cuales reducen la eficiencia de la planta. Los precipitadotes electrostáticos tienen una eficiencia de recolección del 99%, pero no trabajan bien con ceniza con alta resistividad eléctrica.

Figura 13. Representación del funcionamiento de un ESP



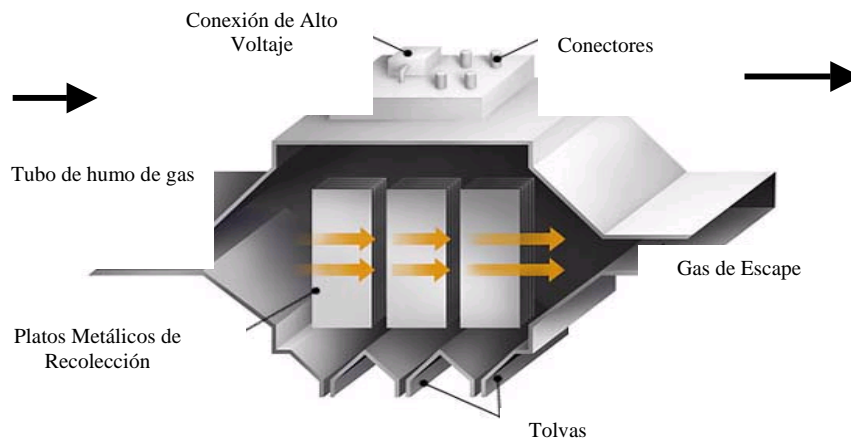
Fuente: Powrerspan Corp.
H:\Mis Doc\datos\Tesis\Orimulsion\ESP\Electrostatic Precipitator.htm

El humo que contiene cenizas es conducido a través de pipas que contienen platos cargados negativamente los cuales le dan a las partículas de ceniza carga negativa. Las partículas son conducidas entonces a través de platos cargados positivamente, o platos aterrizados, los cuales atraen las partículas de ceniza cargadas negativamente.

Las partículas se pegan a los platos positivos hasta que son recolectadas por completo. El aire que deja los platos está limpio de contaminantes dañinos.

Los precipitadores electrostáticos no se usan únicamente en plantas de generación sino que también en otro tipo de industrias como cementeras (polvo), pulpa y papel, petroquímicas, y empresas de acero.

Figura 14. Corte transversal de un ESP



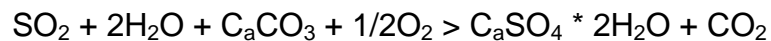
Fuente: Powrerspan Corp.

H:\Mis Doc\datos\Tesis\Orimulsion\ESP\Electrostatic Precipitator.htm

4.6. Sistema de Desulfurización del Gas de Escape (FGD)

El sistema de desulfurización remueve el SO_2 (dióxido de sulfuro) que contiene el gas de escape, el dióxido de sulfuro se remueve al entrar en contacto con una mezcla de piedra caliza, el FGD debe utilizarse ya que la Orimulsion contiene un alto contenido de azufre el cual es un contaminante que debe ser eliminado antes de llegar a la chimenea de gases de escape.

El SO₂ se hace pasar por una torre de absorción la cual contiene la mezcla de piedra caliza, esta absorbe el SO₂ luego este es oxidado por aire soplando a través de la torre de absorción con lo cual se produce sulfito de calcio el cual se extrae de la torre como una mezcla de yeso y finalmente se deshidrata y se re- usa como polvo de yeso.



La eficiencia de remoción de SO₂ es entre 90 – 99 %

La eficiencia de remoción de polvo es de mas del 90%

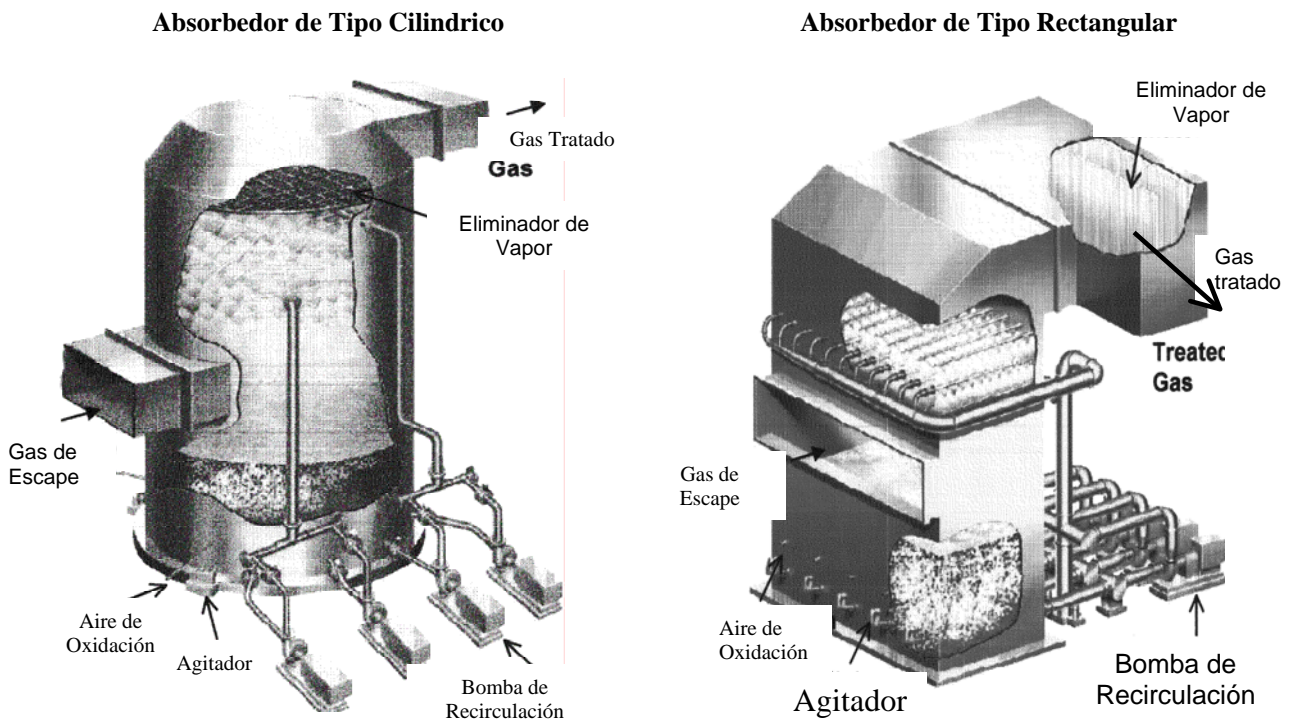
Las partículas en el agua de deshecho son de menos de 10 mg/l

Básicamente el FGD consta de tres procesos importantes los cuales son los siguientes:

- **Absorción**
- **Oxidación**
- **Neutralización y Cristalización**

El gas de escape entra en la torre de absorción por el conducto de enfriamiento de gas en donde este es enfriado y saturado.

Figura 15. Absorbedor de tipo cilíndrico y Absorbedor de tipo rectangular



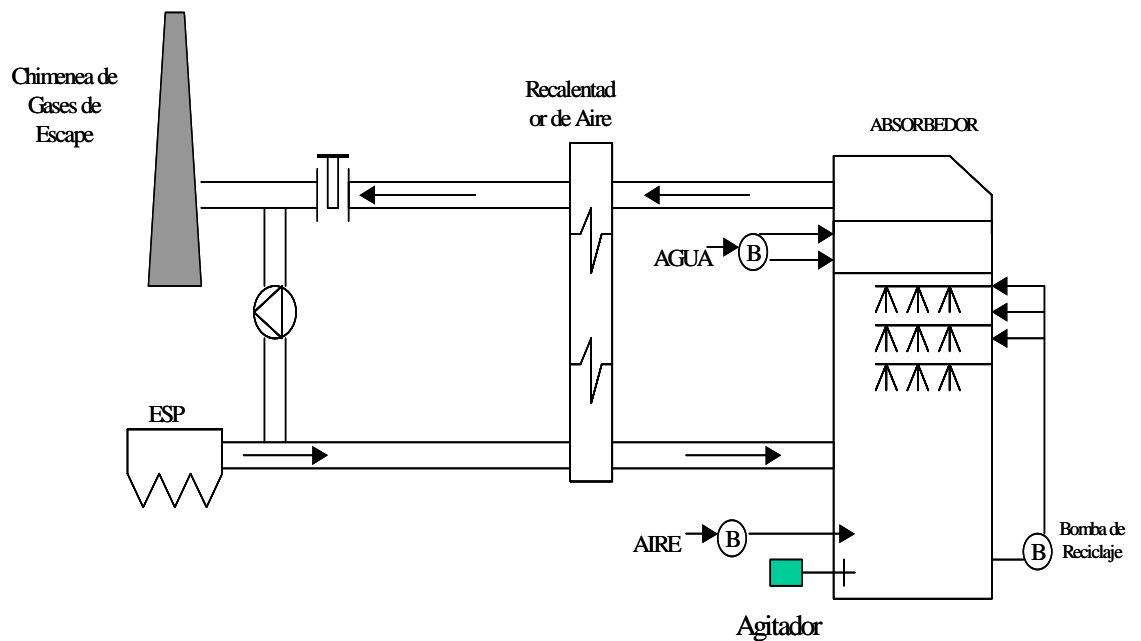
Fuente: Tokyo Electric Power Company.

http://eneken.ieej.or.jp/japac/document/5210309170916_2.pdf

El gas de escape es entonces distribuido por medio de un gran número de esparcidores los cuales están inmersos varias pulgadas debajo de la mezcla de piedra caliza. Esta inyección de gas en la mezcla crea una capa de espuma la cual produce la absorción del SO_2 del gas de escape.

Además, el absorbedor permite la precipitación de sulfitos, la oxidación de sulfitos, la neutralización de ácidos y el crecimiento cristalizado de yeso todo esto en el mismo contenedor.

Figura 16. Esquema de la unidad de absorción, oxidación, canalización y neutralización



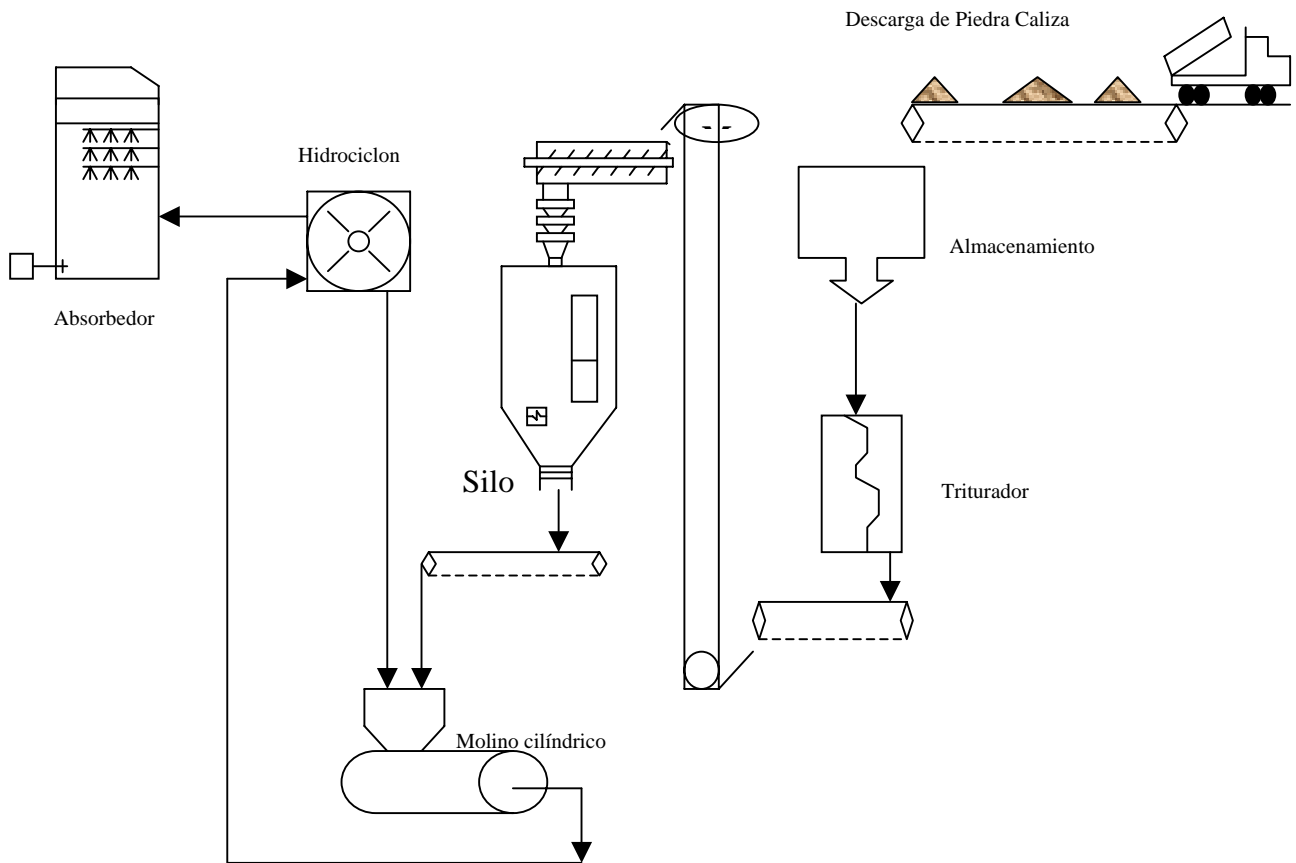
Fuente: Tokyo Electric Power Company.

http://eneken.ieej.or.jp/japac/document/5210309170916_2.pdf

4.6.1. Unidad preparadora de la mezcla de piedra caliza

La piedra caliza en su forma original será pulverizada en esta unidad, luego de que tiene el tamaño apropiado será recibida en una transportadora y descargada en un silo.

Figura 17. Esquema de la unidad preparadora de la piedra caliza



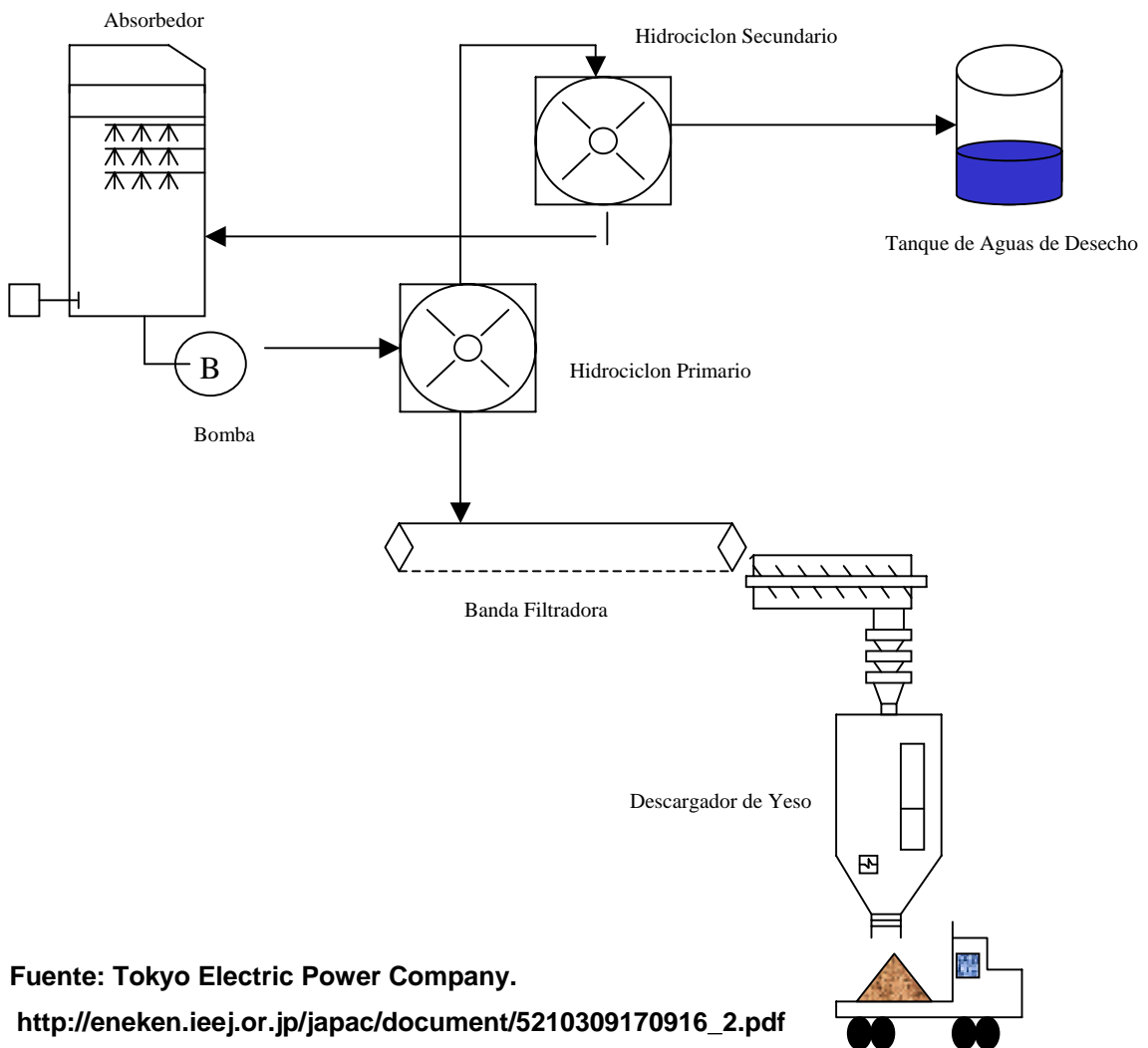
Fuente: Tokyo Electric Power Company.

http://eneken.ieej.or.jp/japac/document/5210309170916_2.pdf

4.6.2. Unidad deshidratadora de yeso

La mezcla de yeso obtenida contiene un buen porcentaje de agua, este debe de eliminarse en un equipo parecido al de una centrífuga conocido con el nombre de hidrociclón. El contenido de agua desechado puede ser re-usado en la torre de absorción.

Figura 18. Esquema de la unidad deshidratadora de yeso



Fuente: Tokyo Electric Power Company.

http://eneken.ieej.or.jp/japac/document/5210309170916_2.pdf

4.7. Sistemas adaptables

Los sistemas que no requieren ningún tipo de adaptación son los siguientes:

Sistemas de vapor

Sistema de agua

Sistema de aceite

Sistema de almacenamiento

Los esquemas generales de estos sistemas están representados en las siguientes figuras:

Figura 19, Esquema general planta que utiliza HFO

Figura 20, Esquema general planta que utiliza Orimulsion

Figura 21, Esquema general sistema de almacenamiento

Figura 22, Esquema general sistema de mezclado y homogenización de combustible.

Figura 23, Esquema general sistema de agua

Figura 24, Esquema general sistema de aceite

Figura 25, Esquema general sistema de vapor

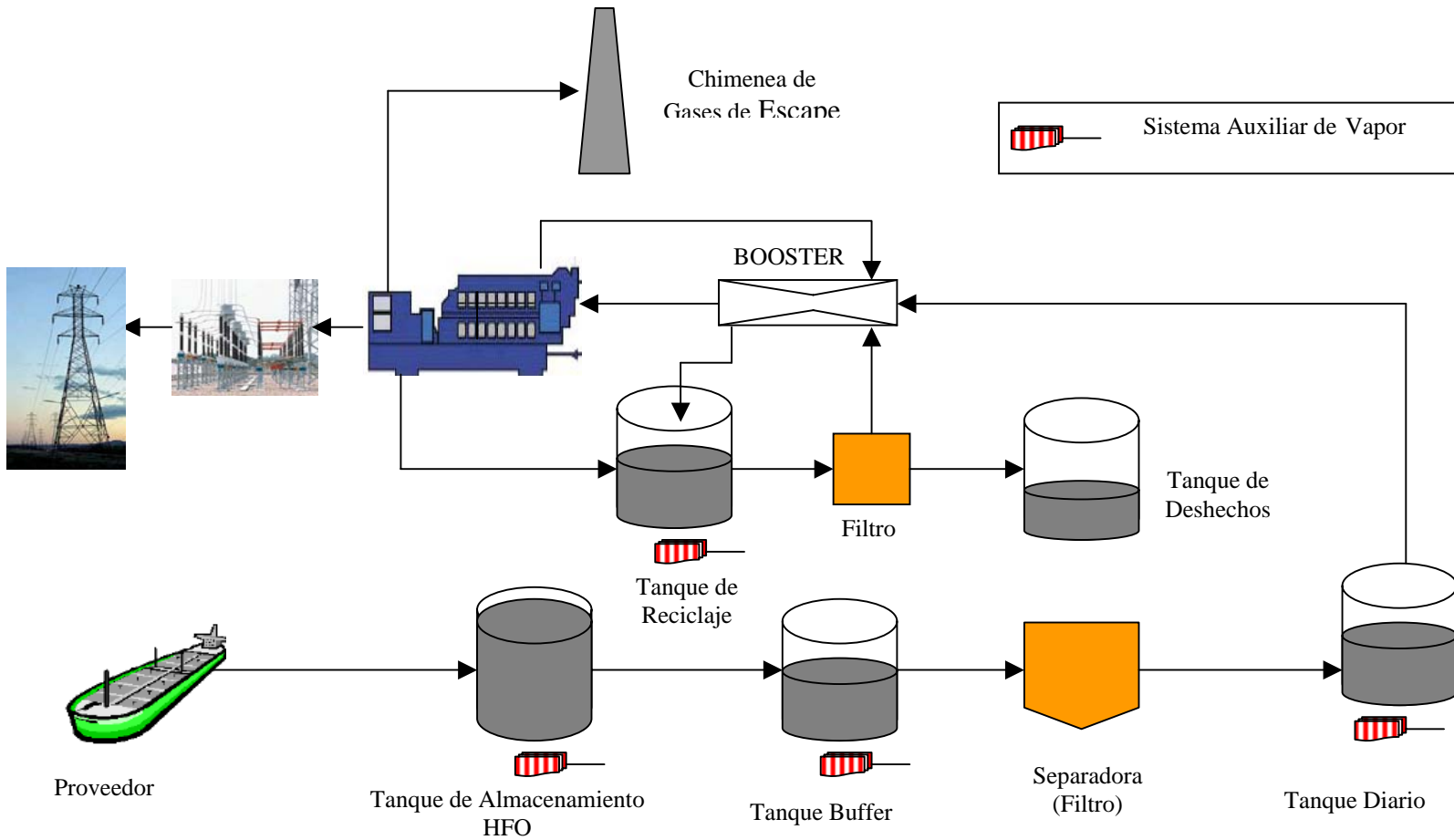


Figura 19. Esquema general planta que utiliza HFO

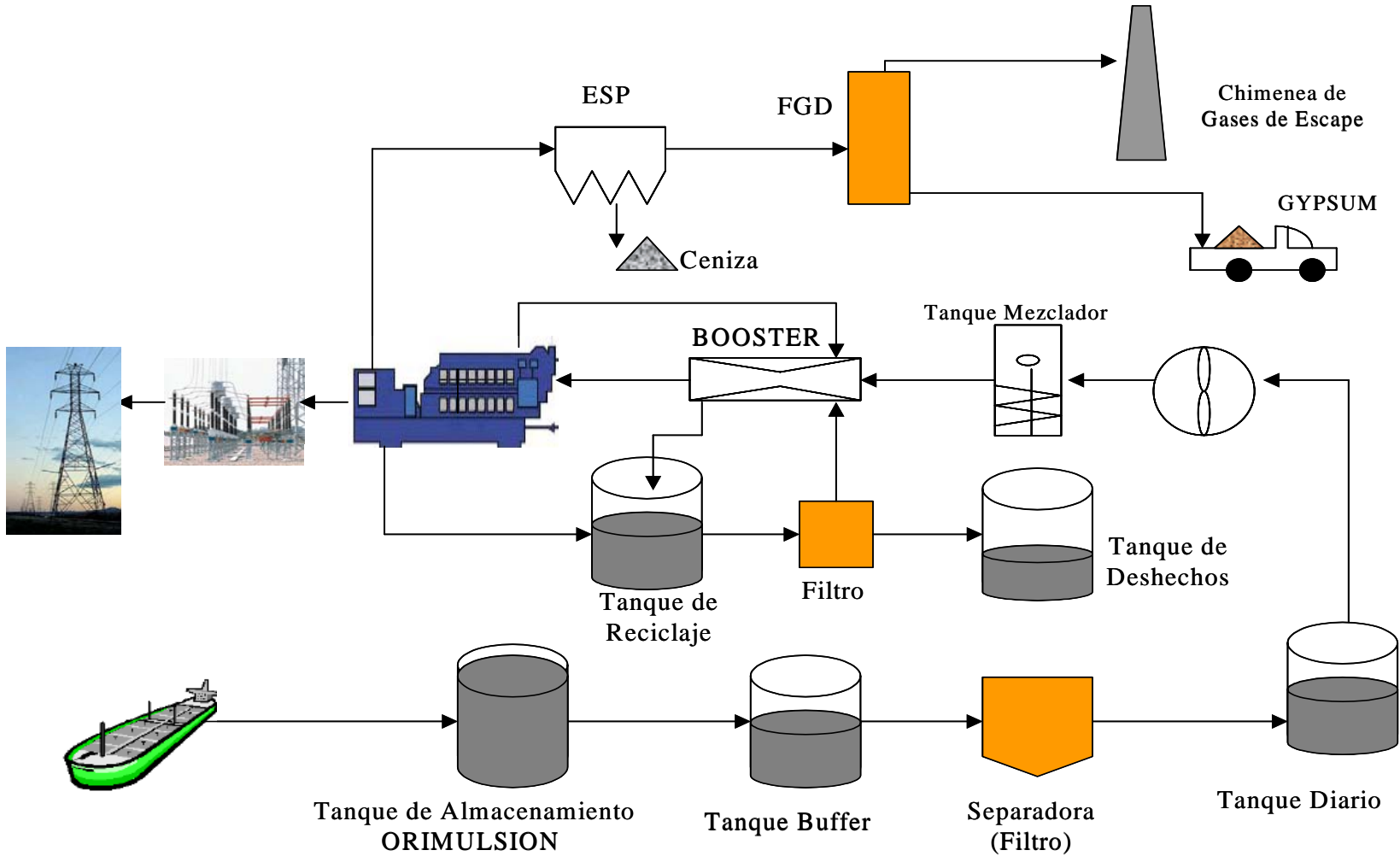


Figura 20. Esquema general planta que utiliza orimulsion

Figura 21. Esquema general sistema de almacenamiento

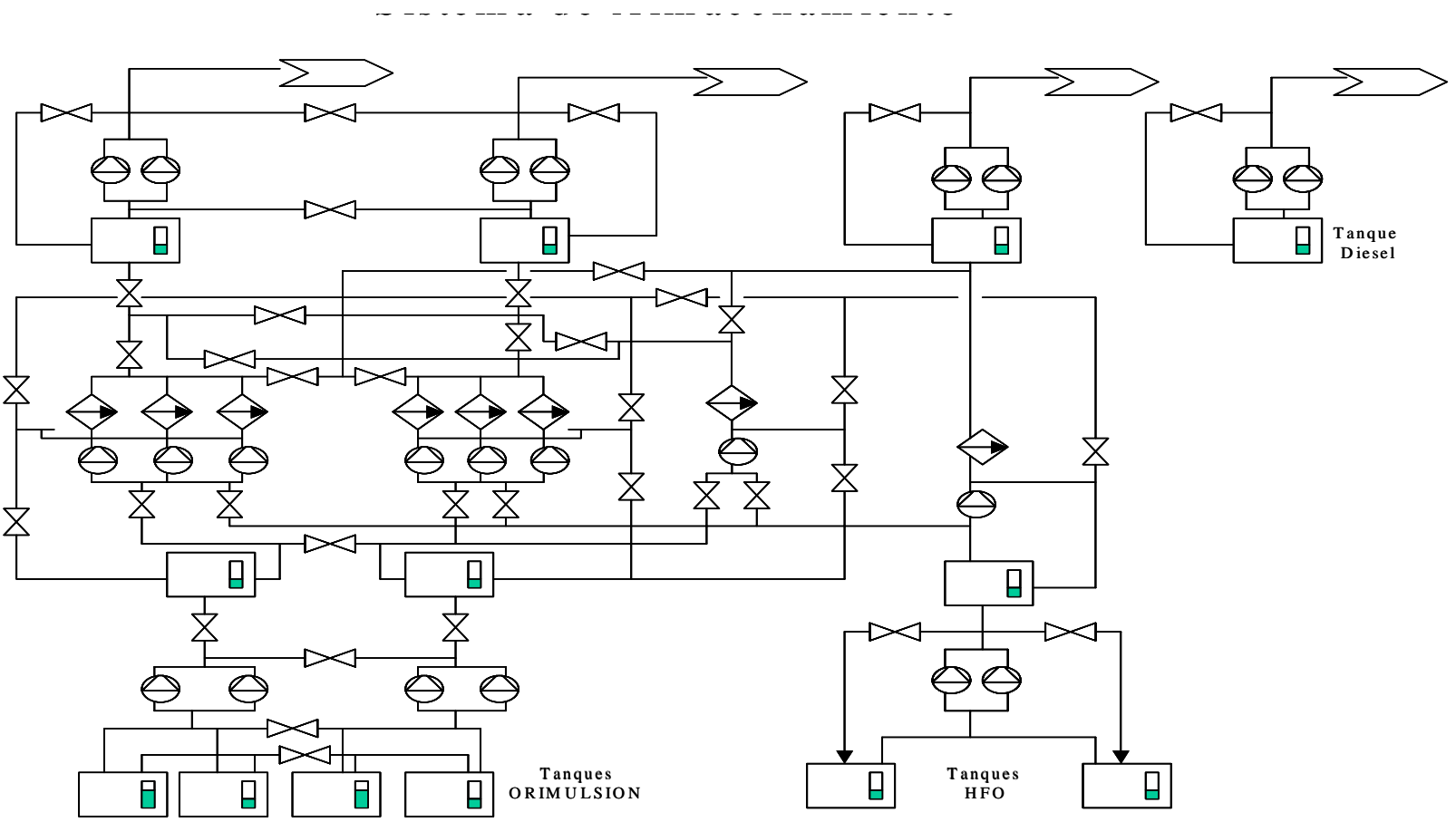


Figura 22. Esquema sistema de mezclado y homogenización del combustible.

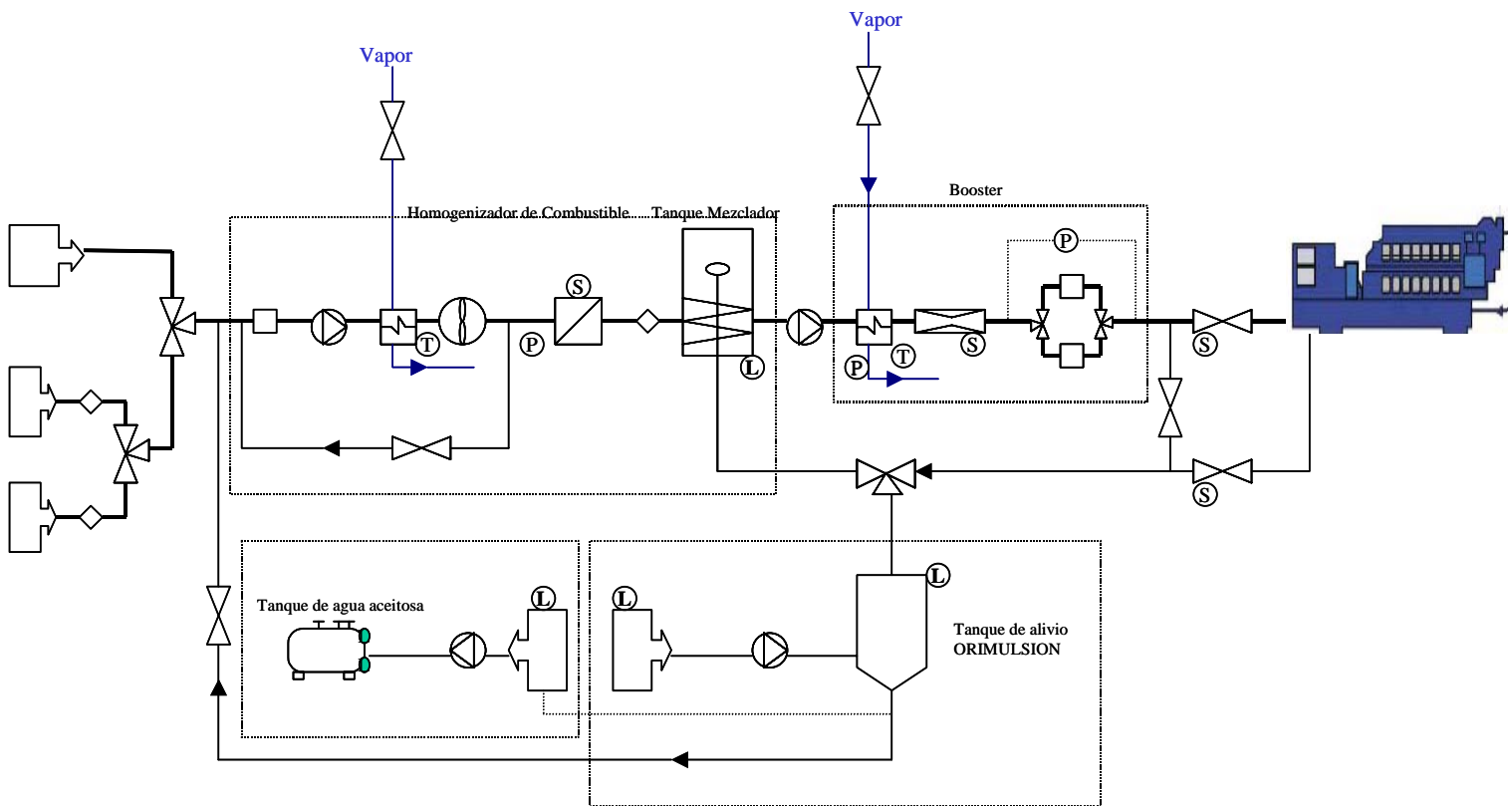


Figura 23. Esquema general sistema de agua.

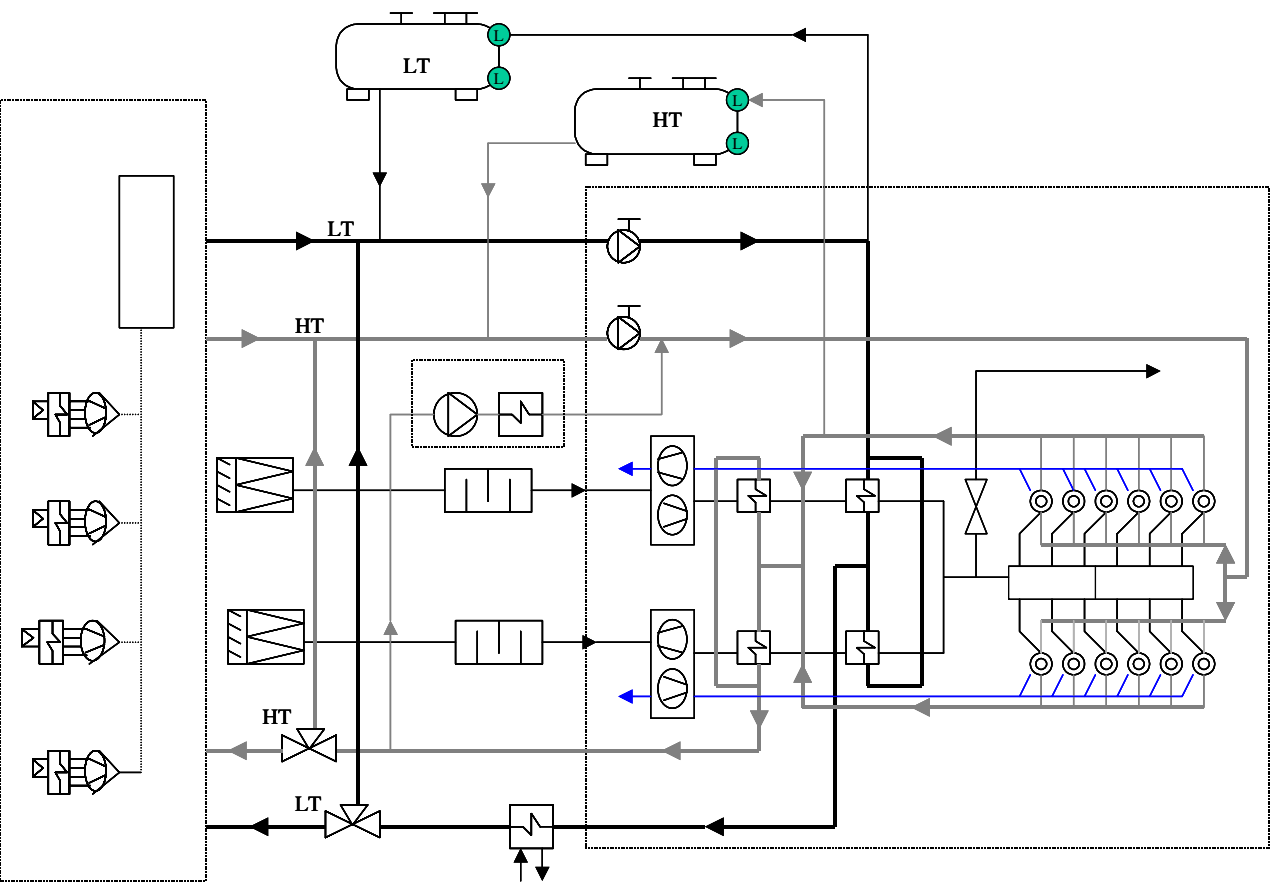
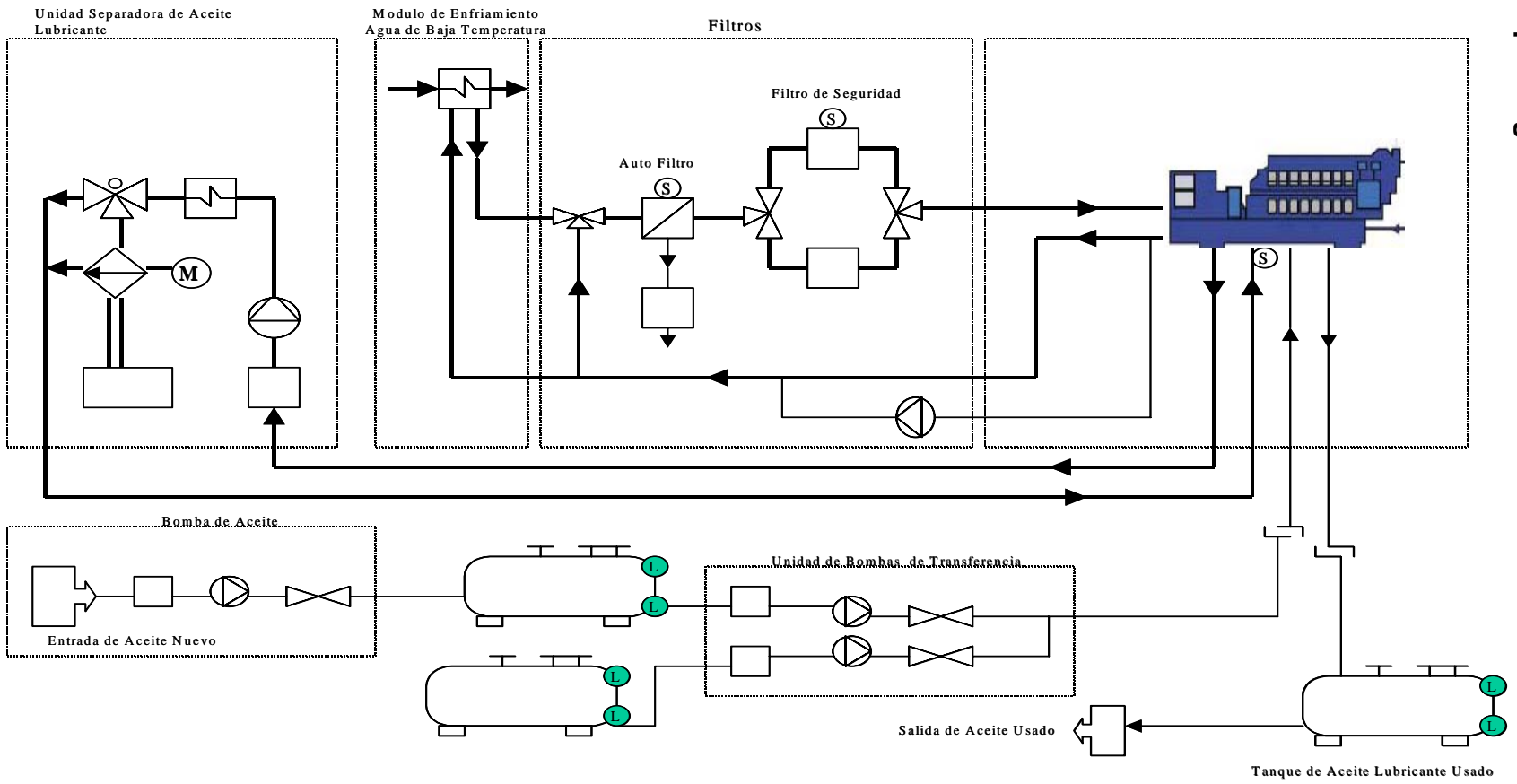


Figura 24. Esquema general Sistema de Aceite.



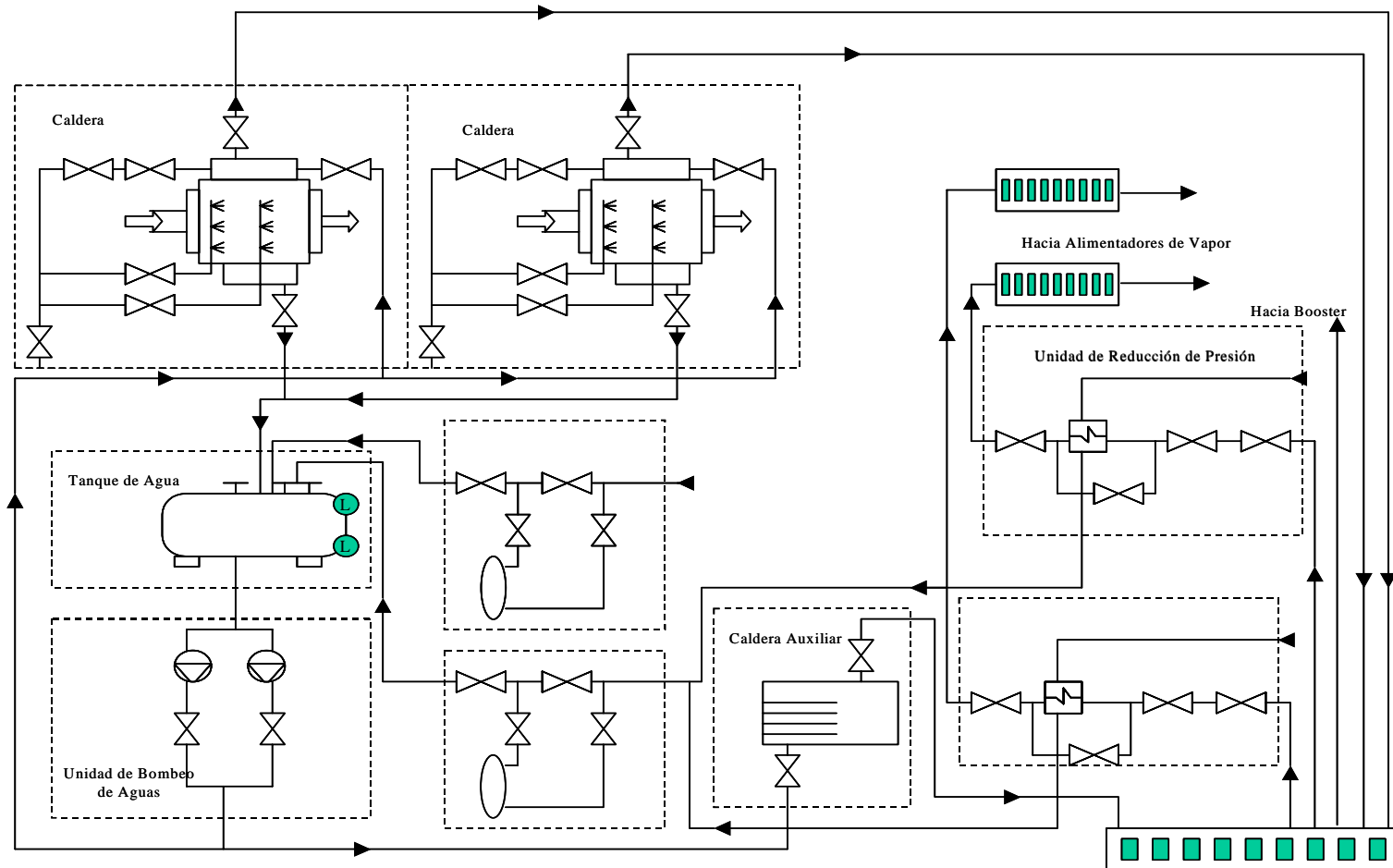


Figura 25. Esquema general Sistema de Vapor

5. ASPECTOS ECONÓMICOS DE LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA POR MEDIO DE ORIMULSION

5.1. Determinación de Costos de Generación

El costo de un kilowatt-hora generado se integra por tres partes:

- Costo de inversión
- Costos del Combustible
- Costos de operación y mantenimiento

Estos tres costos se presentan en diferentes momentos de la vida de un proyecto eléctrico, los costos de inversión son los que se originan durante las etapas de estudio y de construcción de un proyecto; los costos de operación y combustible son los asociados directamente con los bienes y servicios que se consumen directamente durante la producción de energía.

5.2. Calculo del costo nivelado

El costo nivelado es un concepto que sintetiza la información económica disponible acerca de un proyecto. Su valor expresa el costo medio del bien o servicio producido y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto.

5.3. Costo nivelado por concepto de inversión

El costo nivelado por concepto de inversión se define como el valor que multiplicado por el valor presente de la generación neta de una central, considerando su vida útil, es igual al valor presente de los costos incurridos en la construcción.

$$VP_{INV} = CNI * VP_{GEN}$$

5.4. Aspectos del costo nivelado de inversión

El costo nivelado por concepto de inversión abarca los aspectos técnicos y económicos que definen a cada tecnología, entre estos se encuentran:

- La potencia de la central
- El costo del equipo y su instalación
- El programa de inversión
- El factor de planta medio
- La vida económica
- La tasa de descuento

En general, la fórmula para la obtención del costo nivelado es la siguiente:

$$CNI = \frac{\sum I_t (1 + i)^{-t}}{\sum GNA_t (1 + i)^{-t}}$$

en donde :

CNI = Costo nivelado del MWH por inversión

I_t = Inversión en el año t de construcción

GNA_t = Generación neta anual en el año t (en MWh)

i = Tasa de descuento (como fracción de la unidad)

Si la generación neta anual (GNA) se supone constante la fórmula se puede simplificar a:

$$CNI = \frac{i(1+i)^{n-1}}{(1+i)^n - 1} * \frac{1}{(GAU * C)} * \sum I_t(1+i)^{-t}$$

en donde:

C = Capacidad de la central (MW)

GAU = generación anual unitaria en MWh/MW

$$= (1 - up) * fp * 8,760$$

up = usos propios (%)

fp = factor de planta promedio (%)

8,760 = número de horas en un año

5.5. Determinación del costo de generación de una planta que utiliza Orimulsion vrs una que utiliza HFO

5.5.1. Costo de Inversión Orimulsion

Capacidad instalada	=	150 MW		
Factor de planta	=	0.80		
Vida útil	=	20 años		
Tasa de descuento	=	10%		
Factor de usos propios	=	3%		
Costo de inversión	=	1,000 US\$/kw (150.0 Millones de dólares)		
Tiempo de Construcción	=	2 años		
Inversion	año -2	año - 1		Total

Miles de dolares	90,000	60,000	150,000
Porcentaje	60	40	100

1. Costo Unitario de Inversión

$$\begin{aligned} \text{CU} &= I / C = 150.0 * 10^6 / 150,000 \\ &= 1,000 \text{ US\$/kw} \end{aligned}$$

2. Generación Neta Anual

$$\begin{aligned} \text{GNA} &= (1 - \text{up}) * \text{fp} * 8,760 \\ &= (1 - 0.03) * 0.80 * 8760 \\ &= 6,797.76 \text{ horas} \end{aligned}$$

3. Factor de recuperación de capital

$$\frac{i(1+i)^{n-1}}{(1+i)^n - 1} = \frac{0.1(1+0.1)^{20-1}}{(1+0.1)^{20} - 1} = 0.1067814$$

$$\text{frc}(i,n) / (1+i) = 0.1067814 / (1+0.1) = 0.097074$$

4. Factor de valor presente

$$(60/100) * (1.10)^2 + (40/100) * (1.10) = 1.166$$

5. Costo Nivelado de inversión:

$$\begin{aligned} \text{CNI} &= (1,000 / 6,797.76) * 0.097074 * 1.166 = 0.01665 \text{ US\$/kwh} \\ &= 16.65 \text{ US\$/MWH} \end{aligned}$$

5.5.2. Costo de Inversión HFO

Capacidad instalada	=	150 MW		
Factor de planta	=	0.80		
Vida útil	=	20 años		
Tasa de descuento	=	10%		
Factor de usos propios	=	3%		
Costo de inversión	=	900 US\$/kw (135.0 Millones de dólares)		
Tiempo de Construcción	=	2 años		
Inversion	año -2	año - 1		Total
Miles de dolares	81,000	54,000		135,000
Porcentaje	60	40		100

1. Costo Unitario de Inversión

$$\begin{aligned} CU = I / C &= 135.0 * 10^6 / 150,000 \\ &= 900 \text{ US\$/kw} \end{aligned}$$

2. Generación Neta Anual

$$\begin{aligned} \text{GNA} &= (1 - up) * fp * 8,760 \\ &= (1 - 0.03) * 0.80 * 8760 \\ &= 6,797.76 \text{ horas} \end{aligned}$$

3. Factor de recuperación de capital

$$\frac{i(1+i)^{n-1}}{(1+i)^n - 1} = \frac{0.1(1+0.1)^{20-1}}{(1+0.1)^{20} - 1} = 0.1067814$$

$$\text{frc}(i,n) / (1+i) = 0.1067814 / (1+0.1) = 0.097074$$

4. Factor de valor presente

$$(60/100) * (1.10)^2 + (40/100) * (1.10) = 1.166$$

5. Costo Nivelado de inversión:

$$\begin{aligned} \text{CNI} &= (900 / 6,797.76) * 0.097074 * 1.166 = 0.01499 \text{ US\$/kwh} \\ &= 14.99 \text{ US\$/MWH} \end{aligned}$$

5.5.3. Costo del Combustible Orimulsion vrs HFO

Es recomendado utilizar escenarios de precios de los combustibles, de tal forma que se pueda considerar las variaciones de costo del insumo a lo largo de la vida útil de la instalación.

Costo Promedio Orimulsion:

$$49.78 \text{ US\$/TM} * 0.309 \text{ MWh/TM} = 15.38 \text{ US\$/MWH}$$

Costo Promedio HFO:

$$179.69 \text{ US\$/TM} * 0.309 \text{ MWh/TM} = 55.52 \text{ US\$/MWH}$$

Tabla XII. Precios del combustible Orimulsion vrs HFO

MES	PRECIOS DE ORIMULSION	PRECIOS DE HFO
	US\$/TM	US\$/TM
Ene-04	44.55	177.99
Feb-04	46.93	171.21
Mar-04	48.38	158.20
Abr-04	50.00	162.67
May-04	50.00	190.24
Jun-04	50.00	193.23
Jul-04	50.00	178.97
Aug-04	50.73	179.60
Spt-04	53.63	176.94
Oct-04	53.63	207.86
Promedio	49.78	179.69

Fuente: Platts, www.platts.com

5.5.4. Costo de Operación y Mantenimiento

Para poder determinar el costo de operación y mantenimiento es necesario definir inicialmente la cantidad de horas que se espera que corra cada motor de combustión interna en la central hasta completar un ciclo, y a partir de ello conocer cuantos mantenimientos menores, intermedios y mayores serán necesarios en el ciclo, un ciclo lo define el primer mantenimiento mayor conocido por su termino en ingles overhaul.

En la Orimulsion debe recordarse que su contenido de agua provoca que un mantenimiento mayor que normalmente se realiza a las 12,000 hrs en un motor que utiliza HFO, en uno que utiliza Orimulsion se realice a las 8,000 hrs por lo que los intermedios se realizaran a las 4,000 hrs y los menores a las 2,000 hrs; esto según la experiencia de personas calificadas. Implica entonces que cuando un motor de combustión interna que utiliza Orimulsion llegue a su primer Overhall el motor que utiliza HFO apenas estará llegando a su segundo servicio intermedio. Es decir que la cantidad de mantenimientos cuando se utiliza Orimulsion aumenta en comparación a cuando se utiliza HFO en una misma escala de tiempo. El costo de operación y mantenimiento esta integrado por dos variables una fija que equivale a los pagos por planilla e insumos, la cual equivale a un 50% del total del costo y una segunda componente compuesta por los repuestos la cual equivale al otro 50%. A continuación se presenta el calculo de dicho costo tanto para Orimulsion como para HFO.

No de Motores instalados	=	9
Factor de utilización de los motores	=	80%
Capacidad instalada	=	150MW

Figura 26. Comparación escala de tiempo O&M Orimulsion vrs HFO

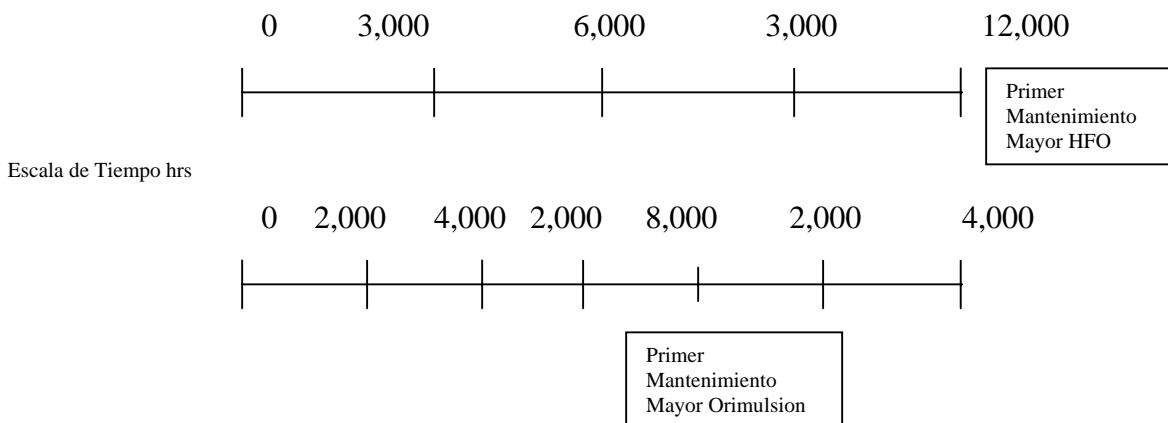


Tabla XIII. Comparación mantenimientos Orimulsion vrs HFO

Tipo de Mantenimiento	Costo \$		Costo \$		Incremento %
	Orimulsion 9 motores	HFO 9 motores	Orimulsion 9 motores	HFO 9 motores	
Menor	27	18	1,080,000	720,000	50%
Intermedio	18	9	2,400,000	1,200,000	100%
Mayor	9	9	1,800,000	1,800,000	0%
Total	54	36	5,280,000	3,720,000	42%

Costo Total O&M Orimulsion = Costo Fijo (50%) + Costo Variable (50%)

$$\$ 5,280,000 + \$ 5,280,000 = \$ 10,560,000$$

Costo Total O&M HFO = Costo Fijo (50%) + Costo Variable (50%)

$$\$ 3,720,000 + \$ 3,720,000 = \$ 7,440,000$$

Producción en el Ciclo = 150MW * 0.80 * 12,000 hrs = 1,440,000 MWh

Costo Unitario O&M Orimulsion = \$10,560,000 / 1,440,000 MWh = 7.33 \$/MWh

Costo Unitario O & M HFO = \$7,440,000 / 1,440,000 MWh = 5.16 \$/MWh

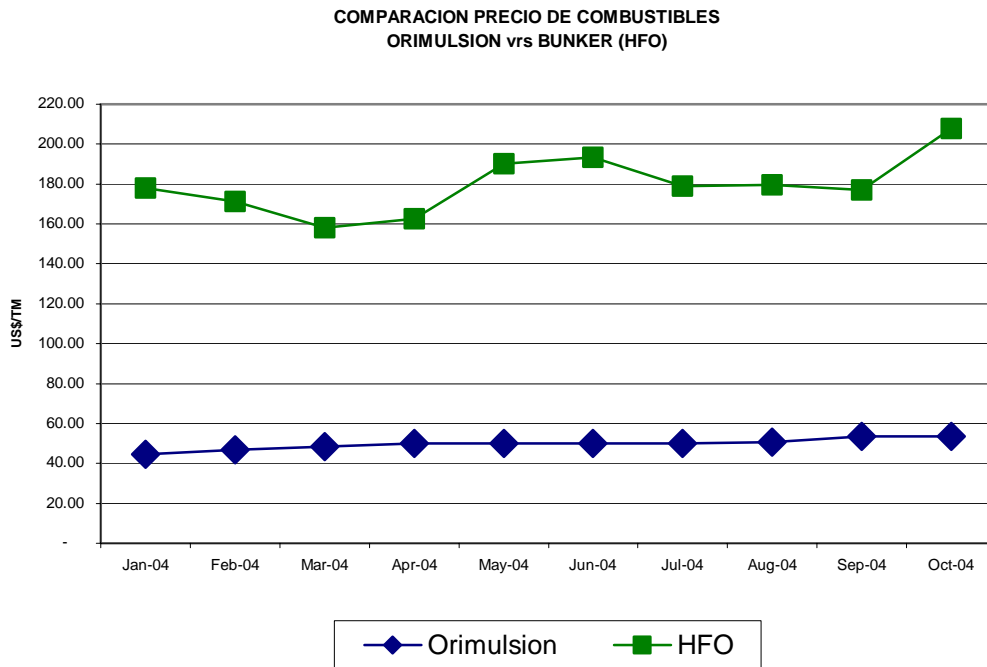
	Orimulsion	HFO
	\$/MWH	\$/MWH
Costo Inversion	16.65	14.99
Costo Combustible	15.38	55.52
Costo Mantenimiento	7.33	5.16
COSTO TOTAL	39.36	75.67

5.6. Análisis Comparativo del Costo de ésta aplicación contra otras Formas de Generación

En Guatemala, la demanda de energía eléctrica es suplida por medio de un despacho económico de carga; este concepto establece que todas las centrales de generación de energía en el país deben trasladar semanalmente su costo a un ente denominado Administrador del Mercado Mayorista (AMM), este se encarga de auditar que el costo que declara cada central sea razonable en cuanto a seguir las tendencias de variación de precios de los combustibles que son utilizados por cada una, o en el caso de las centrales hidroeléctricas, la variación en los niveles de los embalses.

Posteriormente a esta revisión se ordenan las centrales de forma ascendente en relación a su declaración de costo, las más económicas entonces son despachadas de primero y así sucesivamente hasta llegar a la central que cubre la totalidad de la demanda que esta siendo requerida en cada hora del día esta ultima central determina el precio de venta del de esa hora. Esta declaración es de conocimiento publico lo que permite observar la posición o competitividad que posee una central que utiliza orimulsion, en la tabla 14 se muestran estas posiciones para las dos estaciones que se dan en el año, invierno y verano.

Figura 27. Comparación precio de combustibles Orimulsion vrs Bunker



Fuente: Platts, www.platts.com

La competitividad de una planta que utiliza Orimulsion radica en la gran diferencia de precios que existe entre este combustible y los precios del búnker C, en la figura 27 puede ser apreciada esta gran diferencia.

**Tabla XIV. Competitividad planta de Orimulsi3n, despacho
econ3mico de carga**

INVIERNO Septiembre - 2005		VERANO Mayo-2005	
Planta	US\$/MWh	Planta	US\$/MWh
CALDERAS	-	CALDERAS	-
CANADA	-	CANADA	-
LAS VACAS	-	LAS VACAS	-
PASABIEN	-	PASABIEN	-
EL PORVENIR	-	EL PORVENIR	-
POZA VERDE	-	POZA VERDE	-
RENACE	-	RENACE	-
EL SALTO	-	EL SALTO	-
SECACAO	-	SECACAO	-
SAN JOSE	-	SAN JOSE	-
SANTA MARIA	-	SANTA MARIA	-
TULULA	-	TULULA	-
ZUNIL	-	ZUNIL	-
LOS ESCLAVOS	10.54	ORIMULSION	23.00
CHIXOY	13.53	SAN JOSE 2	27.50
ORIMULSION	23.00	ESPERANZA	44.93
AGUACAPA	24.71	GGGFII	45.14
SAN JOSE 2	27.50	LAS PALMAS 1	45.14
RIO BOBOS	34.86	AMATEX	45.51
JURUN MARINALA	43.14	LAS PALMAS 3	46.27
ESPERANZA	44.25	CHIXOY	46.81
GGGFII	44.47	GENOR	49.17
LAS PALMAS 1	44.47	JURUN MARINALA	49.43
LAS PALMAS 3	45.58	SIDEGUA	49.62
AMATEX	47.67	ENRON I & II	49.74
GENOR	48.28	GENERADORA PROGRESO	50.87
SIDEGUA	48.73	RIO BOBOS	51.34
ENRON I & II	49.02	AGUACAPA	52.46
GENERADORA PROGRESO	50.17	LOS ESCLAVOS	54.60
TEXTILES DEL LAGO	54.95	TEXTILES DEL LAGO	55.95
INGENIOS	60.21	INGENIOS	60.63
SIDEGUA BLOQUE 2	69.22	SIDEGUA BLOQUE 2	70.49
TAMPA G1	71.34	TAMPA G1	72.65
ESCUINTLA GAS 5	74.63	ESCUINTLA GAS 5	75.99
LAG VAPOR 3	77.98	LAGUNA VAPOR 3	79.41
LAG VAPOR 4	77.98	LAGUNA VAPOR 4	79.41
LAG GAS	81.41	LAGUNA GAS	82.90
SYS	81.41	SYS	82.90
ESCUINTLA VAPOR 2	84.20	ESCUINTLA VAPOR 2	85.74
ESCUINTLA GAS	89.01	ESCUINTLA GAS	90.64
GENERADORA PROGRESO 2	89.01	GENERADORA PROGRESO 2	90.64
LAG GAS 4	144.34	LAGUNA GAS 4	146.98

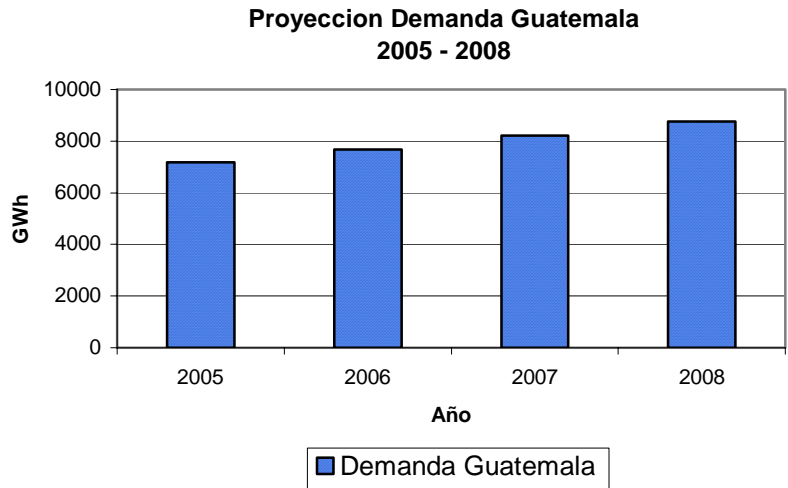
Fuente: SDDP

5.7. Impacto Económico en el Sistema Nacional Interconectado

Para poder establecer el impacto económico que ocasiona el introducir una planta térmica que utiliza Orimulsion como fuente de energía, en el Mercado de electricidad guatemalteco se pueden utilizar modelos matemáticos que representen las incertidumbres relacionadas en la operación real del SNI (Sistema nacional interconectado) y que simulen la evolución de sus condiciones operativas a lo largo de un horizonte de estudio, el modelo matemático que es utilizado de forma general en el mercado local es el SDDP (Stochastic Dual Dynamic Program), este es utilizado para la planificación operativa de sistemas hidrotermicos.

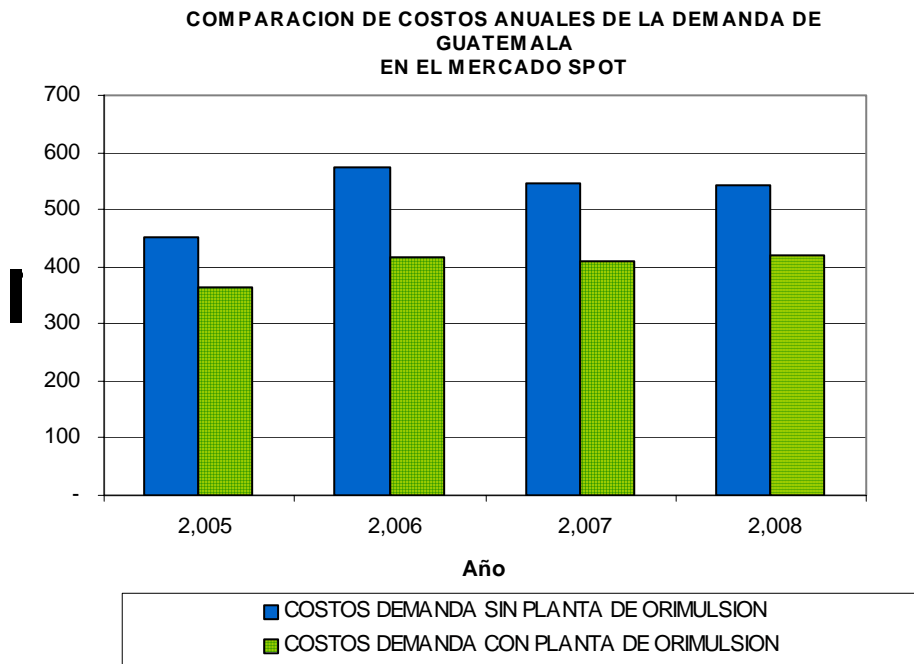
Se utilizo entonces este programa para poder medir el impacto económico que produce una planta que opera con Orimulsion dentro del mercado local, la planta simulada es de una capacidad de 164MW, la simulación se realizo para un período de cinco años esto es equivalente a 60 etapas (mensuales) la etapa inicial es enero de 2005 y cuatro bloques de demanda, el precio de la maquina de falla utilizada es de 800 US\$/MWh, el tipo de estudio realizado es estocástico, para el cual se tomaron en cuenta 30 series forward y 10 series backward y el año inicial utilizado para la hidrologia es 1994. La segunda simulación se realizo bajo las mismas condiciones con la única diferencia de que no se tomo en cuenta la planta de Orimulsion de 164MW. Los resultados obtenidos se encuentran en los Anexos A y B. Los resultados que interesan en nuestro estudio están tabulados en la tabla 14 entre estos se encuentran la demanda por mes, los precios promedio mensuales de cada simulación y los costos asociados a la demanda si esta es abastecida en su totalidad a través del mercado de oportunidad (spot) Los valores de la demanda de Guatemala están representados en la figura 28.

Figura 28. Proyección demanda de Guatemala 2005 – 2008



Fuente: SDDP

Figura 29. Comparación de los costos anuales de la demanda de Guatemala abasteciéndose en el mercado spot.



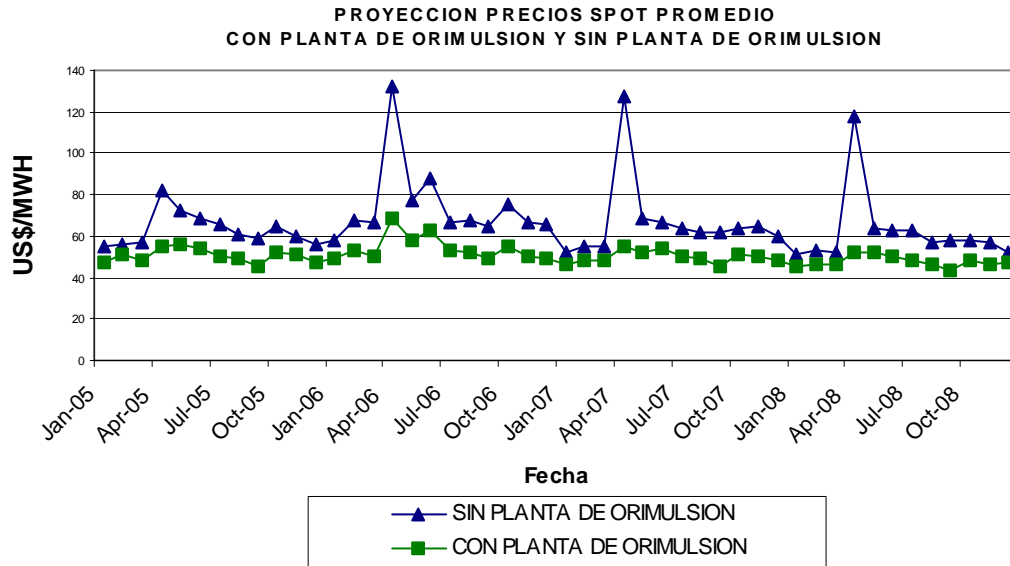
Fuente: SDDP

Tabla XV. Resultados obtenidos con el modelo SDDP

	PRECIOS SPOT		DEMANDA DE GUATEMALA	VALORIZACION ENERGIA DEMANDADA AL SPOT	
	SIN PLANTA DE ORIMULSION	CON PLANTA DE ORIMULSION		SIN PLANTA DE ORIMULSION	CON PLANTA DE ORIMULSION
	US\$/MWH	US\$/MWH		GWH	US\$
01/2005	54.76	47.11	594	32,499,466.50	27,959,785.00
02/2005	56.29	50.73	565	31,775,140.50	28,636,520.50
03/2005	56.83	48.49	596	33,889,517.90	28,911,605.50
04/2005	82.28	55.00	587	48,320,107.50	32,302,087.30
05/2005	72.56	55.76	596	43,268,720.60	33,248,495.40
06/2005	68.53	53.93	582	39,875,861.30	31,381,285.10
07/2005	65.80	50.49	610	40,117,040.60	30,786,191.80
08/2005	61.00	49.60	609	37,125,817.20	30,188,994.40
09/2005	58.43	45.37	587	34,284,963.60	26,621,942.40
10/2005	65.08	51.79	611	39,770,388.00	31,645,813.50
11/2005	59.72	50.87	605	36,122,208.40	30,771,263.00
12/2005	55.88	47.69	629	35,147,891.00	29,995,123.00
01/2006	57.47	49.03	636	36,531,136.20	31,167,099.60
02/2006	67.64	53.12	604	40,880,407.20	32,103,310.40
03/2006	66.53	50.63	639	42,490,794.90	32,338,658.40
04/2006	132.74	68.48	629	83,493,460.00	43,075,178.00
05/2006	77.70	57.55	639	49,620,497.20	36,752,068.60
06/2006	87.95	62.67	623	54,807,324.00	39,055,320.80
07/2006	67.08	53.20	653	43,791,782.40	34,730,265.60
08/2006	67.75	51.93	652	44,158,146.40	33,846,670.40
09/2006	64.50	48.88	629	40,541,557.00	30,727,225.20
10/2006	75.29	55.18	655	49,294,981.80	36,126,346.00
11/2006	66.79	50.40	648	43,261,178.40	32,642,784.60
12/2006	65.48	49.35	674	44,115,223.40	33,247,768.70
01/2007	52.15	46.38	680	35,459,960.00	31,537,720.00
02/2007	55.02	48.06	647	35,569,137.00	31,072,083.00
03/2007	55.48	48.09	683	37,910,850.60	32,859,213.70
04/2007	127.04	54.60	673	85,472,512.00	36,734,880.00
05/2007	68.75	52.60	683	46,958,299.00	35,925,117.00
06/2007	67.10	53.62	667	44,733,569.90	35,745,787.20
07/2007	64.02	50.34	698	44,709,472.80	35,158,852.80
08/2007	61.44	49.19	697	42,836,665.20	34,295,965.20
09/2007	61.89	45.81	672	41,608,647.00	30,796,046.10
10/2007	63.96	51.31	700	44,792,588.60	35,930,292.10
11/2007	64.23	49.96	693	44,502,195.40	34,617,284.00
12/2007	59.64	48.33	721	42,982,548.00	34,833,593.10
01/2008	51.13	45.84	726	37,111,605.60	33,272,123.60
02/2008	52.85	46.65	690	36,474,309.20	32,196,449.60
03/2008	52.43	45.88	729	38,235,740.40	33,460,284.00
04/2008	117.61	52.24	718	84,455,741.00	37,512,825.90
05/2008	63.35	51.97	729	46,191,903.20	37,897,982.40
06/2008	62.73	50.64	712	44,642,094.20	36,038,352.90
07/2008	62.48	47.80	746	46,583,596.80	35,641,916.80
08/2008	56.56	46.45	744	42,091,207.80	34,566,601.60
09/2008	57.67	43.91	718	41,386,170.50	31,512,771.60
10/2008	58.01	48.25	747	43,352,937.00	36,062,050.00
11/2008	56.62	46.75	740	41,873,193.60	34,576,300.00
12/2008	52.04	47.38	769	40,034,372.00	36,447,126.10

Fuente: SDDP.

Figura 30. Proyección de precios spot promedio



Fuente: SDDP

En la figura 30 se aprecian valores elevados de precios que oscilan entre los 118 a 132 US\$/MWH, estas son señales de déficit en las horas de máxima demanda de días laborales, los precios en las horas del valle y de la mínima también se presentan altos pero sin reflejar déficit, estos valores se dan en la simulación en los meses de abril de cada año debido a que la oferta económica proveniente de las centrales hidroeléctricas es baja por lo que su costo asociado de oportunidad es mas alto comparado con otros periodos del año. El efecto práctico en la simulación es que existe mayor despacho de generación térmica incluyendo plantas con costos operativos muy altos y de baja eficiencia, particularmente la oferta de todas las centrales llega a ser menor a la demanda de energía reflejando déficit en el suministro de electricidad e incrementando el volumen de energía no servida la cual tiene un costo asociado muy alto por las implicaciones económicas y sociales que tiene; en el presente estudio se utilizo un valor promedio de 800 US\$/MWh para esta energía.

6. IMPACTO AMBIENTAL

Las emisiones de aire contaminante que provienen de la quema de Orimulsion son fundamentalmente parecidas a aquellas que provienen de combustibles fósiles.

Desde la perspectiva de emisiones de aire contaminante, la Orimulsion se comporta como el búnker C, las tecnologías que se pueden aplicar para el control de emisiones contaminantes son diferentes a las utilizadas con el búnker C pero de igual forma permiten que estos niveles contaminantes estén en los estándares. La diferencia más importante en las características de emisiones es que las emisiones de PM parecen ser relativamente menores en tamaño que las de búnker C.

Las emisiones de trióxido de sulfuro de la Orimulsion también parecen ser de alguna forma más grandes que las de otros tipos de combustible. Son mas largas debido a los elevados niveles de sulfuro y vanadio. Las emisiones de metales como níquel y vanadio también pueden ser mayores que las de combustibles fósiles. El test de toxicidad pulmonar de absorción de PM debido a la Orimulsion parece comportarse de manera bastante similar a la del Combustible No. 6. Los resultados de pruebas realizadas en plantas térmicas que utilizan Orimulsion indican que las emisiones que son producidas por la combustión pueden ser adecuadamente controladas usando equipos para emisión de contaminantes comercialmente accesibles. Como en cualquier aplicación, apropiadamente diseñada, la operación y el mantenimiento son necesarios para asegurar el correcto desempeño.

6.1. Derrames

El comportamiento de la Orimulsion en un derrame es significativamente diferente del comportamiento de la mayoría de los combustibles fósiles.

Los combustibles emulsificados se comportaran muy diferente a como los combustibles no emulsificados debido a la presencia del surfactante.

El surfactante actuara para prevenir la combinación de las partículas en partículas mas largas o en charcos, la presencia del surfactante y la densidad del tipo de combustible provocan derrames que no flotan y que no son fácilmente controlados. En segundo lugar la Orimulsion cae en la categoría de aceites no-flotantes. Esta característica de la Orimulsion resulta en una probabilidad de su hundimiento o permanencia debajo de la superficie en un escenario de derrame, haciendo difícil rastrear cualquier derrame o recuperación de combustible, y lo cual puede incrementar su potencial de contaminar el agua potable publica. Mientras que los exámenes han sido conducidos en recuperación de derrames de Orimulsion en agua marina, ha habido poco trabajo realizado en derrames de Orimulsion en agua pura.

6.2. Toxicidad

Los mayores huecos en el entendimiento del comportamiento de la Orimulsion están en las áreas de los efectos en la inhalación de finas partículas y metales de transición, y la respuesta y efectos que produce la Orimulsion en el derrame del mismo en agua pura. Hay indicaciones de que el exponerse a la inhalación de finas partículas (partículas más pequeñas que 2.5 μm de diámetro) y los metales de transición contribuyen a los efectos adversos para la salud.

6.3. Residuos Sólidos

La recuperación de Ni y de V que provienen de la ceniza que produce quemar Orimulsion esta siendo revisada. A pesar de que la ceniza de la Orimulsion no tratada es menos densa que la ceniza que proviene del carbón o del búnker C, el manejo de la ceniza puede ser mejorado a través de la modificación de los recuperadores de ceniza y de la adición de agua para mejorar la aglomeración de la misma.

CONCLUSIONES

1. Es, completamente, viable sustituir la utilización de búnker C en una planta térmica convencional que utilice motores de combustión interna, por la utilización de Orimulsión a pesar de que este último es una emulsión -bitumen natural – agua- y no un derivado del petróleo crudo.
2. Se deben realizar modificaciones importantes en tres de los componentes de los motores de combustión interna para que estos tengan la capacidad de soportar las elevadas temperaturas a las que se inyecta la orimulsión, estos componentes son: la roseta de inyección, la bomba de inyección y la línea de suministro del combustible.
3. Dentro del equipamiento que debe ser adicionado para que la planta térmica que utilizara orimulsión funcione, apropiadamente, se encuentran dos componentes que se colocaran previo a la inyección del combustible estos son: un homogenizador de combustible y un tanque mezclador de combustible y dos componentes más a la salida de la combustión del mismo, un precipitador electrostático (ESP) y un sistema de desulfurización de gases de escape (FGD) estos últimos para cumplir con los requerimientos de impacto ambiental del país.

4. El impacto económico que produciría el sustituir el uso de búnker C por Orimulsión en una planta térmica con una capacidad de 150 MW es de una reducción del 48% en sus costos de producción, simultáneamente, la demanda local de energía eléctrica se vería favorecida en una reducción del 20% de sus costos de compra, si esta se abasteciera, únicamente, en el mercado spot, ambos efectos debidos a los bajos precios que tiene el abastecimiento de Orimulsión en comparación con otros tipos de combustibles fósiles.

5. La quema de Orimulsión produce mayores niveles de elementos contaminantes como lo son sulfuro, vanadio y níquel esto debido a su composición química por lo que la adición de los equipos ESP y FGD a la planta térmica convencional son de carácter obligatorio para normalizar estas emisiones y evitar el impacto ambiental.

RECOMENDACIONES

1. Si una planta toma la determinación de sustituir el combustible en uso por la Orimulsión, es recomendable entablar un contrato de suministro del mismo a largo plazo, pues, actualmente, existe inestabilidad política en el mayor productor del mismo, Venezuela, lo que conlleva a una alta incertidumbre en cuanto a su producción y a su precio.
2. Tomar como base la experiencia y desempeño de centrales térmicas existentes que utilizan como combustible la Orimulsión, debido a las características químicas del mismo podrían provocar un desgaste prematuro en los componentes mecánicos del motor.

BIBLIOGRAFÍA

1. "Maquinas Motrices Generadores de Energía Eléctrica", Enciclopedia CEAC de Electricidad, Barcelona - España, abril 1972.
2. "Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos Actualizados a 2000)", Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), México, D.F México, 13 de agosto de 2001.
3. "Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos Actualizados a 2001)", Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), México, D.F México, 30 de agosto de 2002.
4. "Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos Actualizados a 2002)", Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), México, D.F México, 17 de septiembre de 2003.
5. "Environmental Impacts of the Use of Orimulsion, Report to Congress on Phase 1 of the Orimulsion Technology Assessment Program, Volumen 1: Excecutive Summary, Report, and Appendix A", Environmental Protection Agency, Washington D.C, U.S.A, Julio 2001.
6. "Modelo SDDP, Manual del Usuario, Versión 7.1", PSRI, Río de Janeiro, Brazil, Agosto de 2002.

