

**METODOLOGÍA PARA REPOTENCIAR O RETIRAR PLANTAS TÉRMICAS DE
TECNOLOGÍA NO RECIENTE**

**CÉSAR ALBERTO CAMARGO GUTIÉRREZ
LINA ROCIO JIMÉNEZ FEDULLO**

**Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de
ingenieros mecánicos**

**Director
ENRIQUE VANEGAS
Ingeniero Eléctrico**

**CORPORACIÓN UNIVERSITARIA TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
CARTAGENA DE INDIAS**

2003

**METODOLOGÍA PARA REPOTENCIAR O RETIRAR PLANTAS TÉRMICAS DE
TECNOLOGÍA NO RECIENTE**

**CÉSAR ALBERTO CAMARGO GUTIÉRREZ
LINA ROCIO JIMÉNEZ FEDULLO**

**CORPORACIÓN UNIVERSITARIA TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
CARTAGENA DE INDIAS**

2003

RESUMEN DEL INFORME FINAL

**TITULO: METODOLOGÍA PARA REPOTENCIAR O RETIRAR PLANTAS
TÉRMICAS DE TECNOLOGÍA NO RECIENTE**

**AUTORES: CÉSAR ALBERTO CAMARGO GUTIÉRREZ
LINA ROCIO JIMÉNEZ FEDULLO**

OBJETIVO GENERAL: EVALUAR LA OPERACIÓN, EFICIENCIA Y RENTABILIDAD DE LAS UNIDADES PARA UN DETERMINADO PERIODO, PARA PRESENTAR SUGERENCIAS QUE PERMITAN ADOPTAR PLANES DE REPOTENCIACIÓN O RETIRO; CIÑÉNDOSE A LAS RESOLUCIONES EMITIDAS POR LA CREG EN CUANTO A LA RENTABILIDAD, EFICIENCIA Y OPERACIÓN DE LA UNIDAD EN ESTUDIO.

METODOLOGÍA: PARA EL DESARROLLO DE ESTE TRABAJO DE GRADO INICIAMOS CON EL PROCESO DE INFORMACIÓN Y REVISIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y FINANCIERAS DONDE SE ESTABLECIERON PARÁMETROS Y VARIABLES; PARA ASI ESTABLECER UN DIAGNOSTICO SOBRE LAS PARTES TÉCNICAS, LUEGO REALIZAREMOS ABSTRACCIONES QU ENOS PERMITA CONOCER LAS TECNOLOGÍAS MAS MODERNAS, PARA ASI ARROJAR RESULTADOS DE DIAGNOSTICOS Y EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO TÉCNICO ECONOMICO DE ESTA PLANTA Y

VALORES TÍPICOS DE OPTIMIZACIÓN SE ANALIZA LA DECISIÓN ENTRE EL RETIRO, REPOTENCIACIÓN O CONTINUAR OPERANDO LA PLANTA.

RESULTADOS: DEJAR UNA METODOLOGÍA QUE PERMITA AL EMPRESARIO Y / O CONTRATISTAS, SEGUIR LOS LINEAMIENTOS NECESARIOS PARA ESTUDIAR UNA UNIDAD TURBOGAS, OBTENIENDO COMO RESULTADOS, EL RETIRO, LA REPOTENCIACIÓN O PERMITIR QUE LA PLANTA SIGA FUNCIONANDO, SIN EMBARGO CUALQUIERA QUE SEA LA DECISIÓN ESTA SUJETA A LAS DIVERSAS CIRCUNSTANCIAS POR LAS QUE SE VE INFLUENCIADA UNA EMPRESA DE ESTE TIPO.

DIRECTOR: INGENIERO ELÉCTRICO ENRIQUE VANEGAS

ASESORES: INGENIERO MECÁNICO JULIO CANTILLO
INGENIERO ELÉCTRICO ARIEL NÚÑEZ

DEDICATORIA

A DIOS LA FUERZA QUE SIEMPRE NOS IMPULSÓ

POR SER LA FUENTE DE LA LUZ QUE NOS ACOMPAÑÓ, NOS AYUDO A CREER EN NUESTRA SUPERACIÓN Y SIEMPRE ESTUVO ALLI EN LOS PEQUEÑOS Y GRANDES LOGROS QUE FUERON ACERCÁNDONOS A NUESTRA META PROFESIONAL.

A NUESTROS PADRES Y HERMANOS

POR EL AMOR, APOYO INCONDICIONAL, SU ACOMPAÑAMIENTO Y FE EN NOSOSTROS PARA IMPULSARNOS Y ESTIMULARNOS EN ESTA BUSQUEDA.

A NUESTRAS FAMILIAS

PORQUE HAN COMPARTIDO Y ESPERADO CON ALEGRÍA VERNOS CULMINAR ESTE SUEÑO.

Y A NUESTROS AMIGOS...

QUE SE UNIERON A ESTA CAUSA, NOS APORTARON PERMANENTEMENTE CON SU APOYO Y ALEGRÍA Y DIERON PARTE DE SU ESFUERZO, CONVIRTIÉNDOSE EN LOS ÁNGELES QUE SIEMPRE APARECÍAN EN EL MOMENTO OPORTUNO Y NOS SERVÍAN CON AMOR

AGRADECIMIENTOS ESPECIALES

INGENIERO ARIEL NUÑEZ NUESTRO ASESOR DE TESIS.

POR HABERNOS COMPARTIDO CON ALEGRÍA Y ESMERO SUS
CONOCIMIENTOS Y VALIOSA EXPERIENCIA

INGENIERO EFRAIN FEDULLO GERENTE DE GENERACIÓN DE CORELCA

POR SU VALIOSO E INCONDICIONAL APOYO, HABERNOS FACILITADO EL
RECURSO HUMANO E INFORMACIÓN ESPECIAL PARA FUNDAMENTAR
NUESTRO ESTUDIO

INGENIERO RAFAEL ANGARITA GERENTE DE TRANSMISIÓN

Y GRUPO DE PROFESIONALES DE TRANSELCA

POR LA ATENCIÓN ESPECIAL Y DISPOSICIÓN PARA COMPARTIRNOS SU
CONOCIMIENTOS Y EXPERIENCIAS.

PROFESORES DE LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLIVAR

QUIENES NOS AYUDARON A FORJAR DIA A DIA NUESTRA CONCIENCIA Y
FUNDAMENTO PROFESIONAL, COMPARTIÉNDONOS SUS CONOCIMIENTOS
Y EXIGIÉNDONOS AL MÁXIMO
HACIA LA EXCELENCIA

Barranquilla, 10 de Abril de 2003

SEÑORES
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA
Cartagena

Reciban un cordial saludo.

La presente tiene por objeto hacerles entrega formal del Trabajo de Grado titulado: "Metodología para Repotenciar o Retirar Plantas Térmicas de Tecnología no reciente". De los Autores: Cesar Camargo Gutiérrez y Lina Rocío Jiménez Fedullo; esperamos con este estudio contribuir al desarrollo de la Facultad.

Cordialmente;

CESAR CAMARGO GUTIERREZ

LINA ROCIO JIMÉNEZ FEDULLO

Barranquilla, 10 de Abril de 2003

SEÑORES
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA
Cartagena

Reciban un cordial saludo.

La presente tiene por objeto hacerles entrega del Trabajo de Grado titulado: "Metodología para Repotenciar o Retirar Plantas Térmicas de Tecnología no reciente". Del cual soy su Asesor. Tesis presentada por los alumnos: Cesar Camargo Gutiérrez y Lina Rocío Jiménez Fedullo.

Cordialmente;

ARIEL NÚÑEZ SUAREZ
Ing. Electricista

Barranquilla, 10 de Abril de 2003

SEÑORES
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA
Cartagena

Reciban un cordial saludo.

La presente tiene por objeto hacerles entrega del Trabajo de Grado titulado: "Metodología para Repotenciar o Retirar Plantas Térmicas de Tecnología no reciente". Del cual soy su Director. Tesis presentada por los alumnos: Cesar Camargo Gutiérrez y Lina Rocío Jiménez Fedullo.

Cordialmente;

ENRIQUE VANEGAS
Ing. Electricista

PAGINA DE ACEPTACION

Nota de aceptación _____

Firma del presidente del jurado _____

Firma del jurado _____

Cartagena, 2 de Junio de 2003

GLOSARIO

Teniendo en cuenta el nuevo marco regulatorio del sector eléctrico, el nuevo marco constitucional e institucional se hace necesario definir algunos conceptos básicos que permite un tratamiento adecuado de los temas de interés en este trabajo de investigación , y sobre todo permiten al lector hacer un seguimiento detallado de los resultados parciales y finales obtenidos en este trabajo.

Letra A

Acceso a las redes: Se entiende como la utilización de los sistemas de transmisión o distribución local mediante el pago de los cargos por uso y conexión correspondientes, con los deberes y derechos que se establecen en el código de redes.

Acceso al sistema de distribución: Es la utilización, por comercializadores y grandes consumidores de energía de los sistemas de distribución de energía por redes, mediante el pago por uso y conexión correspondientes, con los deberes y derechos establecidos en el código de distribución y, en lo pertinente, en los contratos de concesión para distribución local perfeccionados al amparo de la legislación vigente con anterioridad a la vigencia de la Ley 142 de 1994.

Acceso al sistema de transporte: Es la utilización de los sistemas de transporte de energía por redes mediante el pago de cargos por uso y conexión correspondiente, con los deberes y derechos que establece el código de transporte.

Acometida: Derivación de la red local de servicio de energía que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominio la acometida llega hasta el registro de corte general. No incluye el contador o medidor de energía eléctrica.

Actividad de Comercialización de Energía Eléctrica: Actividad consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

Actividades involucradas en la prestación del servicio de energía eléctrica: Se entienden las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

Acuerdo de conexión: Es el que suscriben las partes interesadas para regular las relaciones técnicas, administrativas y comerciales de las conexiones al sistema de Transmisión Nacional, o a un Sistema de Transmisión Regional o a un

Sistema de Distribución Local, el cual incluye el acuerdo de pago del cargo de conexión.

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ASIC: Dependencia del Centro Nacional de Despacho adscrita a Interconexión Eléctrica S.A. "E.S.P.", encargada del registro de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de las transacciones realizadas en la bolsa de energía por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las tareas necesarias para que funcione adecuadamente el SIC.

Agente Económico: Cualquiera de las personas a las que se refiere el artículo 15 de la Ley 142 de 1994.

Agente Comercializador: Es la empresa registrada ante el Administrador SIC que realiza la actividad de comercialización de energía.

Agente Generador: Es la empresa registrada ante el Administrador SIC que realiza la actividad de generación de energía.

ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.

Autogenerador: Agente económico, persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un solo predio de extensión continua, exclusivamente para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o personas vinculadas económicamente. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del SIN, y puede o no, ser el propietario del sistema de generación.

Autogenerador usuario no regulado: Un Autogenerador tiene la categoría de Usuario No Regulado si su demanda máxima es superior al límite de potencia establecido por la CREG con el fin de clasificar a los usuarios.

Autogenerador de usuario regulado: Un autogenerador tiene la categoría de Usuario Regulado si su demanda máxima es igual o inferior al límite de potencia establecido por la CREG con el fin de clasificar los usuarios.

Letra B

Bolsa de energía: Sistema de información manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales para que generadores y comercializadores del mercado mayorista efectúen transacciones de energía hora a hora, adicionales a las establecidas bilateralmente en los contratos de energía, por cantidades y precios determinados por el juego libre de oferta y demanda, de acuerdo a las reglas comerciales definidas en el Reglamento de Operación, para

que el Administrador de Sistemas de Intercambios Comerciales ejecute contratos resultantes en la bolsa de energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y transportadores.

BY-PASS. Parte de una subestación que aísla un interruptor o seccionador para realizar mantenimiento sin que quede indisponible una parte activa de la red.

Letra C

Campos de interrupción. A 500, 230 115kV, constituyen la salida de una subestación o de parte de ésta; generalmente compuestos por interruptor y seccionados adyacentes.

Campos de línea. Conjunto formado por interruptor, seccionadores adyacentes, transformador de corriente, transformador de voltaje, pararrayos y cuchillas de puesta a tierra.

Capacidad de respaldo: Es la capacidad de generación no necesaria para atender las demandas en el sistema de Interconectado Nacional al nivel de confiabilidad del 95%, pero que encuentra disponible para atender las demandas en casos extremos de acuerdo a los criterios de flexibilidad y vulnerabilidad adoptados por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) en la elaboración del plan de expansión de referencia.

Capacidad propia de generación: Es la capacidad disponible por una empresa bien sea en centrales de generación de su propiedad en funcionamiento o en proceso de construcción, o en capacidad de centrales de terceros contratada en firme, o centrales en las cuales tenga una vinculación económica a la fecha de vigencia de la Resolución 009 de 1994.

Capacidad Remunerable Real (CCR): Es la parte de la Capacidad Remunerable Teórica que estuvo disponible para el abastecimiento de la demanda determinada con la metodología descrita en el anexo No.2 de la Resolución No.022 del 12 de marzo y No.098 del 12 de noviembre de 1996.

Capacidad Remunerable Teórica (CRT): Es la capacidad de generación que cada planta hidráulica o unidad térmica aporta en un Despacho Ideal al abastecimiento de la demanda en condiciones hidrológicas determinada con la metodología descrita en los artículos 4 y 5 de la Resolución 022 del 12 de marzo de 1996.

Capacidad Remunerable Teórica (CRT) de la Estación de Verano: Será la suma de las capacidades Remunerables Teóricas, Hidráulicas y térmica durante la estación.

Capacidad Remunerable Teórica (CRT) de la Estación de Invierno: La CRTI de cada unidad térmica o planta hidráulica tomara durante la Estación de Invierno

un valor igual o mínimo entre su Capacidad Remunerable Teórica Individual y su disponibilidad comercial promedia durante la estación de Verano anterior. Esta disponibilidad comercial no incluirá la indisponibilidad correspondiente a los mantenimientos programados. La Capacidad Remunerable Teórica (CRT) de la Estación de Invierno será la suma de las Capacidades Remunerables Individuales.

Capacidad Remunerable Teórica Térmicas (CRTT) de la Estación de Verano: será la suma de las Capacidades remunerables Teóricas Individuales Térmicas.

Capacidad Remunerable Teórica Individual (CRTI): de cada planta hidráulica o unidad térmica, será el promedio de su Capacidad Mensual Despachada (CEMD) en el segmento de punta por el modelo de largo plazo durante los cinco meses de la Estación de Verano.

Capacidad Remunerable Teórica Individual de cada planta hidráulica (CRTIh): Será el promedio de su capacidad despachada en el segmento de punta por el modelo de largo plazo durante los cinco meses de la estación de verano.

Capacidad Remunerable Teórica Individual de cada unidad térmica (CRTI?): Será el promedio de su capacidad en el segmento de punta que fuere requerido por orden de mérito por el modelo de largo plazo para cubrir hasta el nivel de la

demanda máxima en cada mes de la Estación de verano, después de fijada la Capacidad Remunerable Teórica Hidráulica.

Capacidad Remunerable Teórica Hidráulica (CRTH): de la Estación de Verano será la suma de las capacidades remunerables teórica individuales hidráulicas.

CAPT: Comité asesor de planeamiento de la Transmisión

Cargo de Conexión: Suma que el usuario paga a la empresa para cubrir los costos en que éste incurre por conectarlo al servicio de electricidad.

Cargo fijo: Suma que el usuario paga al comercializador de energía eléctrica, asociada con la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel del consumo.

Cargo por capacidad: Cargo que se aplica a la demanda máxima promedio diaria de transporte de gas natural, en un periodo de tiempo dado.

Cargo por uso: Cargo que se aplica al volumen de gas transportado.

Cargo variable: Es un variable que en la Formula de Costos se aplica como factor al consumo facturado.

CEE: Costo Equivalente de Energía del Cargo por Capacidad.

Centro de Despacho de Gas: Es un organismo independiente y autónomo encargado de la planeación, supervisión y control de la operación y despacho del gas combustible en el sistema nacional de transporte. El centro de despacho podrá ser parte de una empresa independiente de transporte.

Centro Nacional de Despacho(CND): Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional y de dar instrucciones a los Centros Regionales de Despacho, en desarrollo de las previsiones contenidas en el Reglamento de Operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del sistema interconectado.

CERE: Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Capacidad.

CNO - El Consejo Nacional de Operaciones, se encarga de acordar los aspectos técnicos que garanticen la operación segura, confiable y económica del Sistema Interconectado Nacional – SIN.

Código de Conexión. Define los términos para que los interesados en conectarse al Sistema de Transmisión Nacional - **STN**, a un Sistema de Transmisión Regional - **STR** o a un Sistema de Distribución Local - **SDL** establezcan su relación con un transportador o distribuidor. Especifica los requisitos técnicos mínimos para el diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento que todo usuario debe cumplir por o para su conexión.

Código de Distribución: Conjunto de disposiciones expedidos por la Comisión con las facultades del numeral 73.22 de la Ley 142 de 1994, a los cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector y otras personas que usen los sistemas de distribución de gas combustible por redes.

Incluye también el conjunto de principios, criterios y procedimientos para realizar la coordinación y la operación de los sistemas regionales de distribución de gas combustible por redes.

Las normas técnicas que expida el Ministerio de Minas y Energía (MME), en particular las que se refieran a la seguridad, harán parte integrante de este código.

Código de Medida. Establece las condiciones técnicas y los procedimientos que se deben tener en cuenta para efectos de lectura, registro y recolección, actividades necesarias para la contabilización de las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado de Energía Mayorista - MEM.

Código de Operación. Contiene los criterios, procedimientos y requisitos de información necesarios para realizar el planeamiento, el despacho económico, la coordinación, la supervisión y el control de la operación integrada del SIN, procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad de servicio, utilizando los recursos disponibles de la manera más conveniente y económica para el país.

Código de Redes: Conjunto de reglas, normas, estándares y procedimientos técnicos expedidos por la Comisión, a las cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector y las demás personas que usen el sistema de transmisión nacional, regional o local, incluye también reglas sobre el uso de redes de distribución, que para sus efectos se denomina “Código de Distribución”.

Cogeneración: Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de una actividad productiva destinada ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales.

Cogenerador: Es aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de Cogeneración, y que puede o no, ser el propietario del sistema de Cogeneración.

Cogenerador usuario regulado: Un cogenerador tiene la categoría de usuario regulado si su demanda máxima es inferior o igual al límite de potencia que para tal fin establece la CREG.

COM: Costo de Operación y Mantenimiento.

Comercialización de energía eléctrica (electricidad): Actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales regulados o no regulados, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

Comercializador o “prestador del servicio”: Empresa que desarrolla la actividad de comercializar energía eléctrica a usuarios finales regulados.

Comercializador de energía eléctrica (electricidad): Personal natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica bien en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad o en forma exclusiva.

Comisión o CREG: La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), es una entidad encargada de expedir las resoluciones, también atiende a los usuarios en los servicios de energía eléctrica y gas combustible para consultar los derechos de petición y recursos, interviene en la creación de condiciones que permitan asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, económica y de viabilidad financiera así mismo la CREG determina límites en las operaciones de áreas de generación y comercialización de empresas integradas verticalmente. Esta comisión se encuentra constituida por cuatro áreas: jurídica, de energía eléctrica, de gas y de información. Organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, según lo previsto en los artículos 69 de la Ley 142 de 1994, y 21 de la Ley 143 de 1994.

Conexión: Es el conjunto de bienes que permiten vincular a un sistema de transporte a los usuarios, a un sistema de distribución, o a un campo productor.

Conexiones al sistema de transmisión nacional: Bienes que permiten conectar un generador, un sistema de transmisión regional, un sistema de distribución local, o un gran consumidor, al sistema de transmisión nacional.

Conexiones del sistema de transmisión regional o distribución local: Bienes que permiten conectar un generador, un sistema de transmisión regional, un sistema de distribución local, o un gran consumidor, a los sistemas de transmisión regional y distribución local.

Conexiones al sistema de transporte: Bienes que permiten conectar un vendedor, un comercializador, un distribuidor o un gran consumidor al sistema nacional de transporte.

Confiabilidad.

1. **En servicios de Conexión**, asegurar el cumplimiento de la disponibilidad pactada en los contratos de conexión.
2. **En servicios de Transmisión de Energía Eléctrica**, asegurar el cumplimiento de los valores críticos de compra de servicio de Coordinación y Operación del SIN de Despacho, la probabilidad de prestar el servicio en el futuro con calidad, seguridad y economía.
3. **En servicios de Telecomunicaciones**, someter la información proveniente en forma directa de las fuentes a procesos internos de validación y revisión por parte de analistas expertos.

Consumidor: Para todos los efectos, tendrá el significado del artículo 14.33 de la Ley 142 de 1994.

Consumo básico o de subsistencia: Es la cantidad mínima de energía eléctrica utilizada en un mes por un usuario típico para satisfacer necesidades básicas que solamente pueden ser satisfechas mediante esta forma de energía final. El consumo básico es de 200 kWh por mes de acuerdo con la ley 188 de 1995. Este consumo es la base para el otorgamiento de los subsidios a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3, tal como se aprecia en el Anexo 2 de la Resolución 114 del 28 de Noviembre de 1996.

Consumo propio: Es el consumo de energía y potencia, requerido por los sistemas auxiliares de una unidad generadora o una subestación.

Contratos de áreas exclusivas de servicio: Contratos en los que el distribuidor se compromete a prestar el servicio de distribución de gas combustible a los estratos bajos, a una tarifa determinada, con el beneficio de que ningún otro distribuidor pueda prestar el servicio a los usuarios residenciales ni a los no residenciales distintos de los grandes consumidores, en el área contratada por un tiempo determinado, en los términos de los artículos 40 y 174 de la Ley 142 de 1994.

Contratos de conexión: Es el que celebran las partes interesadas para regular las relaciones técnicas, administrativas y comerciales de las conexiones al sistema nacional de transporte, el cual incluye el pago de un cargo por conexión.

Contratos firmes: Contratos en los que el productor, el comercializador, el distribuidor o el transportador, se comprometen a vender o transportar, según el caso, un volumen máximo garantizado de gas combustible durante un periodo de tiempo determinado.

Contribución: Suma que el usuario paga al comercializador por encima del costo del servicio.

Costo de prestación del servicio: Es el costo de prestación del servicio, no afectados por subsidios ni contribuciones, sobre el cual se calcula el valor de factura al suscriptor o usuario.

Costo económico: Estimación de los costos en los que incurre la empresa, incluyendo los costos de oportunidad que se derivan de no usar ese dinero u otros factores de producción a su alcance en otros propósitos alternativos.

Criterios de variabilidad empresarial: Conjunto de criterios e indicadores que permiten concluir sobre la viabilidad empresarial de una entidad o de una actividad integrada. Los criterios que se utilizarán para evaluar la viabilidad empresarial, son los siguientes:

- a. Valor en libros patrimonio- el criterio principal, tal y como lo establece el artículo 181 de la Ley 142, es la verificación de si la empresa tiene o no, un valor patrimonial positivo.
- b. Liquidez, rentabilidad, endeudamiento y eficiencia operacional.

Letra D

Demanda suplementaria: Es la demanda adicional máxima (MW) que puede requerir un autogenerador conectado al SIN para cubrir el 100% de sus necesidades de potencia.

Derecho de conexión: Valor que se paga una sola vez por tener derecho al servicio de energía eléctrica. Incluye el costo de las obras de acometida, de la instalación interna, así como del medidor y del regulador.

Desbalance: Variación del volumen de gas tomado por el remitente, con respecto al volumen contratado por él, durante el mes de entregas.

Despacho Central: Proceso de planeación, programación y control de la operación integrada al Sistema Interconectado Nacional, a cargo del Centro Nacional de Despacho en coordinación con los Centros Regionales de Despacho, que se cumple bajo las reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de

Operación, el Código de Redes y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Despacho ideal: Es la programación de generación que se realiza a posterior por el sistema de intercambios comerciales (SIC), la cual atiende la demanda real con la disponibilidad real de las plantas de generación. Este despacho se realiza considerando la oferta de precios por orden de méritos de menor a mayor, sin considerar las diferentes restricciones que existen en el sistema, excepto por las condiciones de inflexibilidad de las plantas generadoras.

Despacho programado: Es el programa de generación que realiza el Centro nacional de Despacho (CND), denominado Redespacho en el Código de Redes, para atender una predicción de demanda y sujeto a las restricciones del sistema, considerando la declaración de disponibilidad, la oferta en precios asignando la generación por orden de méritos de menor a mayor.

Despacho real: Es el programa de generación realmente efectuado por los generadores, el cual se determina con base en las mediciones en las fronteras de los generadores.

Disponibilidad comercial: Es la disponibilidad calculada por el SIC, la cual considerada la declaración de disponibilidad de los generadores, modificada

cuando se presenten cambios en las unidades de generación en la operación del sistema.

Distribución de electricidad: Es la actividad de transportar energía a través de una red de distribución a voltajes iguales o inferiores a 115 KV, bien sea que esa actividad se desarrolle en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

Distribuidor de electricidad: Persona natural o jurídica que distribuye electricidad, bien sea en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, o en forma exclusiva.

Distribuidor local: Persona natural o jurídica que opera y transporta energía eléctrica en un sistema de distribución local.

DNP: Departamento Nacional de Planeación.

DTF: Depósito a Término Fijo.

Letra E

Eficiencia: Es una medida de la productividad que expresa la relación entre la cantidad que se usa de un factor de producción y la producción que se obtiene con él, medida en unidades físicas y monetarias.

Empresa: Persona natural o jurídica que desarrolle cualquiera de las actividades a que se refiere el artículo 25 del Código de Comercio, las empresas industriales y comerciales del Estado y especialmente, las empresas de servicios públicos a las que se refiere la ley 142 de 1994. Mientras se transforman en una empresa de servicio público o en empresa industrial y comercial del Estado, lo son igualmente los Establecimientos Públicos.

Persona natural o jurídica que según lo dispuesto por el artículo 15 de la Ley 142 de 1994 genera, distribuye o comercializa energía eléctrica, bien sea que desarrolle una de esas actividades en forma exclusiva o en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal. (Resolución No. 128 del 16 de diciembre de 1996).

Empresas de servicios públicos: Las que regula el capítulo I del Título I, de la Ley 142 de 1994.

Empresa Privada de acueducto: Empresa cuyo capital está conformado por aportes particulares y tienen como objeto social la distribución municipal de agua apta para el consumo humano. Las entidades surgidas de convenios internacionales que tienen la misma finalidad, se incluirán en esta definición.

Empresa Mixta de acueducto: Empresa en la cual las entidades territoriales y las entidades descentralizadas territorialmente o por servicios, posean el cincuenta por ciento (50%) de su capital social, y tenga por objeto la distribución municipal de agua apta para el consumo humano.

Energía excedente con garantía de potencia: Es la energía adicional producida por un cogenerador que tiene asociada una potencia constante en un período de tiempo garantizada por el agente, la cual es susceptible de contratar a largo plazo.

Energía excedente sin garantía de potencia: Es la energía producida por el cogenerador que no tiene asociada una potencia constante y es la energía resultante de las fluctuaciones del consumo propio.

Energía Firme: Es el aporte incremental de las plantas de generación de una empresa al sistema interconectado, el cual se efectúa con una confiabilidad de 95% y se calcula con base en una metodología aprobada por la Comisión y en los modelos de planeamiento operativo utilizados en el sistema interconectado.

Energía propia: Es la suma que resulta entre la generación directa de una empresa y toda la energía que generan las empresas con las cuales tienen vinculación económica según la legislación comercial y tributaria. A su vez, se entienden por **generación directa** aquella que produce una empresa con activos de su propiedad bajo su posesión, tenencia, uso, usufructo o cualquier otro título que le permita usar unos activos para generar energía sobre la cual tenga poder de disposición.

Siempre que una empresa se encuentre en cualquiera de los casos, que constituyen vinculación económica según la legislación comercial y tributaria, se entenderá que desarrolla en forma combinada la actividad de generación con la de comercialización o distribución-comercialización.

Energía Suplementaria: Es la energía adicional (MVh) que puede requerir un Autogenerador conectado al SIN para cubrir el 100% de sus necesidades de energía.

Energía y Potencia firmes: Es el aporte incremental de energía y potencia de las plantas de generación de una empresa al Sistema Interconectado Nacional, el cual se efectúa con una confiabilidad de 95% y se calcula con base en una metodología aprobada por la Comisión y en los modelos de planteamiento operativo utilizados en el Sistema Interconectado Nacional.

Estación de invierno: Período comprendido entre el 1º. De mayo y el 30 de noviembre de cada año.

Estación de verano: Período comprendido entre el 1º. De diciembre de cada año y el 30 abril del año siguiente.

Estados Financieros: Balance, estado de pérdidas y ganancias, y de fuentes y usos de fondos.

Estructura tarifaria: El conjunto de los cargos que podrá cobrar el comercializador al usuario final regulado del servicio de energía eléctrica, los cuales comprenden: una tarifa por unidad de energía; una tarifa por unidad de potencia en horas de máxima demanda, cuando su valor no se encuentra incorporado en el de la energía, según la clase de medidor del usuario; un cargo fijo y un cargo por conexión.

Letra F

Factor de Carga: Es la relación entre el flujo medio de gas combustible demandado en un periodo de tiempo y el flujo máximo promedio diario de gas combustible demandado en dicho período.

FAZNI: Fondo de Ayuda a Zonas No Interconectadas

Fenómeno del Niño: fenómeno meteorológico que se da en el Océano Pacífico, cuyo origen mantiene relación con el nivel de la superficie oceánica y sus anomalías térmicas. Es un fenómeno de grandes repercusiones sobre la vida tanto del océano como del continente americano, y en el mundo entero, ya que conlleva fuertes sequías e inundaciones.

Flujo de caja libre descontado: Uno de los criterios utilizados para evaluar la viabilidad empresarial de una entidad o de una actividad, cuya definición exacta, cálculo y utilización respectiva se presenta en el anexo 1 de la Resolución 039 del 21 de mayo de 1996.

Fórmula tarifaria: Conjunto de criterios y de métodos, resumidos por medio de una fórmula, en virtud de los cuales una empresa de servicios públicos sujeta al régimen de libertad regulada puede, directamente, y de tiempo en tiempo, modificar las tarifas que cobra a sus usuarios.

Formulas para el costo de prestación del servicio: Son las ecuaciones que permiten calcular el Costo de Prestación del Servicio, en función de la estructura de costos económicos.

FSSRI: Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso.

Letra G

Gas combustible: Es cualquier fluido que se considere en cualquiera de las tres definiciones posteriores. El gas al que se dirige la regulación de la CREG.

Gas Natural: Es una mezcla de hidrocarburos livianos que existe en la fase gaseosa en los yacimientos, usualmente consistentes en componentes livianos de los hidrocarburos. Se presenta en forma asociada o no asociada al petróleo. Principalmente compuesto por metano.

Gas natural comprimido (GNC): Es una mezcla de hidrocarburos, principalmente metano, cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión y se almacena en recipientes cilíndricos de alta resistencia.

Gas líquido de petróleo (GLP): Es una mezcla de hidrocarburos extraídos del procesamiento del gas natural o del petróleo, gaseosos en condiciones atmosféricas, que se licuan fácilmente por enfriamiento o compresión, principalmente constituido por propano y butano.

Gasoducto independiente o dedicado: Conjunto de tuberías y accesorios que permiten la conducción del gas de manera independiente o dedicada, en los términos del artículo 14.15 de la Ley 142 de 1994.

Generador: Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica por medio de centrales de generación. Que tiene por lo menos una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al Sistema Interconectado Nacional. (Con una capacidad efectiva total en la central superior a los 20MW o una central de capacidad efectiva total menor o igual a 20MW conectada al SIN, que soliciten ser despachados centralmente). Bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

Generación con plantas menores: Es la generación producida con plantas con capacidad efectiva menor a 20MW, operadas por empresas generadoras, productores marginales o productores independientes de electricidad y que comercializan esta energía con terceros, o en el caso de las empresas integradas verticalmente, para abastecer total o parcialmente su mercado. La categoría de Generación con Plantas Menores y la de autogenerador son excluyentes. El régimen de estos últimos es el contenido en la Resolución CREG-084 del 15 de octubre de 1996.

Gran Consumidor: Persona natural o jurídica, con una demanda máxima igual o superior a 0.5 MW por instalación legalizada, o que presente un consumo mensual mayor o igual a 270 KWh, cuyas compras de energía eléctrica se realizan a precios acordados libremente.

Gran consumidor de gas combustible: Es un consumidor de más de 500.000 Pcd. En enero del año 2002, la Comisión evaluará la liberación de consumos inferiores a 500.000 Pcd.

Letra I

Indicador de gestión: Se entiende como la medida cuantitativa que permite efectuar un diagnóstico sobre el comportamiento de una variable de gestión (simple o compuesta) y cuya definición permite establecer metas de gestión, congruentes con objetivos de desempeño derivados del Plan Estratégico.

Inflexibilidad de sistemas de cogeneración: Un sistema de cogeneración es inflexible cuando las técnicas del mismo, hacen que genere en una hora, más energía de la requerida por su proceso productivo.

Inflexibilidad de unidades: Una unidad es inflexible cuando las características técnicas de la unidad hacen que genere en una hora a pesar de que su precio de oferta es superior al costo marginal de sistema, o cuando se modifica la disponibilidad declarada después de la hora de cierre de las ofertas y antes del período de reporte de cambios para el despacho.

Información: Conjunto de documentos, o de datos transmitidos por cualquier medio hábil, acerca de los actos y contratos de una empresa. Incluye documentos

tales como las cuentas, estimativos, formularios y similares que sirven para preparar, tramitar, ejecutar y analizar tales actos y contratos, tenga o no el carácter de prueba para efectos judiciales.

I.P.P: Índice de Precios al Productor Total Nacional.

Letra K

KWh: Kilowatio hora.

Letra L

Libertad regulada: Régimen de tarifas mediante el cual la Comisión de Regulación de energía y Gas fija los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas que presten el servicio público domiciliario de comercialización de energía eléctrica, pueden determinar o modificar los precios máximos que cobrarán a los usuarios finales regulados por el citado servicio. Tales criterios y metodologías se expresan mediante fórmulas tarifarias.

LAC: Liquidador y Administrador de Cuentas del STN.

Letra M

MEM - El Mercado de Energía Mayorista, es otro sistema importante en la investigación porque permite evaluar las operaciones comerciales entre generadores y comercializadores en el Sistema de Intercambio Comercial – SIC, además de presentarse en él la realización de contratos de energía a largo plazo y en bolsa de energía sobre cantidades y precios definidos.

Mercado Competitivo: El compuesto por los usuarios no regulados, y quienes los proveen de electricidad.

Mercado libre: Es el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios no regulados y quienes los proveen de energía eléctrica.

Mercado mayorista: Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables.

Mercado Regulado: Es el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios regulados y quienes proveen de electricidad.

Mes de entrega: Es un mes calendario durante el cual el remitente ha nominado el servicio.

MINMINAS - El Ministerio de Minas y Energía, se encarga de divulgar las políticas, planes y programas del Sector Eléctrico, dictar los reglamentos legales correspondiente a los recursos naturales renovables y no renovables, además de formular y adoptar planes de desarrollo del Gobierno Nacional.

Letra N

Nodo de entrada al sistema de transporte: Es el punto donde se vincula la conexión de un campo de producción a un sistema de transporte. Los nodos de entrada al sistema de transporte del interior se describen en anexo No. 2, el cual es parte integrante de la Resolución No. 017 de junio 13 de 1995.

Nodo de salida: Es el punto donde se extrae gas de un sistema de transporte del interior, se enumeran en el anexo No. 2 de la Resolución No. 017 de junio 13 de 1995.

Nominación: Es la solicitud diaria de servicio para el día de gas presentada por el remitente, que especifica el volumen requerido, las tasas horarias si varían, el punto de entrada y el punto de salida.

Nominación revisada: Es la nominación del remitente por un volumen menor o igual al volumen disponible.

Letra O

Orden de méritos: Ordenamiento con base en los precios de oferta de los generadores.

Letra P

Pcd: Pies cúbicos por día.

Pequeño consumidor: Es un consumidor de menos de 500.000 pcd, o su equivalente en m³.

Pérdidas: Es la diferencia entre el gas disponible para la venta y el gas facturado. El gas para la venta es el resultado del gas comprado en puerta de ciudad menos el consumo propio.

Período de carga máxima: Corresponde a las horas comprendidas entre las 9:00 y las 12:00 horas y entre las 18:00 y las 21:00 horas del día.

Período de carga media: Corresponde a las horas comprendidas entre las 4:00 y las 9:00 horas, entre las 12:00 y las 18:00 horas, y entre las 21:00 y las 23:00 horas del día.

Período de carga mínima: Corresponde a las horas comprendidas entre las 00:00 y las 4:00 horas y las 23:00 y las 24:00 horas.

Plan de acción: Se entiende como el conjunto de programas, subprogramas y proyectos que debe ejecutar una empresa, en el contexto de su Plan Estratégico, dirigidos a lograr sus objetivos de corto, mediano y largo plazo de manera eficiente y eficaz.

Plan financiero: Se entiende como una proyección financiera, que incorpora el Plan de Acción de una empresa y permite validar la viabilidad de los programas, subprogramas y proyectos que planea ejecutar, en el contexto de su Plan Estratégico. El Plan Financiero contendrá:

- a. P&G de Causación
- b. Flujo de Caja.
- c. Balance de Causación.

Plan de Gestión: Se entiende como una propuesta de desempeño elaborada por una empresa conformada por los siguientes elementos:

- a. Diagnóstico con relación a los indicadores de Gestión.
- b. Metas indicadores de Gestión.
- c. Plan de Acción.
- d. Plan Financiero.

Plan Estratégico: Se entiende como el conjunto de políticas y estrategias que define una empresa, para alcanzar sus objetivos de corto, mediano y largo plazo, partiendo de un diagnóstico inicial sobre la situación de la empresa.

Prestador del servicio: Persona natural o jurídica que presta el servicio público de electricidad a través del Sistema Interconectado Nacional.

Principio de neutralidad: En materia tarifaria significa lo establecido en el artículo 87.2 de la Ley 142 de 1994.

Productor de gas combustible: Es quién extrae gas combustible conforme a la legislación vigente. Para efectos de la regulación en materia de servicios públicos, es un comercializador.

Producto marginal, independiente, o para uso particular: Es la persona natural o jurídica que desee utilizar sus propios recursos para producir los bienes y servicios propios del objeto de las empresas de servicio público para sí misma o para una clientela compuesta principalmente por quienes tienen vinculación

económica con ella o por sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal. Los autogeneradores y cogeneradores son casos particulares de esta categoría.

Programa de generación: Es la asignación de generación de las unidades o plantas despachadas centralmente.

Punto de consumo: Es un punto de suministro o toma de electricidad ubicada en el domicilio del usuario, en donde se puede conectar un foco luminoso, un electrodoméstico o cualquier aparato que consume electricidad.

Puerta de ciudad: Es la estación reguladora de la cual se desprende un sistema de distribución de gas combustible por redes.

Letra R

Reconexión: Restablecimiento del servicio de distribución de gas natural a un inmueble al cual le había sido suspendido, previa cancelación del cargo por derecho.

Red interna: Es el conjunto de redes, accesorios y equipos que integran el sistema de suministro del servicio público de electricidad al inmueble a partir del medidor. Para edificios de propiedad horizontal o condominios, es aquel sistema

de suministro del servicio al inmueble a partir del registro de corte general cuando lo hubiere.

Red local: Es el conjunto de redes, que conforman el sistema de suministro del servicio público de electricidad en una comunidad en el cual se derivan las acometidas de los inmuebles.

Red Pública: Aquella que utilizan dos o más personas naturales o jurídicas, independientemente de la propiedad de la red.

Reglamento de operación: Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del Sistema Interconectado Nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El Reglamento de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional. Mientras la Comisión adopta dicho reglamento, se dará cumplimiento al “Acuerdo Reglamentario para el Planeamiento de la Operación del Sistema Interconectado Colombiano”, de Interconexión Eléctrica S.A. con las modificaciones incorporadas en la Resolución 009 de diciembre 7 de 1994.

Reinstalación: Restablecimiento del servicio de distribución de gas natural a un inmueble al cual se le había cortado, previa cancelación del cargo por derecho de reconexión.

Remitente: Persona que contrata el servicio de transporte.

Remuneración por Capacidad (VMC): Es el valor equivalente al costo fijo mensual de la tecnología eficiente de generación con menor costo de capital. A partir del 1o. de diciembre de 1996 este valor será de US\$ 5.25/KW-mes, correspondiente a una turbina de gas de ciclo abierto. El cargo se liquidará mensualmente en pesos, con base en la tasa de cambio representativa del mercado para el dólar americano correspondiente al último día del mes liquidado. La Comisión actualizará anualmente el valor a remunerar por capacidad para incorporar cambios en la tecnología eficiente con menor costo de capital.

Reserva de regulación primaria: Es aquella Reserva rodante en las plantas que responden a cambios súbitos de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la planta debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

Reserva rodante: Es la parte de la reserva operativa ubicada en plantas que están operando y puedan responder a cambios de generación en períodos de hasta 30 segundos.

Respaldo: Es la capacidad de generación no necesaria para atender la demanda al nivel de contabilidad de 95%, pero se encuentra disponible para atender la demanda en casos extremos de acuerdo a los criterios de flexibilidad y vulnerabilidad adoptados por la Unidad de Planeación Minero-Energética en la elaboración del Plan de Expansión de Referencia.

Restricción global: Generación requerida para dar soporte de tensión o estabilidad al Sistema de Transmisión Nacional (220 KV o más).

Restricción regional: Generación requerida por restricciones de transformación, soporte regional de tensión, o estabilidad de sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución local.

Letra S

Servicio de acceso: Límite a la propiedad que impone la comisión a un transportador o distribuidor local, estableciendo las condiciones técnicas y económicas en que debe facilitar la conexión de un generador, un gran consumidor u otro transportador o distribuidor local, a la red de su propiedad.

Servicio no-residencial de energía: Es el destinado a satisfacer la necesidad de energía eléctrica de los establecimientos industriales, comerciales, oficiales, especiales y provisionales.

Servicio Público de electricidad o de energía eléctrica: Comprende las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con el artículo 1 de la ley 143 de 1994 y el numeral 14.25 de la ley 142 de 1994.

Servicio público de gas combustible por redes: Comprende el servicio público domiciliario de distribución y las actividades complementarias de venta, comercialización y transporte de gas combustible por redes, de acuerdo con los numerales 14.20 y 14.28 y el título I de la ley 142 de 1994.

Servicio público domiciliario de gas combustible: Es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tuberías u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gaseoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición.

Servicio residencial de energía: Es aquel destinado a satisfacer necesidades de energía eléctrica de los establecimientos industriales, comerciales, oficiales, especiales y provisionales.

Servicio asociados de generación de energía: Son servicios asociados con la actividad de generación que se prestan por unidades generadoras conectadas al

Sistema Interconectado Nacional con el fin de asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio. Incluye, entre otros, la generación de potencia reactiva, la reserva rodante y la reserva fría, de acuerdo con las normas respectivas establecidas en el Reglamento de Operación.

Servidumbre de Acceso: Limitación a la propiedad impuesta por la Comisión a un transportador o distribuidor local, estableciendo las condiciones técnicas y económicas en que debe facilitar la conexión de un generador, un gran consumidor u otro transportador o distribuidor local, a la red de su propiedad.

Sistema de distribución: Es una red de gasoductos que transporta gas combustible desde un sitio de acopio de grandes volúmenes, o desde un sistema de transporte o gasoducto hasta las instalaciones del consumidor final, incluyendo su conexión y medición.

Sistema de distribución local (SDL): Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o Distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución municipal, distrital o local.

Sistema de Intercambios Comerciales (SIC): Conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación que permiten definir las obligaciones y acreencias de generadores, comercializadores y la empresa de transmisión por concepto de las transacciones de energía realizadas en la bolsa de energía conforme al despacho central. El SIC incluye el proceso de liquidación del valor de los intercambios, la preparación y actualización del estado de cuenta de cada generador y comercializador que participa en la bolsa de energía y de la empresa de transmisión y la facturación, pago y recaudo del valor de las transacciones realizadas en la misma bolsa.

Sistema de transmisión nacional (STN): Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Sistema de transmisión regional (STR): Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

Sistema Interconectado Nacional (SIN): Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre si: las plantas y equipos de generación, la

red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, conforme a lo definido en la Ley 143 de 1994.

Sistema nacional de transporte de gas combustible por redes: Está compuesto por el sistema de transporte de la Costa Atlántica, el sistema de transporte del Centro y el sistema de transporte del Interior.

Sistema troncal de transporte: Es una red de gasoductos que transporta grandes volúmenes de gas combustible y vincula la conexión de los campos productores con un subsistema de transporte, con una puerta de ciudad, con la conexión de un usuario, o con un sistema de distribución.

SSPD -La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, es la entidad encargada de ejercer la inspección, vigilancia y control de las entidades prestadoras de Servicios Públicos Domiciliarios en Colombia.

Subsidio: Diferencia entre lo que el usuario paga al comercializador por el servicio y el costo de éste, cuando tal costo es mayor al pago que realiza el usuario.

Subsistema de transporte: Es una red de gasoductos con ramales asociados que se conecta a una troncal y transporta gas combustible hasta los sitios

denominados “puerta de ciudad”, hasta la conexión de un usuario, o hasta un sistema de distribución.

Superintendencia: La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios creada por la Ley 142 de 1994 (artículo 76), como organismo de control, inspección y vigilancia de las entidades que prestan los servicios públicos.

Suscriptor: Persona natural o jurídica con la cual se ha celebrado un contrato de condiciones uniformes de servicios públicos.

Suscriptor potencial: Persona que ha iniciado consultas para convertirse en usuario del servicio de gas natural.

Suspensión del servicio de gas natural: Interrupción temporal del servicio debido a alguna de las causales contempladas en el Decreto 1842 de 1991 y en la Ley 142 de 1994 y demás normas concordantes.

Letra T

Tasa de retorno: Costo del capital para la empresa, incluye el de los fondos propios y el de los obtenidos de terceros: debe ser igual al rendimiento que el capital invertido en los activos que se destinan al servicio podría tener si estuviera invertido en otros activos de similar riesgo.

Tasa horaria: Volumen de gas tomado por el remitente durante una hora.

Transmisión: es la actividad consistente en transporte de energía por sistemas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacionales o regionales.

Transmisión de electricidad: Actividad consistente en el transporte de energía por líneas de transmisión, y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacionales o regionales.

Transportador (energía): Persona natural o jurídica que opera y transporta energía eléctrica en el sistema de transmisión nacional, en un sistema de transmisión regional o en un sistema de distribución local.

Transportador (gas): Persona natural o jurídica cuya actividad es el transporte de gas combustible por redes.

Transporte de gas combustible por redes: Actividad que incluye la operación del sistema nacional de transporte de gas combustible por redes, su administración, mantenimiento y expansión. Incluye actividades relacionadas como el almacenamiento, la comprensión y la medición, las cuales pueden ser

desarrolladas por el transportador o realizadas de manera independiente por una persona natural o jurídica.

TRM: Tasa Representativa del Mercado.

Letra U

UPME - La Unidad de Planeación Minero – Energética, es una entidad encargada de elaborar y actualizar el Plan de Expansión del Sector Eléctrico, estableciendo requerimientos económicos y energéticos de la población, como son los recursos energéticos convencionales de la población y no convencionales, sus precios, las proyecciones de demanda basadas en la evolución de las variables demográficas y económicas.

Letra V

Valor del servicio: Es el resultado de aplicar la tarifa por unidad de consumo a las cantidades consumidas durante de período de facturación correspondiente, más el cargo fijo, si la fórmula tarifaria lo incluye. El valor equivale al costo y es la base para el cálculo de la contribución pagada por los consumidores obligados a ella, de acuerdo con la ley 142 de 1994.

Valor Patrimonial: Es aquel que se desprende de los estados financieros de la empresa en el año evaluado.

Valor patrimonial a precios de mercado: el resultado de evaluar a precios de mercado el valor que tiene el patrimonio de una empresa o el que se le haya asignado a una actividad, medido a través del valor presente del flujo de caja libre descontado, tal como se presenta en el anexo 1 de la resolución 039 del 21 de mayo de 1996.

Venta de gas combustible: Actividad de quien, siendo un productor de gas combustible, enajena a título oneroso su producción, o parte de ella, directamente a grandes consumidores, a comercializadores o distribuidores y utiliza transporte por redes. Comprende igualmente otras actividades relacionadas como procesamiento, acopio y conducción al nodo de entrada en el sistema nacional de transporte, actividades que pueden ser adelantadas por el productor o realizadas de manera independiente por otra persona. Esta definición no implica, que las ventas se hagan necesariamente en desarrollo del contrato de suministro que regula el Código de Comercio.

Viabilidad de una actividad: Para cada una de las actividades involucradas en la prestación del servicio de energía eléctrica, se entiende por viabilidad empresarial la capacidad que tiene dicha actividad para cumplir con sus obligaciones actuales, esto es, aquellas que le han sido asignadas en el proceso de separación por

actividad según lo indicado en la resolución No. 38 de mayo 21 de 1996, y para generar los recursos que permitan realizar las inversiones que se necesitan para garantizar un nivel adecuado de servicio a los clientes de dicha actividad, al mismo tiempo que se genera la rentabilidad adecuada para remunerar las inversiones realizadas.

Viabilidad empresarial: Capacidad que tiene una empresa para cumplir con sus obligaciones actuales y para generar los recursos que permitan realizar las inversiones que se necesiten para garantizar un nivel adecuado de servicio a los usuarios finales, al mismo tiempo que se genera la rentabilidad adecuada para remunerar las inversiones realizadas.

Volumen autorizado: El volumen correspondiente a la nominación revisada que el transportador ha aceptado transportar el día de gas.

Letra Z

Zona no interconectada (ZNI): Área geográfica en donde no se presta el servicio público de electricidad a través del Sistema Interconectado Nacional.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
CAPITULO 1	58
INTRODUCCIÓN	58
1.1. OBJETIVOS GENERALES	58
1.2. ANTECEDENTES DE LA UNIDAD	58
CAPITULO 2	61
INFORMACIÓN TÉCNICA Y ECONOMICA	61
2.1. ANÁLISIS TÉCNICO	61
2.1.1. Diseño de Formatos Técnicos	61
2.1.2. Recolección de información Técnica	61
2.1.2. Diligenciamiento de los Formatos Técnicos	87
2.2. ANÁLISIS ECONOMICO FINANCIERO	87
2.2.1. Diseño de Formatos Técnicos	88
2.2.2. Recolección de información Financiera	88
2.2.2. Diligenciamiento de los Formatos Financieros	89
CAPITULO 3	90
DIAGNOSTICO DE LA UNIDAD TERMICA EN ESTUDIO	
CAPITULO 4	91
PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN	
CAPITULO 5	92
MODELO ECONOMICO	
CAPITULO 6	95
INDICADORES DE GESTION Y NORMAS	

RESULTADOS OBTENIDOS, INTERPRETACIÓN Y CONSECUENCIAS

¿CUMPLEN CON LOS CRITERIOS TÉCNICO-ECONOMICO Y FINANCIEROS?

7.1. SI, SIGUE EN OPERACIÓN LA UNIDAD

7.2. NO, SE RETIRA

7.3. NECESITO REPOTENCIA

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

FIGURAS

1. Control de exceso de aire

2. Variación de la pérdida de eficiencia Vs. Exceso de Oxígeno
3. Corrección de la señal del control por la señal de la medida de oxígeno.
4. Influencia de CO y de la opacidad en el control de la combustión
5. Influencia del contenido CO y de hidrocarburos en los gases en el control de la combustión
6. Control automático midiendo en continuo el monóxido de carbono
7. Funcionamiento en control natural
8. Funcionamiento típico con control corregido por la medida del contenido de oxígeno en los gases
9. Temperatura mínima aconsejable del metal del calentador del aire
10. Balance para determinación de purga en calderas
11. Variación de la concentración del agua de la caldera
12. Recuperación de potencial de calor
13. Eficiencia Vs. Carga
14. Efecto de incrustaciones (lado del fuego) sobre el consumo de combustible
15. Efecto de incrustaciones (lado del agua) sobre el consumo de combustible
16. Efecto de precalentamiento del agua de alimentación en la eficiencia de la caldera
17. Efecto de la temperatura de flujo de gases en la eficiencia
18. Distribución de energía en turbinas de condensación y contrapresión
19. Determinación económica de espesor de aislamiento
20. Pérdidas de calor en líneas de vapor sin aislar.

TABLAS

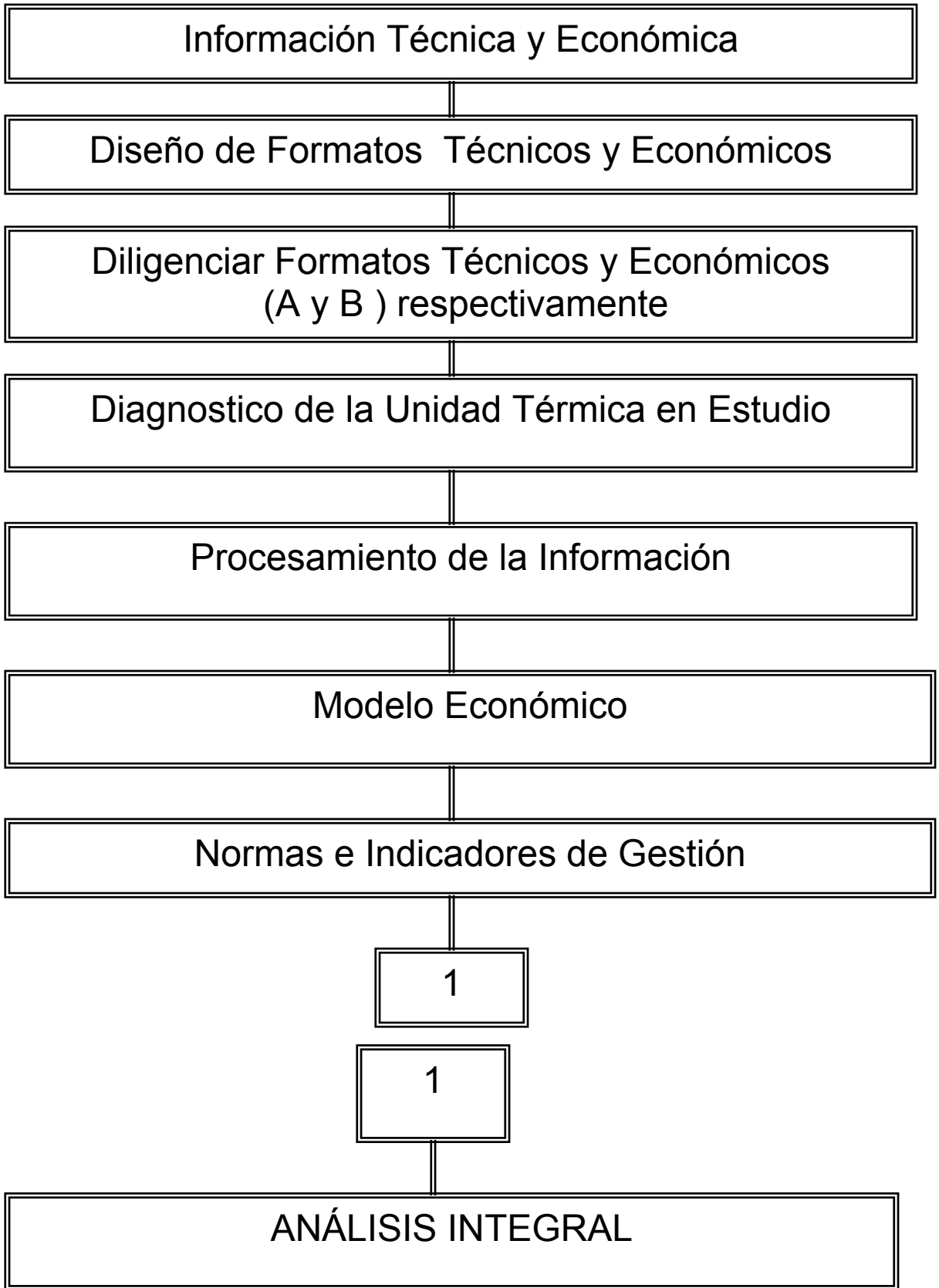
- TABLA # 1.** Equipos de combustión de carbón y exceso de aire recomendado.
- TABLA # 2.** Rango usual de viscosidad.

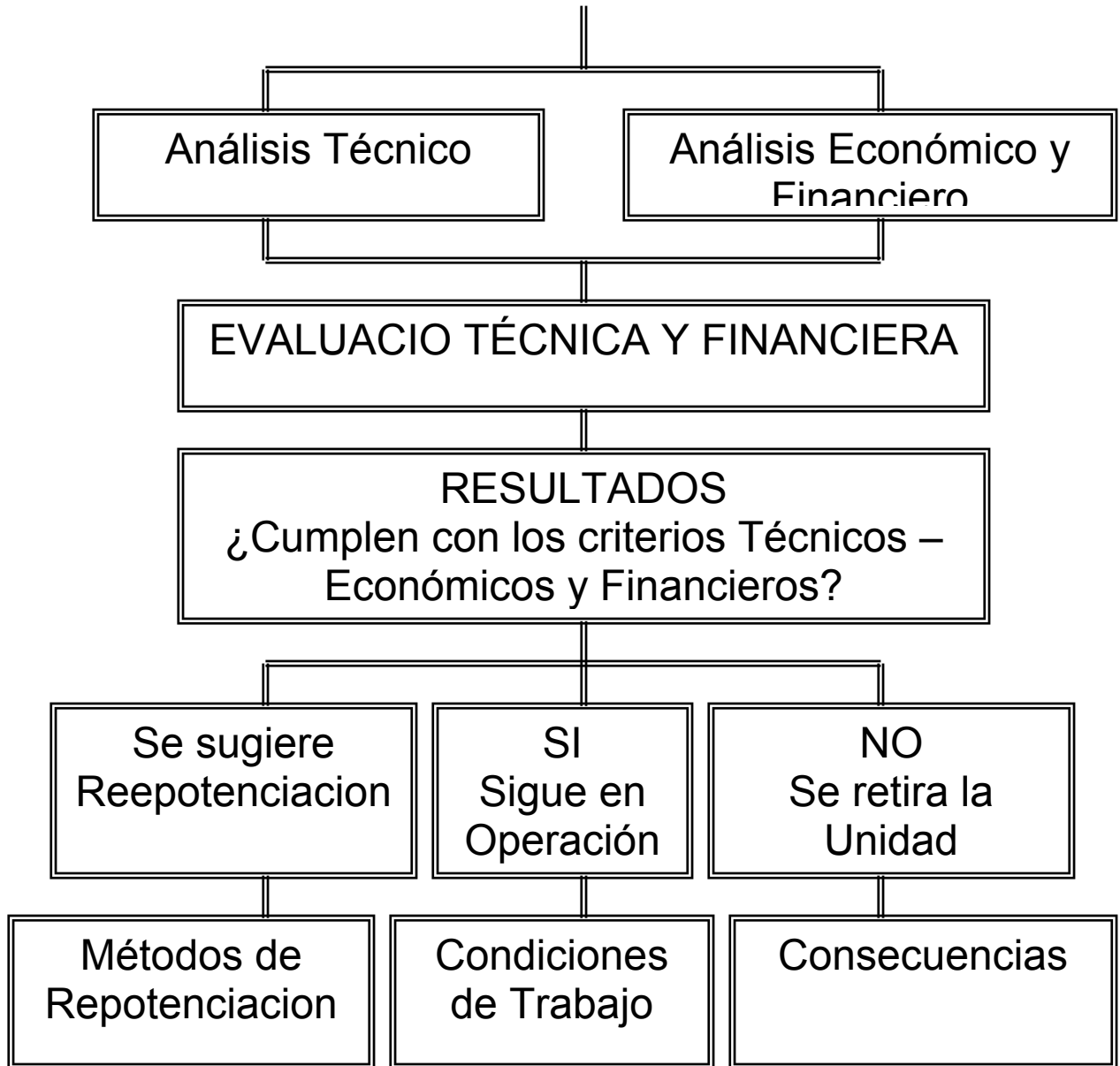
- TABLA # 3.** Tamaño del carbón.
- TABLA # 4.** Porcentaje de la purga Vs. Porcentaje de la pérdida de eficiencia.
- TABLA # 5.** Escape de vapor en tuberías – presión de vapor a 100psig.
- TABLA # 6.** Vapor a diferentes presiones.
- TABLA # 7.** Pérdida de vapor en Mbtu.
- TABLA # 8.** Pérdida de calor en equipos sin aislar.

ESQUEMA METODOLOGICO

CARACTERISTICA DE LA UNIDAD







INTRODUCCION

Antes de sintetizar las razones que valoran la importancia del tema de repotenciación de unidades térmicas plantearemos una serie de hechos que vienen sucediendo en el sector eléctrico colombiano durante la última década:

- Nueva constitución del año 1991 en la que se decide no más al estado empresario
- La vocación del estado debería estar direccionada hacia lo social
- Soluciones prioritarias de servicios básicos domiciliarios (que la gente tenga su gas, su energía, su agua)
- La ley de servicios públicos domiciliarios 142 del 94
- Creación de la superintendencia de servicio público domiciliario y organismos de regulación representados por la CREG
- Sistema eléctrico colombiano con componente de generación instalada 80% hídrica y 20% térmica, con pocos embalses de regulación multianual
- Verano intenso en el año 91 denominado el fenómeno del niño
- En el año 1991 se presentó una crisis de grandes proporciones en el sector eléctrico colombiano ocasionado por un verano intenso provocado por el fenómeno del niño, lo cual llevó al sistema eléctrico nacional a padecer

drásticos racionamientos que ocasionaron grandes pérdidas al sector productivo y a usuarios residenciales de todo el país.

El análisis económico y energético de esta situación fue tan claro y contundente que se descubrió un error representado en que el componente de generación más fuerte era la generación hidráulica y adicionalmente no se disponía de embalses de regulación multianual que permitieran al país solventar un verano tan intenso como el fenómeno del niño que finalmente se tradujo en costosos racionamientos para el país.

Empieza una época a partir del año 92 en la cual se requería aumentar el componente térmico que debía pasar del 20% al 35% para ser el soporte de generación ante eventuales condiciones hidrológicas críticas ocasionados por veranos intensos

Todo este panorama seguía su curso normal pero fue cambiado drásticamente con la expedición de la ley eléctrica y la creación del mercado de energía mayorista en el cual se crea una competencia en el despacho de las centrales de generación donde son despachadas al mínimo costo.

Entonces analizaremos el panorama que se presenta en estas condiciones, por

una parte la necesidad prioritaria de ampliación del parque de generación térmica y por otro lado competencia a nivel horario para generar las plantas mas eficientes y de menor precio. Todo lo anterior ocasiona que los propietarios de las centrales térmicas tenga que estar evaluando permanentemente su eficiencia, competitividad, relación beneficio-costos y nuevas tecnologías que le permitan ser viables en este nuevo mercado tan competitivo.

CAPITULO 1

INTRODUCCION

1.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar la operación, eficiencia y rentabilidad de las unidades para un determinado periodo, para presentar sugerencias que permitan adoptar planes de repotenciación o retiro; ciñéndose a las resoluciones emitidas por la CREG en cuanto a la rentabilidad, eficiencia y operación de la unidad en estudio.

1.2 ANTECEDENTES DE LA UNIDAD

En el estudio técnico-financiero de una unidad térmica es indispensable poseer información previa sobre sus antecedentes, información que nos permita realizar un análisis detallado teniendo todas las variables externas e internas que afectan dicha unidad.

Por tal razón es de vital importancia poseer información sobre la capacidad neta de generación instalada en MW y el numero de unidades que la componen, el tipo

de turbina con las que se opera y de igual forma el tipo de combustible que se utiliza, ya sea de forma individual o combinada

Al mismo tiempo se necesita conocer las fechas de entrada de la operación comercial de las unidades y su porcentaje de eficiencia.

Además de la información técnica es de gran peso la información sobre la ubicación y condiciones geográficas en las que se encuentre la central térmica que le permitan facilitar o no la obtención rápida y económica de sus combustibles primarios y / o secundarios.

En el caso de Termoguajira sabemos que cuenta con una capacidad de generación instalada de 302 MW netos y esta compuesta por (2) unidades de 151 MW cada una, del tipo turbinas de vapor las cuales pueden operar con gas o carbón de manera individual o combinando la generación de vapor con los dos combustibles. La unidad N. 1 entro en operación comercial a partir del 22 de julio de 1983 y la unidad N. 2 el 24 de noviembre de 1987; estas unidades tienen una eficiencia de 34.7% funcionando con gas.

La central esta ubicada en el municipio de Dibulla en el departamento de la Guajira, muy cerca de los grandes yacimientos de gas del país y la mas grande

mina de carbón de Sudamérica, aspecto principal para su ubicación.

Las unidades actuales se encuentran funcionando con gas y muy parcialmente con carbón puesto que se requiere habilitarlas para generar, utilizando carbón como combustible principal.

CAPITULO 2

INFORMACIÓN TECNICA Y ECONÓMICA

2.1. ANÁLISIS TÉCNICO

Los resultados de un estudio como estos depende en gran parte del buen análisis técnico que se debe hacer, teniendo en cuenta todos los equipos que componen una planta térmica y cada una de la variables que nos permitirán evaluar y analizar su respectiva eficiencia, consumo térmico específico y consumo de combustible.

2.1.1. DISEÑO DE FORMATOS TÉCNICOS

Para el desarrollo de esta Metodología se han diseñado cinco formatos técnicos, que nos permiten ver claramente y de forma mas organizada la información técnica recolectada. Ver Anexos 1, 2, 3, 4 y 5.

2.1.2. RECOLECCION DE LA INFORMACIÓN TÉCNICA

Teniendo como base La Planta Térmica de Termoguajira se recogió la siguiente información, la cual en su mayoría sustenta información de los Formatos Técnicos

diligenciados que veremos mas adelante.

La central termoguajira, se encuentra localizada sobre la costa del departamento de la guajira, en la mitad del trayecto entre las ciudades de Santa Marta y Riohacha, sobre la margen occidental del río caña, a 6 Km. de la localidad de Mingueo.

La construcción de esta central termoeléctrica representa un gran aporte del gobierno nacional al desarrollo industrial, tal como es el aprovechar sus recursos naturales (Gas Natural, Carbón mineral, agua etc...), para entregarle energía eléctrica indispensable en su proyección.

Su aporte en desarrollo social significa el continuar considerando el recurso humano guajiro fundamentalmente en la construcción, operación y mantenimiento de la central, así como la expansión comercial de las ciudades circunvecinas.

TURBOGENERADOR

El generador principal de energía eléctrica en cada unidad produce 160.000 KW.

Y s movido por turbinas a vapor por tres etapas. El vapor que impulsa la turbina lo hace a una presión 127 Kgms / cm² y a una temperatura de 538°C.

El turbogenerador opera a una velocidad de 3600 revoluciones / min, a una frecuencia de 60 Hz, un voltaje nominal de 13.800 voltios de potencia de 200.000 KVA.

El condensador es de flujo radial, entrada a vapor en la parte superior, se refrigera con agua de mar, tiene una superficie de transferencia de 11.950 mts² en dos pasos.

CALDERA

Las caldera son radiantes, de circulación natural, diseñadas para producir 525 toneladas /hora de vapor sobre calentado y calentado a 541 °C, mediante la combustión de carbón pulverizado a través de 20 quemadores a gas natural a través de 16 quemadores en la unidad I y 8 en la unidad II.

Para el encendido se emplea gas natural o aceite combustible liviano, utilizando 20 antorchas mixtas que usan gas o aceite y 4 antorchas de gas únicamente en la unidad I.

La unidad II utiliza 4 quemadores de aceite combustible liviano, 8 ignitores a gas y 8 ignitores de aceite liviano.

SISTEMA DE MANEJO DE CARBON

El carbón para consumo de la central, es extraído de las minas del cerrejón, transportado por carreteras en camiones de 40 toneladas y almacenado en la planta en un patio con capacidad de 250.000 toneladas, suficiente para mantener dos calderas en servicio a máxima carga continua, durante tres meses.

El sistema de preparación manejo de carbón, esta compuesto por tolvas de recibo, bandas transportadoras, trituradores, detectores de metales, separador de metales, tolvas de alimentación, alimentadores y pulverizadores.

El sistema de manejo de carbón esta diseñado para transportar una capacidad de 400 toneladas /horas.

El consumo de carbón para una caldera de carga máxima es de 55 toneladas / horas.

SISTEMA DE GAS NATURAL

El gas natural que se consume en la planta, es tomado del gaseoducto Chuchupa – Ballenas – Barranquilla – Cartagena.

El consumo para una caldera a carga máxima es de 36.000 m³ normalizados / horas.

La toma se hace a 6 kilómetros de la central por medio de una tubería de 12" de diámetro a una presión aproximada de 100 kilogramos /cm².

Se transporta a esta presión hasta una estación reductora dentro de la central, donde se reduce a una presión de suministro a 10 kilogramos /cm². cabezal de quemadores.

Una vez reducida la presión, el gas es suministrado a los quemadores después de pasar por el elemento medidor de flujo y de la válvula de control, la cual regula entre 0.2 kilogramos /cm² a 1.5 kilogramos /cm² en la unidad I y de 0.1 kilogramos /cm² a 2.5 kilogramos /cm² en la unidad II.

EL SISTEMA DE MANEJO DE CENIZAS

El mayor volumen de cenizas producido por la combustión en las calderas, es de tipo liviana y es extraído de las tolvas colectores por sistema neumáticos, mezclado con agua y transportado por tubería hasta un patio de deposición de cenizas.

Cada unidad maneja un sistema independiente en el transporte de cenizas volátil y pesada.

El control de estos sistemas se realiza en forma automática o manual.

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO PRINCIPAL

Para realizar la etapa de condensación en el ciclo agua – vapor, se utiliza agua de mar, manteniendo un alto grado de vacío en el condensador superior a 680 mm /Hg.

El volumen requerido de agua es de 19.000 m³/hora en cada unidad. Siendo necesario en el condensador un flujo de 15.900m³/hora, a una velocidad del agua a través de los tubos de 2 mts/seg. Con una superficie de contacto de 8.560 mts².

Es un circuito abierto compuesto por un sistema de captación por tubería de 2 mts de diámetros enterrada mar adentro (450 metros) y un sistema de bombeo.

El sistema de captación de agua de mar del sistema de enfriamiento principal represento una obra de ingeniería significativa tanto en diseño como en su construcción.

SISTEMA DE PRETRATAMIENTO Y TRATAMIENTO DE AGUA

Para suministrar agua a las calderas, se toma el fluido del río cañas que desemboca a 2 Km de la plata. Por medio de flucoladores, filtros y resinas de intercambio iónico, se produce agua desmineralizada para reponer el ciclo agua – vapor a razón de 7 toneladas / hora.

Se instalados 5 trenes de desmineralización, con una capacidad de 30 toneladas / hora / tren.

Para consumo humano se floclula, filtra y se purifica el agua garantizando su potabilidad.

SISTEMA DE CONTROL

Cada unidad tiene un sistema de control, supervisión y operación automatizado por computador.

El sistema esta compuesto por 2 computadores, uno en operación, y uno en reserva. Los cuales están integrados por 7 microcomputadores que se encargan del manejo de los sistemas de la planta.

La unidad baso automatismo principal en el sistema PLAMIS (planta managent information sistem), el cual cubre la totalización, la indicación, la regulación y la supervisión, como un censor de tiempo real.

CONTROL AMBIENTAL

La protección del medio ambiente se considero dentro del diseño de la planta, implementando precipitadores electrónicos con 98% de eficiencia para detener la cenizas livianas suspendidas en los gases de combustión.

Chimeneas de 95 y 100 mts de alturas, que por su tamaño permiten una eficiente colección de ceniza en su tolva de fondo.

Pozos de neutralización de agua industriales, para controlar su efecto nocivo a la fauna marina.

Componentes aisladores de ruido como medio de protección.

PRECIPITADORES ELECTROSTATICOS :

Se instalaron 2 precipitadores con cada unidad con cada unidad. Estos precipitadores están instalados entre los calentadores de aire y los ventiladores de tipo inducido, cada precipitador esta diseñado para el 60% de la capacidad de la

unidad y recogen el 98% de la ceniza volátil en los gases de combustión cuando se quema carbón especificado con 8.7% de ceniza y 0.2% de azufre.

Los precipitadores tuvieron un costo de \$ 130.000.000,00 c/u inversión que se debe considerar exclusivamente para protección del medio ambiente.

CHIMENEA UNIDAD I :

La chimenea se construyo de acuerdo con las recomendaciones internacionales de calderas a carbón, con las siguientes características:

Altura de 95 mts

Sistema de construcción: formaleta deslizante

Tiempo de construcción : 21 días

Cantidad de concreto utilizado : 542 mts³

CHIMENEA UNIDAD II :

Altura : 100 mts (la mas alta del país).

POZO DE NEUTRALIZACIÓN :

La central cuenta además con un pozo de neutralización para tratar las aguas industriales y aguas residuales de las plantas de tratamiento de agua antes de verterlas al mar.

CONSERVACIÓN DE CENTRAL

La conservación de las instalaciones, sistemas y equipos de la central, implica la ejecución de programas recomendados por el fabricante en el manual de instrucción. De acuerdo a los planos de adquisición de repuestos de importación, consecución nacional y fabricación local se fija la intervención parcial o total de los equipos de planta.

Cuando se requiere el mantenimiento mayor de los equipos especializados se mantiene un estudio permanente de costo para fijar presupuesto de ejecución.

Algunos trabajos que por razón de su volumen, especialidad y necesidad rápida a ejecutar se contratan. El mantenimiento predictivo tiene que ver con las inspecciones de equipos electrónicos para medir vibraciones y prevenir fallas.

ASPECTOS TECNICOS DE LA CENTRAL TERMOGUAJIRA

EQUIPOS MECANICOS

- TURBINA Y ACCESORIOS

Turbina

Tipo:	Dos Carcazas doble exhosto
Capacidad máxima continua:	162000 Kw
Capacidad máxima:	168270 Kw
Velocidad:	3600 RPM
Presión de entrada:	127 Kg./cm ²
Temperatura de vapor de entrada:	538° C
Temperatura vapor recalentado:	538° C
Presión de exhosto:	0.08 Kg./cm ²
No. De Extracciones:	6

- SISTEMA ACEITE DE TURBINA

ENFRIADORES DE ACEITE

Flujo y Temperatura	<u>Flujo</u>	<u>Temp. Entrada</u>
<u>Temp. Salida</u>		
Aceite	96,5 m ³ /h	63°
46°		

- BOMBAS DE ACEITE DE TURBINA

Una bomba principal, centrífuga, horizontal, acoplada al eje de turbina

Capacidad: 4500 Lts/min.

Presión Descarga: 24 Kg./cm²

- UNIDAD CENTRIFUGADORA DE ACEITE

Capacidad: 6.000 Lts / hora U-1

Capacidad: 4.000 L / M. U-2

Capacidad: TKS Almacenamiento 44.000 Litros

Capacidad: TKS Servicio 20.000 Litros

- SISTEMA CONDENSADO Y AGUA DE ALIMENTACION

Condensado principal

De flujo horizontal:

Vacío en parte superior: 0.1 Kg./cms² ABS U-1

Vacío en parte superior: 0.09 Kg./cms² ABS

Cantidad de vapor al condensador a 100% Carga: 344670 Kg./h U-1

Cantidad de Vapor al condensador a 10i0% Carga: 344504 Kg./h U-2

Agua de enfriamiento: De mar

Cantidad de agua: 15900 m³/h U/2

Cantidad de agua: 17880 m³/h U-

Velocidad a través de los tubos:	2 m /seg.
Factor de Limpieza:	0.85
No. De pasos:	2
Superficie de enfriamiento:	8560 m2 U-1
Superficie de enfriamiento:	11950 m2 U-2
Tipo de tubos:	90/10 Cobre/Níquel U-1
Tipo de tubos:	70/30 CU-NI, 2 FE2 Mn U-2
No. de tubos:	10728 (Unidad 1) y 12956 (Unidad 2).

Bombas de Condensado

Tipo:	Succión Vertical
Capacidad:	510 T/H
Cabeza total:	185 m
R.P.M.:	1800
Potencia:	350 Kw
Voltaje:	6600 V.

Bombas Agua Alimentación de Caldera

Tipo:	Horizontal, doble carcasa, 8 etapas
Capacidad :	330 T/h
Cabeza Total:	155 Kg/cms ²
Presión Succión:	8.9 Kg/cms ²

Motor de la Bomba

Potencia: 2250 Kw

Voltaje: 6600 V.

Bombas Agua de Reposición

Tipo: Centrífuga

Capacidad: 0.834 m³//min. (50 m³/h).

Cabeza total: 60 m.

Bombas Agua Circulación

Tipo: Vertical flujo mixto

Capacidad: 19200 m³/h U-1

Capacidad: 19800 m³/h U-2

Velocidad: 394 RPM u-1

Velocidad: 400 RPM U-2

Cabeza Total: 15 m.

Motor de la Bomba

Potencia: 1000 Kw U-1

Potencia: 1080 Kw U-2

Voltaje: 6600 V.

Bombas Elevadoras Presión del agua de mar

Capacidad: 20 m³/min. (1200 m³/h).

Velocidad: 705 RPM

Motor de la Bomba

Potencia: 45 Kw.

Voltaje: 460 V.

EQUIPOS GENERADOR DE VAPOR

Caldera.

Tipo:

Circulación natural, exterior, recalentamiento por radiación.

Hogar:

Tipo: Paredes con tubos aleteados

Profundidad: 9.590 mm.

Altura: Aprox. 38.500 mm

Volumen: 3.660 m³

Superficie de calentamiento de las paredes 2.540 m²

Combustión de Carbón

Quemadores de Carbón

Tipo: Quemadores tangenciales

Cantidad: 20 U-1; 16 U-2

Pulverizadores

Tipo:	Molino de rodillos y pista
Capacidad:	25 T/h U-2; 17 T/h U-1
Combustión de gas natural	
Quemadores:	16 U-1; 8 U-2
Tipo, tangenciales, inclinables	
Capacidad:	Máxima 2.680 Nm ³ /H x Quemador U-1
Capacidad:	Máxima 4.173.12 Nm ³ /H x Quemador
Presión de gas:	0.2 a 1.5 Kg/cm ² g U-1; 0.2 a 2.4 U-2
Antorchas:	20 gas/ACPM, 4 solo gas U-1
Antorchas:	8 gas/ACPM y 4 quemadores ACPM U-2
Capacidad:	Máxima 110 NM ³ /H U-1; 82.84 NM ³ /H U-2
Presión de suministro:	0.8 Kg/cms ² g.
Calentador de aire Ljungstron	
Cantidad:	2 x Caldera
Sopladores de Hollín	
Deshollinadores de pared	(Modelo S-II 42 unidades U-1
Deshollinadores de pared	52 U-2
Retráctiles:	(Modelo ST-7E)
Retráctiles:	18 unidades U-2
Brazo Móvil en calentador de aire 2	U-1
Brazo Móvil en calentador de aire 2	U-2

Precipitadores Electrostático

Número: 2 unidades / caldera

Flujo de gas x unidad 614,000 NM3/H

Temperatura de gas 140° C.

Eficiencia garantizada 98%

Velocidad del gas 1.27 m/s.

Ventilador de tiro forzado

Volumen: 6.600 m3/min.

Presión diferencial: 465 mm Aq.

Velocidad: 890 RPM

Ventilador de tiro inducido

Volumen: 9.800 m3/min.

Velocidad: 710 RPM

Ventilador de aire primario

Volumen: 940 M3/min.

Presión diferencial: 960 mm Aq.

Ventiladores de aire de sello para molinos

Volumen: ¼ 550 M3/min.

Presión diferencial: 1500 mm. Aq.

Velocidad: 3560 RPM.

Ventilador de aire para cámara y TV. Y detector de Llama

Volumen: 5/80 M3/min.

Presión diferencial: 550/200mm. Aq.

Velocidad: 3530 RPM

SISTEMA DE MANEJO Y ALMACENAMIENTO DE CARBON

Tractores para apilamiento del carbón: 3

Tolvas receptoras de carbón

Alimentadores vibratorios

Bandas transportadoras de carbón

Separador magnético

Detector de metales

Una banda pesadora de carbón

SISTEMA DE DISPOSICION DE CENIZAS

Triturador de escorias y motor

Tipo: Rodillo simple, excéntrico, trabajo pesado

Capacidad: 20 T/H.

Potencia del motor: 37i Kw.

Eyectores (Jet pump)

Capacidad:	20 T/H
Flujo de agua:	270 m ³ /h.
Presión de agua:	18 kg/cm ² /g

SISTEMAS COMPLEMENTARIOS

Planta de tratamiento de agua

Floculador de 60 m³/hr.

Filtros de presión: 60 m³ Hr. 960 m³ Hr, ciclos/día.

Filtros de carbón activado: 30 m³/hr. 480 m³/ciclos/día

Unidades cationicas: 30 m³/hr. 480 m³/ciclos/día.

Unidades anionicas: 30 m³/Hr, 480 m³/ciclos/día.

Lechos mixtos: 30 m³/Hr, 3360 m³/ciclos/semana

Bombas Alimentación a Filtros.

Capacidad: 64 m³/h.

Cabeza/ 26 m.

Potencia: 7.5 Mw.

Velocidad: 1710 RPM.

Bombas de Agua de Servicio

Capacidad: 20 m³/h.

Cabeza: 65 m.

Potencia: 7.5 Mw.

Bomba Agua Filtrada

Capacidad: 40 m³/h.

Cabeza: 43 m.

Potencia: 11 Mw.

Planta de Hidrógeno

Capacidad: 106 Pies³/h. (3 m³/h).

Presión descarga: 75 P.S.I.

Compresor de H₂

Capacidad: 1,2 a 3,5 NM³/h

Presión Succión: 2 a 3 , 5 Kg/cms²

Presión descarga: 200 Kg/cms²

SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO

Compresor Aire de Control

Capacidad: 24,7 m³/min. (1482 m³/h).

Presión Succión Atmosférica

Presión descarga 7.0 Kg/cms²

SISTEMA CONTRA INCENDIO

Bomba Diesel

Capacidad: 6,67 m³/min. (400 m³/h).

Cabeza: 80 m.

Potencia: 293 Mw.

Bomba Eléctrica

Capacidad: 6.67 m³/h

Cabeza: 80 m.

Potencia: 190 Mw.

Bomba Auxiliar (2)

Capacidad: 0.49 m³/min. (56.4 m³/h).

Cabeza: s70 m.

Potencia: 19.5 Mw.

CIRCUITO DE AGUA DE ENFRIAMIENTO

Bomba Agua de Enfriamiento

Capacidad: 800 t/h

Cabeza: 50 m.

Tanque Endriador Agua de Cojinetes

Capacidad: 70 m³ (unidad 1).

140 m³ (unidad 2).

SISTEMA DE SUMINISTRO DE AGUA DEL RIO

Bomba de la bocatoma de agua del río

Cantidad: 3
Caudal: 1.17 m³/min. = 70 m³/h
Cabeza total: 1.8 m.

Bomba de transferencia de agua del río

Cantidad: 3
Caudal: 75 m³/hr.
Cabeza: 50 m total.

Equipos Varios

Generador Diesel de Emergencia

Cantidad: 2

Generador 400 Mw/1200 RPM, 3 fases, 4 cables, 500 KVA

AC 60 KZ, 480/277V, Factor de potencia 0.8

Motor Diesel

No. De cilindros 12V

Equipos Eléctricos

Generador

Velocidad de rotación: 3600 RPM

No. de fases: 3

Frecuencia: 60 KZ

Voltaje:	13.800 V.
Potencia en VA:	202.500
Potencia en KW:	172.125
Corriente:	8.472 A
Factor de potencia:	0.85
Relación de cortocircuito:	0.50
Rectificador Regenerador	
Tipo:	Rectificador de silico
Potencia:	540 Kw.
Voltaje:	320 V.
Circuito:	Rectificador de onda completa 30
Excitador A.C.	
Potencia:	620 KVA
Voltaje:	270 V.
Fases:	3
Frecuencia:	300 HZ.
Excitador Piloto	
Tipo:	De campo magnético permanente
Potencia:	5 KVA
Voltaje:	125 V
Fase:	3
Frecuencia:	420 Hz.

Transformador Principal.

No. de fases:	3
Frecuencia:	60 Hz.
Tipo de enfriamiento:	FOA
H.V.:	220 Kv.
LV.:	13.8 KV
H.V.:	200.000 KVA
L.V.:	200.000 KVA.
Impedancia:	12%

Transformador de Auxiliares

No. de fases:	3
Frecuencia:	60
Tipo de enfriamiento:	OA
Voltaje:	
H.V.:	13.8 KV
L.V.1:	6.9 KV.
L.V.2:	6.9 KV.

Generador Diesel

Potencia nominal:	500 KVA
Corriente nominal:	601 A
Voltaje nominal:	480 V

84

Número de fases: 3k0

Factor de potencia: 0.8

Baterías 24 V.C.C

Capacidad: 900 Ah/10 hr.

Número de celdas: 12

1.80 V/celda para 10 h.

1.60 V/celda para 1h

Cargadores de baterías 125 V.C.C.

De 550 A

Cargador de baterías 24 V.C.C.

De 280 A

UPS. (Suministrador ininterrumpido de potencia)

Entrada

480+ 19%

-15% A.C.

125 v.d.c.

Salida

50 KVA – 120 V.A.C. – 60 Hz.

Factor de potencia: 0.9

Control e Instrumentación:

El sistema de control está basado en la filosofía de control total por computador, para la cual se tiene una sala de control la cual contiene el pupitre de mando y un tablero mímico de instrumentos en donde se encuentran los elementos de mando y supervisión tales como interruptores, pulsadores, pantallas a color, consolas, indicadores, registradores y panel de alarmas por medio de los cuales se tiene un conocimiento completo en cualquier momento del estado de la planta. El sistema computador consta de los siguientes componentes. Dos computadores PDP/11-70 Marca "Digital Equipment Corporation" con los siguientes gabinetes.

Dos CPU (Control processing Unit)

Marca Digital Equipment Corporation 32 bits.

Procesador de punto flotante

Tiempo de ciclo = 150 nono segundos

12 registros de propósito general

Estructura UNIBUS

Dos Memorias

Marca: Digital Equipment Corporation

Capacidad: 512 Kbytes

Dos FHD (Fixed Head Disk)

Marca: Digital Equipmet Corporation

Capacidad: 1.024 Kbytes

Dos MHD (Moving Head Disk)

Marca: Digital Equipment Corporation

Capacidad: 67 Mbytes por Disk-pack

Dos Impresores LA-120

Marca: Digital

Velocidad: 180 caracteres / segundo

Una unidad de cinta magnética

Marca: Digital Equipment Corporation

Capacidad de cada carrete: 40 millones de caracteres.

2.1.3. DILIGENCIAMIENTO DE LOS FORMATOS

Después de contar con toda la información técnica procedemos a llenar los formatos, los cuales ayudaran nuestro proceso hacia la mejor respuesta. Ver anexos 1, 2, 3, 4 y 5 (prima) y 1, 2,3, 4, 5 (dos primas).

2.2. ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO

El análisis económico financiero es quizás el aspecto que mas nos afecta en un momento de toma de decisiones, debido a que se ve influenciado por variables de incertidumbre, afectadas por la estimación de egresos, como lo son los

combustibles, las cargas al sistema de transmisión nacional, pagos de servicios públicos, compra en la bolsa, impuestos, pagos de reconciliación y pagos de desviación, cargas por conexión, rata de salidas de servicio programadas por mantenimiento, tiempo promedio estimado para reparar o reemplazar el equipo, entre otros. Del otro lado de la moneda tenemos la estimación de ingresos, los cuales son precio en bolsa de energía y contratos.

2.2.1. DISEÑO DE FORMATOS FINANCIEROS

De igual forma como en el caso de los indicadores técnicos, se han elaborado dos formatos financieros con el objeto de que podamos analizar el estado de ingresos y egresos de la planta de forma clara y concisa y así tomar las mejores decisiones. Ver Anexos 6 y 7.

2.2.2. RECOLECCION DE INFORMACIÓN FINANCIERA

De igual forma que en el aspecto técnico la información financiera fue suministrada por Termoguajira, sin embargo, la cultura de archivar la historia de la empresa financieramente se ha perdido poco apoco, por lo cual no fue algo complicado toda la información, aspecto que es primordial para nuestras Metodología para así mantener los respectivos factores de factibilidad.

Ver Anexos Financieros.

2.2.3. DILIGENCIAMIENTO DE LOS FORMATOS FINANCIEROS

Después de contar con toda la información financiera requerida llenamos los Formatos Financieros. Ver Anexo 6 y 7 (primas)

CAPITULO 3

DIAGNOSTICO DE LA UNIDAD TERMICA EN ESTUDIO

Con la realización del diagnostico de la unidad térmica, es posible direccionar el desarrollo del estudio, permitiéndonos hacer mayor énfasis en los casos que lo ameriten.

Para el buen desarrollo de dicho diagnostico se ha diseñado el siguiente formato.

(Ver Anexo 8 y 9)

CAPITULO 4

PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

Después de diligenciación los formatos técnicos y financieros, se podrá entrar a analizar toda la información recogida, estudiando concienzudamente todas las variables que afectan el estudio de una planta térmica.

Es importante que observemos muy detenidamente todas las variables y tratar y localizarlas en diferentes escenarios.

Es entonces donde se unen todos los beneficios / costos de la decisión, sea cual sea.

CAPITULO 5

MODELO ECONOMICO

Para la realización de este Modelo Económico realizaremos un Macro diagrama que nos permita visualizar y emitir conceptos puntuales.

DATOS DE ENTRADA

INGRESOS OPERACIONALES

- Venta de Energía
- Transacciones en Bolsa
- Otros ingresos operacionales

COSTOS DE OPERACIÓN

- Compra de energía y transmisión
- Compra de Combustible y transporte
- Depreciaciones y amortizaciones
- Servicios personales
- Gastos generales

- Impuestos y contribuciones
- Seguros

GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

- Impuestos contribuciones y tasas
- Sueldos y Salarios
- Contribuciones imputadas
- Generales
- Aportes sobre la nomina
- Depreciaciones y provisiones

INGRESOS NO OPERACIONALES

- Ingresos no operacionales

GASTOS NO OPERACIONALES

- Operaciones traspasos bienes
- Otros gastos

ANÁLISIS DEL SISTEMA ACTUAL

Luego de que tengamos claros cuales serán nuestros datos de entrada, analizaremos los datos reales de Termoguajira en el año 2002, Ver Anexo de Modelo Económico.

CAPITULO 6

INDICADORES DE GESTION Y NORMAS

INDICADORES DE GESTION

Los Indicadores de Gestión para esta metodología nos permitirá conocer el comportamiento de una variable simple o compuesta por medio de medidas cuantitativas, estableciendo Parámetros que nos permitan alcanzar metas específicas, para así tomar decisiones certeras, que cumplan con el Plan Estratégico.

El control de gestión y resultados de las empresas de servicios públicos de electricidad y gas natural se realizará, evaluando el comportamiento de los indicadores de Gestión que a continuación veremos.

6.1. INDICADORES ECONOMICOS – FINANCIEROS

Estas son algunos de los escenarios que pueden enmarcar cada uno de los diversos indicadores de gestión.

Indicadores de Gestión de Ingresos:

1. Índice de Pérdidas y Ganancias.
2. Recaudo de Facturación de Servicio.

Indicadores de Gestión de Egresos:

4. Rotación Cuentas por Pagar Servicio
5. Relación Gastos Funcionamiento

Dentro de los Índices de Evaluación de común utilización pueden mencionarse los siguientes:

- Relación beneficio-costos
- Tasa interna de retorno
- Valor Presente Neto

Algunos de estos Índices los utilizaremos para determinar la rentabilidad del proyecto y los otros se emplearán como elementos de juicio complementario en el análisis del proyecto.

RELACION BENEFICIO – COSTO

La relación beneficio – costo (B/C) es un índice basado en el concepto del valor

presente y se define como la relación entre el valor presente de los ingresos que se obtendrán del proyecto y de los egresos.

$B / C = \frac{\text{Valor Presente Ingresos}}{\text{Valor Presente Egresos}}$

El valor presente de los ingresos y de los egresos se obtiene utilizando como interés la tasa de rendimiento mínimo aceptable. Los resultados obtenidos se interpretan:

$B / C = 1$ El equivalente de los ingresos en Valor Presente es igual al de los egresos.

El proyecto está proporcionado en rendimiento igual a la tasa mínima aceptable. En consecuencia es aconsejable su ejecución ya que produce (escasamente) lo que exige como mínimo.

$B / C > 1$ El Valor presente de los ingresos es superior al de los egresos.

En consecuencia se obtiene el resultado mínimo esperado “y algo más” Debe aceptarse pues sus beneficios son superiores a la medida mínima establecida.

$B / C < 1$ Los egresos superan a los ingresos, en valor presente. En consecuencia el proyecto no alcanza a proporcionar el mínimo rendimiento esperado. Se rechaza el proyecto

TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es el índice de evaluación mas utilizado y, por presentarse en términos de tasa de interés, permite mas fácil comprensión de sus resultados.

Y se define como la máxima tasa de interés que puede pagarse por el capital empleado a la inversión sin que sufra perdidas en el proyecto.

El sistema utilizado para calcular una tasa interna de retorno es el de descuento de fondos. Este sistema se basa en el principio de que el inversionista “compra” una serie de ingresos anuales futuros (o flujo de fondos). La determinación de retorno de los flujos descontados implica encontrar la tasa de interés a la cual cada uno de esos ingresos anuales deba descontarse, de tal manera que el valor de los descuentos sea igual a la inversión original. En otras palabras, que el valor presente en el año cero de todo flujo de fondos sea igual a cero.

VALOR PRESENTE NETO

El Valor presente Neto de un proyecto de inversión es el equivalente, en unidades monetarias actuales, de valor de los flujos de fondos, descontados a una tasa de interés igual al rendimiento mínimo aceptable.

Los resultados que se obtienen con el descuento, se analizaran así:

VPN > 0: Indica que los ingresos del futuro son superiores a la inversión requerida. El proyecto permite recuperar la inversión obteniendo un rendimiento igual al mínimo aceptable con el cual se hizo el descuento y un “beneficio adicional” representado por la cifra del VPN. El proyecto es conveniente.

VPN = 0. Los ingresos futuros son exactamente equivalentes a la inversión. El proyecto permite recuperar inversión y obtener un rendimiento igual al mínimo atractivo. Se obtiene de el únicamente lo exigido y por consiguiente, desde el punto de vista económico, su ejecución es indiferente.

VPN < 0: Los valores de compensación son menores que la inversión. Razón Suficiente para rechazar el proyecto.

6.2. INDICADORES TECNICOS

INDICADORES DE EVALUACIÓN POR PARTE DE LA CALDERA

- Presión de operación:
- Temperatura de Vapor:

- Temperatura de agua de alimentación:
- Generación de Vapor por Hora:
- Análisis del combustible y su poder calorífico:
- Eficiencia requerida:
- Condiciones de estabilidad de la carga:
- Elevación sobre el nivel del mar:
- Liberación térmica volumétrica:

$$\text{LVC} = \frac{\text{Calor desprendido en el hogar por el combustible}}{\text{Volumen del hogar}}$$

$$15.000 \text{ BTU/pie}^3 - \text{hr} \leq \text{LVC} \leq 150.000 \text{ BTU/pie}^3 - \text{hr}$$

- Liberación térmica por unidad de superficie del hogar:

$$\text{LSC} = \frac{\text{Calor total en el hogar}}{\text{Superficie del hogar}}$$

$$60.000 \text{ BTU/pie}^2 - \text{hr} \leq \text{LSC} \leq 220.000 \text{ BTU/pie}^2 - \text{hr}$$

- Liberación térmica por unidad de superficie de parrilla para combustibles sólidos:

$LCP = \frac{\text{Calor desprendido por el combustible en el hogar}}{\text{Superficie de parrilla}}$

Superficie de parrilla

$$400.000 \text{ BTU/pie}^2 - \text{hr} \leq \mathbf{LCP} \leq 1.000.000 \text{ BTU/pie}^2 - \text{hr}$$

- Calderas Pirotubulares:

Se utilizan hasta en generaciones de 30.000 lb / hr aproximadamente, operan hasta 300 Psig, se utilizan para vapor saturado, tiene mayor volumen de hogar y permite quemar otros combustibles como maderas, aceites N.6 o gas natural.

- Calderas Acuatubulares:

Se utiliza para cuando se requieren presiones superiores a 300 Psig, aunque pueden operar de 120 Psig en adelante, capacidad de 10 millones de libras por hora de vapor, las presiones deben variar entre 2.500 y 4.000 Psig a la salida del sobrecalentador, temperaturas de vapor sobrecalentado y recalentado de 1.025 °F, la presión máxima aceptable es 2.800 Psig.

Estas calderas se encuentran clasificadas en dos tipos, A y D:

Las de Tipo A Poseen un hogar cuyas liberaciones térmicas entre 50.000 a 90.000 BTU/hr – pie³ y superficiales de 140.000 a 220.000 BTU/hr – pie², se le pueden colocar sobrecalentadores de vapor hasta de 750 °F y se puede operar hasta 800 Psig cómodamente, su eficiencia es de 85% con aceite y de 80% con gas natural cuando utilizan equipos con recuperadores de calor (Calentadores de aire o economizadores).

Las de Tipo D posee los mismos parámetros de diseño de la de Tipo A, a diferencia de que tiene un solo banco de tubos y se pueden fabricar con capacidad de 800.000 lb/hr de vapor, presiones de 1.500 Psig y 950°F.

- Calderas Industriales: tienen liberaciones térmicas entre 15.000 y 40.000 BTU/pie² – hr y superficiales de 60.000 BTU/pie² – hr, el tiro es balanceado y requiere de ventilador de tiro forzado, inducido y sobre fuego. La capacidad se limita por el tamaño de las parrillas y se pueden obtener hasta 350.000 lb/hr de vapor, a presiones de 1.000 Psig y temperaturas hasta de 950°F, la liberación térmica volumétrica es de 30.000 BTU/pie³ – hr y las liberaciones de parrilla fluctúan entre 400.000 BTU/pie² – hr y 1.000.000 BTU/pie² – hr, dependiendo del combustible, la humedad y contenido de las cenizas. Las eficiencias con bagazo, madera y celulósicos fluctúan entre 60% y 70% y con carbón, del 78% al 85% aproximadamente.

- Térmicas: Se construyen para generaciones desde 1 MW o menos hasta 1.000 MW.

A medida que las presiones y las temperaturas suben se obtienen mayor generación de energía con consumos proporcionales menores de combustible.

PRESIONES Y TEMPERATURAS vs. GENERACIÓN DE ENERGIA

Generación MW	66	150	300
Generación Vapor lb/hr	628.307	1.089.491	2.200.000
Presión operación Psig	1.322	1.874	2.400
Temperatura vapor sobrecalentado °F	960	1.005	1.005
Temperatura vapor recalentado	-----	1.005	1.005
Flujo de carbón lb/hr	88.966	112.235	220.630
Relación calor generación Btu/Kw - hr	11.687	9.832	9.663

INDICADORES DE EVALUACIÓN PARA COMPONENTES AUXILIARES DE CALDERAS

HOGAR Y DOMOS: Las temperaturas de metal están debajo de los 700°F

- Para presiones hasta de 900 Psig se pueden utilizar tubos SA 178 Gr A que son soldados y laminas para los tambores SSA 515 Gr 70.
- Para presiones hasta 2.500 Psig los tubos son sin vena SSA 210 Gr A1 y la lamina de los tambores en SA 299

SOBRECALENTADORES Y RECALENTADORES: Se usan diferentes aleaciones, soportan temperaturas mayores a los 700°F

- Los Tubos varían desde SSA-231 hasta el inoxidable SA 231 TP 304 H

AISLAMIENTOS:

- De lana, con paredes de membrana y espesor requerido de 3" como máximo.

CUBIERTA EXTERNA:

- Debe ser de aluminio acostillado que protege de la intemperie.

CALENTADOR DE AIRE

- Incrementa la eficiencia en un 5 por ciento aproximadamente

CONTROLADORES DE AIRE

- La cantidad de CO debe mantenerse por debajo del máximo recomendado 400PPM, EXACTAMENTE ENTRE 100 Y 150 PPM para máximos rendimientos

Es importante dejar en claro que son muchísimos los parámetros que se pueden establecer como indicadores de gestión pero realmente esto

parámetros se encuentran muy atados a las decisiones propias de los operarios encargados, Ej.: si sabemos que la vida útil de un rodamiento es de 10.000 horas y después de cumplirse este periodo, el rodamiento sigue funcionando sin problema, el operario lo dejaría mas tiempo funcionando.

NORMAS

Los elementos a considerar dependen del tipo de caldera pero generalmente incluyen chapas, calderines, tubos, fondos esféricos, cabezales, superficies planas, riostras, tirantes, aberturas, hogares, juntas soldadas, soporte de estructura, tuberías y válvulas de conexión.

Cada elemento esta regido por el código de calderas y recipientes a presión como material admisible, con tensión admisible y métodos de calcular los esfuerzos.

- PRESIONES ADMISIBLES

BASADOS EN EL CODIGO DE 1986:

Las Juntas soldadas longitudinales deben tener cubrejuntas o chapas de refuerzo a intervalos y el refuerzo de la soldadura sustancialmente nivelado con la chapa.

PRESION MANOMETRICA:

- Esta es la Presión marcada en los Manómetros de servicio.
- Existe una diferencia entre presión admisible y presión de trabajo.
- Las calderas operan siempre por debajo de la máxima presión admisible para evitar la abertura de la válvula de seguridad ya que una o dos valvulas deben estar taradas a la máxima presión admisible.

ÁXIMA PRESION ADMISIBLE	DIFERENCIAL DE PRESION DE TRABAJO
Hasta 100 psi	10 %, pero no menos de 10 psi
De 300 hasta 1.000 psi	7 %, pero no menos de 35 psi
De 1.000 hasta 2.000 psi	5 %, pero no menos de 80 psi
Mas de 2.000 psi	Recomendación del fabricante

- TUBERÍA EXTERIOR A LA CALDERA

SECCION I DEL CODIGO ASME Y SECCION 5.9.1.5. DE LA NORMA UNE 9-300-90, EN ESPAÑA:

Estas normativas dan detalles sobre las uniones o juntas aceptables de tuberías; sin embargo, no se puede utilizar las juntas roscadas allí donde puede haber

corrosión severa, grieta por corrosión, choque o vibración, ni a temperaturas por encima de 496% °C. El mayor diámetro de tubería roscada es 3" y la máxima presión admisible por tamaño o diámetro de tubería roscada para vapor y agua caliente u otro fluido con temperaturas por encima de 104°C es:

MÁXIMO DIÁMETRO DE LA TUBERÍA		MÁXIMA PRESION	
Pulgadas	mm	psi	Kg / cm ²
3"	76	400	28
2"	50	600	42
1"	25	1200	84
¾"	19	1500	105

- PRESIONES ADMISIBLE EN CALDERAS PARA TUBO DE AGUA

Para máximo 5" de diámetros exterior:

$$P = S \left[\frac{(2t - 0,01D - 2e)}{D - (t - 0,005D - e)} \right] \quad \text{O} \quad t = \frac{PD}{2S + P} + 0,005D + e$$

Donde: P = máxima presión admisible, psi (kg/cm²)

D = diámetro exterior de los tubos, pulgadas (cm)

t = espesor mínimo requerido, pulgadas (cm)

S = tensión máxima admisible, lb / in² (kg /cm²)

k_e = factor de espesor para los finales expandidos de los tubos

NOTA:

Para seleccionar el valor de S de los tubos, la temperatura de trabajo del metal no será menor que la temperatura media de la pared del tubo. Esta en ningún caso se tomara menor que 700°C. Para tubos que no absorben calor, la temperatura de la pared puede tomarse como la temperatura del fluido dentro del tubo, pero no menor que la temperatura de saturación del vapor.

NOTA:

En una longitud al menos igual a la del asiento mas 1", e es igual a 0 para tubos expandidos en los asientos de tubos, supuesto que el espesor de los finales del tubo sobre una longitud del asiento mas 1" no es menor que los valores siguientes:

- 0,0095 para tubos de 1 1/4" de diámetro menor y menores.

- 0,105 para tubos mayores de 1 1/4" de diámetro exterior hasta 2"

- 0,120 para tubos mayores de 2" de diámetro exterior hasta 3"

- 0,135 para tubos mayores de 3" de diámetro exterior hasta 5"

- Para tubos soldados por resistencia a calderines y cabezales o cajas, $e = 0$

- PRESION ADMISIBLE DE VIOLAS Y CALEDERINES

PARA CALDERAS ANTIGUAS, CODIGO ASME DE 1971:

$$P = \frac{0,8SEt}{R + 0,6t} \quad \circ \quad t = \frac{PR}{0,8SE - 0,6P}$$

PARA CONSTRUCCION SOLDADA O SIN COSTURA, CON EL REFUERZO DE SOLDADURA ELIMINADO, SECCION I:

$$P = \frac{SE(t - C)}{R + (1 - y)(y - C)} \quad \circ \quad t = \frac{PR}{SE - (1 - y)P} + C$$

Donde :P = presión máxima admisible, psi

S = máxima tensión admisible para la temperatura de trabajo del metal, lb/in²

t = mínimo espesor necesario, pul

R = radio interior del cilindro o virola, pul

E = eficiencia de la unión (E = eficiencia de las juntas longitudinales soldadas. E = 1 para cilindros sin costuras, y E =1 para juntas soldadas, supuesto que todo el refuerzo sobre las juntas longitudinales).

C = factor dependiente de si el tubo o virola esta taladrado (para calderines o virolas C = 0

y = factor que depende de si el acero es férrico o austenítico según se especifique a continuación:

Temperatura	Valores de y	
	Acero Ferrico	Acero
Menor de 900 °F	0.4	0.4
950 °F	0.5	0.4
1.000°F	0.7	0.4
1.050°F	0.7	0.4
1. 100°F	0.7	0.5
1. 150°F	0.7	0.7

CAPITULO 7

RESULTADOS OBTENIDOS, INTERPRETACIÓN Y CONSECUENCIAS

¿CUMPLEN CON LOS CRITERIOS TÉCNICOS-ECONOMICOS Y FINANCIEROS?

Basados en la evaluación económica y financiera de la Planta Térmica en estudio y teniendo en cuenta los indicadores de gestión y parámetros comparativos ya vistos, podremos dar un resultado conciso del tratamiento que se debe seguir con la unidad.

Para la buena interpretación de resultados, es indispensable tener en cuenta el (VPN) Valor Presente Neto y observar como afectaría la operación comercial de la Planta Térmica.

En cuanto al análisis de la operación de la Planta Térmica depende del Tipo de Combustible ya sea Carbón o Gas y es necesario analizar sus respectivos VPN.

De igual forma la interpretación de resultados debe mirar beneficios

económicos, proyectar la planta bajo distintos escenarios, el suministro de combustible y analizar el rendimiento térmico entre otros.

CONSECUENCIAS

Después de analizar toda la información Técnica-económica y financiera de la empresa y luego de compararla con los indicadores mínimos de gestión, los resultados nos pueden llevar a tres conclusiones diferentes:

7.1. SIGUE EN OPERACIÓN LA UNIDAD

Por la tanto la evaluación del VPN de Ingreso y Egresos nos arrojó cifras positivas o iguales a 0 a nivel general y el estudio técnico suministra información que se puede considerar dentro de los parámetros de evaluación, sin embargo es importante hacer las siguientes recomendaciones:

- Llevar constantemente un seguimiento sobre los Informes de Egreso e Ingreso de la Planta.
- Asesorarse bien, para no invertir en gastos innecesarios.
- Establecer controles para todos los procesos de mantenimientos de la unidad.
- Aprovechar las paradas para realizar inspecciones y estudio de toda índole que nos evite futuras paldas y perdidas de tiempo y dinero.

7.2. LA UNIDAD SE RETIRA

Por lo tanto la evaluación del VPN de Ingresos y Egreso nos arroja cifras menores a 0, con un escenario deprimido y deficientes estadísticas para pensar en la posibilidad de Invertir en Tecnología que permita ayudar a los equipos existentes en aumentar eficiencias.

Una decisión como esta traería las siguientes consecuencias:

- Implica impacto negativo en la operación comercial.
- Desde el punto de vista del mercado, se pierde competitividad, puesto que se disminuiría la participación respecto a la capacidad instalada del SIN.
- Se reduce el poder de mercado de la empresa propietaria de la planta respecto a otros agentes generadores de similares características. Ej.: EPM, ISAGEN., entre otros.
- Los únicos beneficiarios son otros agentes generadores que tienen poder de mercado.
- Se renunciaría a unos ingresos fijos superiores a los costos fijos de la planta, si se tienen en consideración fenómenos como el del niño.

- Perdida de la flexibilidad en los contratos de suministro de gas de otras plantas de la empresa propietaria que tiene posibilidad de sustitutos, al exponerse a penalizaciones por incumplimiento del T.O.P., puesto que en condiciones normales de consumo de gas en la plata se contabiliza para efectos de la evaluación de este.
- Si se retira la planta del sistema, se pierde valor como negocio en marcha quedando solo como un activo improductivo con la respectiva perdida de valor.

7.3. LA UNIDA SE REPOTENCIA

Por lo tanto la evaluación del VPN de Ingreso y Egresos nos arrojo cifras positivas o iguales a 0 a nivel general, sin embargo el estudio técnico suministra información que puede mejorarse repotenciando algunos equipos o procesos , para obtener mejor eficiencia y por ende mayores ingresos de producción.

Para esto, se sugieren a continuación algunos Métodos que se pueden poner en consideración para la repotenciación de equipos o procesos por parte de la empresa propietaria o contratistas externos:

METODO 1: REDUCCIÓN DEL EXCESO DE AIRE

Ahorro del potencial: 5% al 10%

Problema: Exceso de aire innecesario sobrecarga y exige sobre dimensionado de los equipos, generando cantidad adicional de gases que escapan a alta temperatura en la atmósfera.

Impacto Económico:

1. Para una caldera de 100.000 lb / hr de vapor.

Quemando carbón de HHV = 12.500 Btu / lb a \$26.000/ton., (aproximadamente \$1000 /MBTU) una mejora en eficiencia del 5% representa un ahorro en combustible de aproximadamente \$50.000.000 por año. Una pérdida de eficiencia de 1% significa un sobre costo de combustible de \$ 10.000.000 mas por año.

2. Para una caldera de 1.000.000 lb / hr de vapor, una mejora del 1% en eficiencia representa ahorros por mas de \$100.000.000/ año.

Nota: Se supone que cada caldera trabaja a plena carga durante 7.000 horas al año.

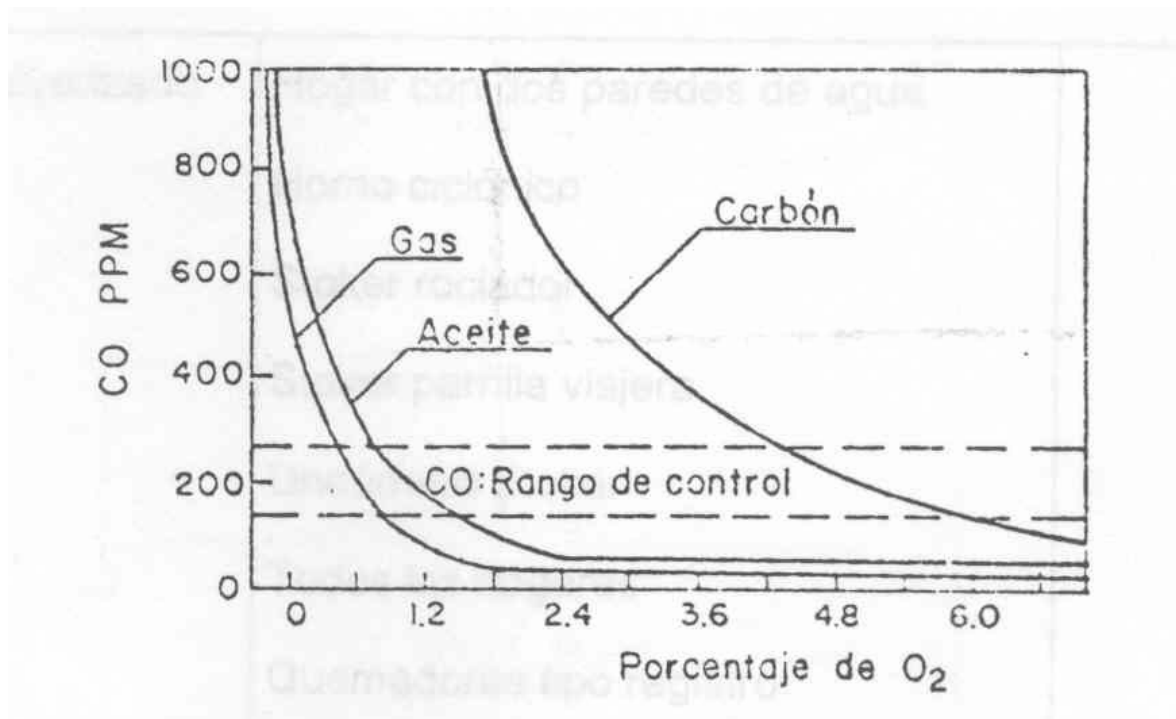


FIGURA-1 Control de exceso de aire: CO vs O₂

El control del CO es muy importante en el control de eficiencia y su comportamiento se debe mantener por debajo del máximo recomendado 400 PPM.

Precaución: Cuando el aire suministrado está por debajo del límite estequiométrico, pueden quedar hidrocarburos sin quemar y dar lugar posteriormente a una explosión. Además la eficiencia se disminuirá drásticamente.

TABLA 1 -EQUIPOS DE COMBUSTIÓN DE CARBON Y EXCESO DE AIRE RECOMENDADO

Combustible	Tipo de hogar	Exceso de aire (%peso)
Carbón pulverizado	Hogar con paredes de agua	15-20
Carbón pulverizado	Hogar con dos paredes de agua	15-40
Carbón	Horno ciclónico	10-15
Carbón	Stoker rociador	30-60
Carbón	Stoker parrilla viajera	15-5
Carbón	Underfeed Stoker	20-50
Carbón	Todos los hogares	25-35
Fuel oil	Quemadores tipo registro	5-10
	Quemadores múltiples	10-20
Gas Natural	Quemadores tipo registro	5-10

Fuente: Steam, Its Generation and use. Babcock & Wilcox

En la figura N.2 se muestra el comportamiento de una caldera típica, cuando opera con diferentes excesos de aire. Nótese la alta incidencia de formación de CO a muy bajo porcentaje de O₂

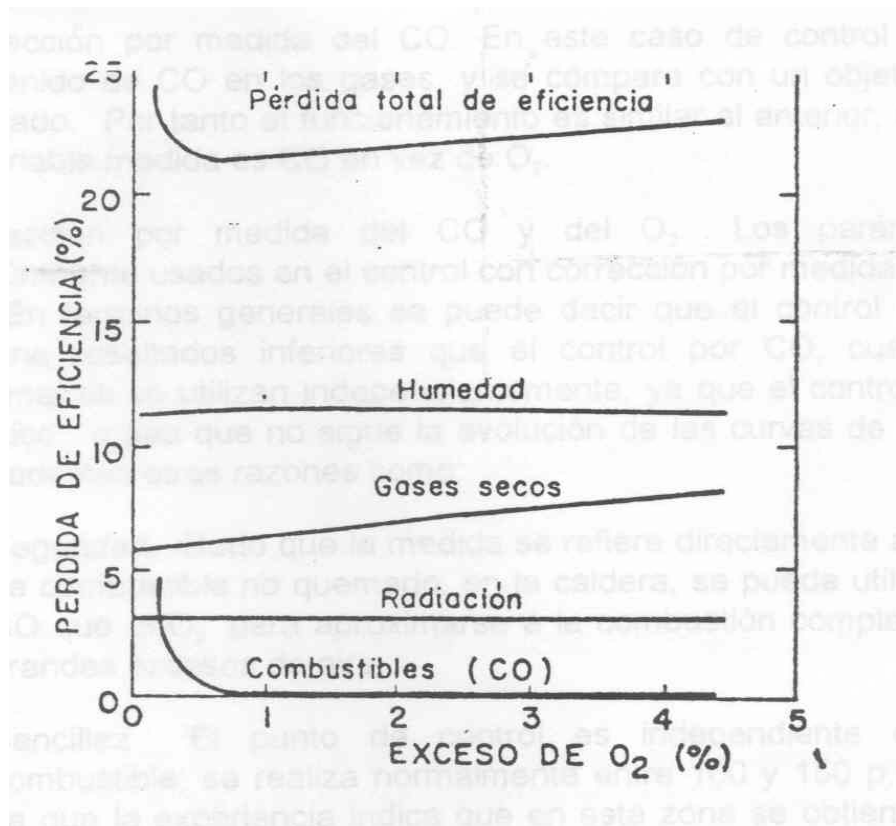


FIGURA-2 Variación de la pérdida de eficiencia vs. Exceso de O_2

SISTEMA DE OPTIMIZACION DE LA COMBUSTIÓN:

Se trata de incorporar un sistema adicional que mejore el control por medio de la corrección de la relación aire / combustible. Esta corrección se basa en la medida de algún parámetro importante de la combustión, o de varios, y en hacer actuar la señal obtenida sobre el sistema general de control de la relación aire / combustible.

a) Corrección por medio del O_2 : El parámetro medido en este caso es el O_2 y la señal medida actúa como retroalimentación. En la figura 3 se puede ver el esquema correspondiente a un circuito de control con corrección por medida de O_2 .

Básicamente el sistema funciona modificando la relación aire / combustible fijada manualmente. Para ello, se fija un objetivo de nivel de oxígeno “óptimo” en los gases, y el controlador de oxígeno compara el valor medio de O_2 con el valor medido de O_2 fijado, añadiendo o quitando aire para ajustarse al objetivo.

b) Corrección por medida del CO: En este caso de control se mide el contenido de CO en los gases, y se compara con un objetivo “óptimo” prefijado. Por tanto el funcionamiento es similar al anterior, excepto que la variable medida es CO en vez de O_2 .

c) Corrección por medida de CO y del O_2 : Los parámetros más comúnmente usados en el control con corrección por medida son el CO Y O_2 . En términos generales se puede decir que el control por oxígeno obtiene resultados inferiores que el control por CO, cuando ambos parámetros se utilizan independientemente, ya que el control por O_2 es estático: o sea no sigue la evolución de las curvas de rendimiento.

Hay además otras razones como:

- Seguridad. Dado que la medida se refiere directamente a la cantidad de combustible no quemado, en la caldera, se puede utilizar mejor el CO que el O₂ para aproximarse a la combustión completa, sin tener grandes excesos de aire.
- Sencillez: El punto de control es independiente del tipo de combustible; se realiza normalmente entre 100 y 150 ppm de CO, ya que la experiencia indica que en esta zona se obtiene el máximo rendimiento.
- Fiabilidad: La señal de CO no se ve prácticamente afectada por la infiltración de aire a la zona donde está situado el sensor; en cambio la señal de O₂ se vería afectada notablemente.

Es habitual emplear ambas medidas en el sistema de control en base a :

- El control por CO actúa como una banda proporcional relativamente ancha y con una acción integral lenta.
- Si se alcanza el límite de seguridad del porcentaje de oxígeno (por un cambio rápido de marcha o mal funcionamiento del quemador), el control se transfiere al control por O₂ que tiene una estrecha banda proporcional y una acción integral rápida.

Con ello se obtiene una respuesta rápida cuando se alcanza el límite de O₂ y una respuesta lenta para variaciones del CO.

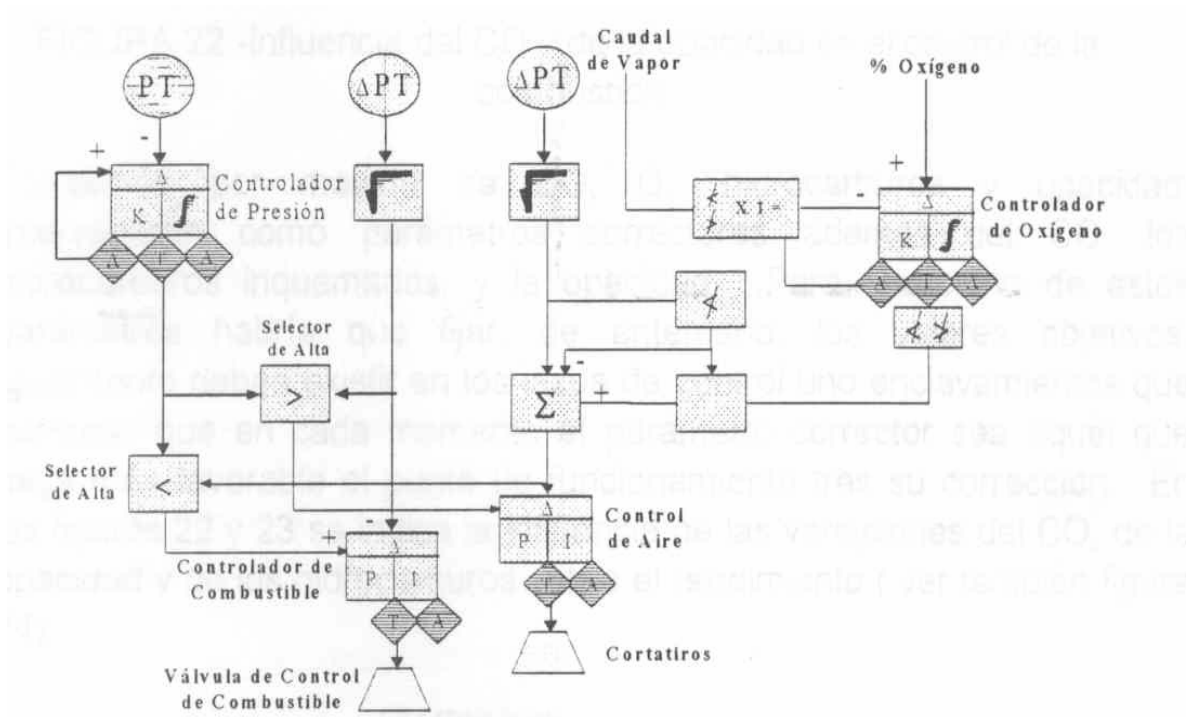


FIGURA-3 Corrección de la señal del control por la señal de la medida del oxígeno

d) Corrección por medida de pérdidas: Otro tipo de control con corrección por medida es a través de las pérdidas en la combustión. La corrección por medida de pérdidas consiste en aplicar la corrección para las pérdidas totales, y a partir de ello tratar de hacer mínimo el valor que tome cada momento dicha correlación. En el esquema de control sería similar al de la figura 3.

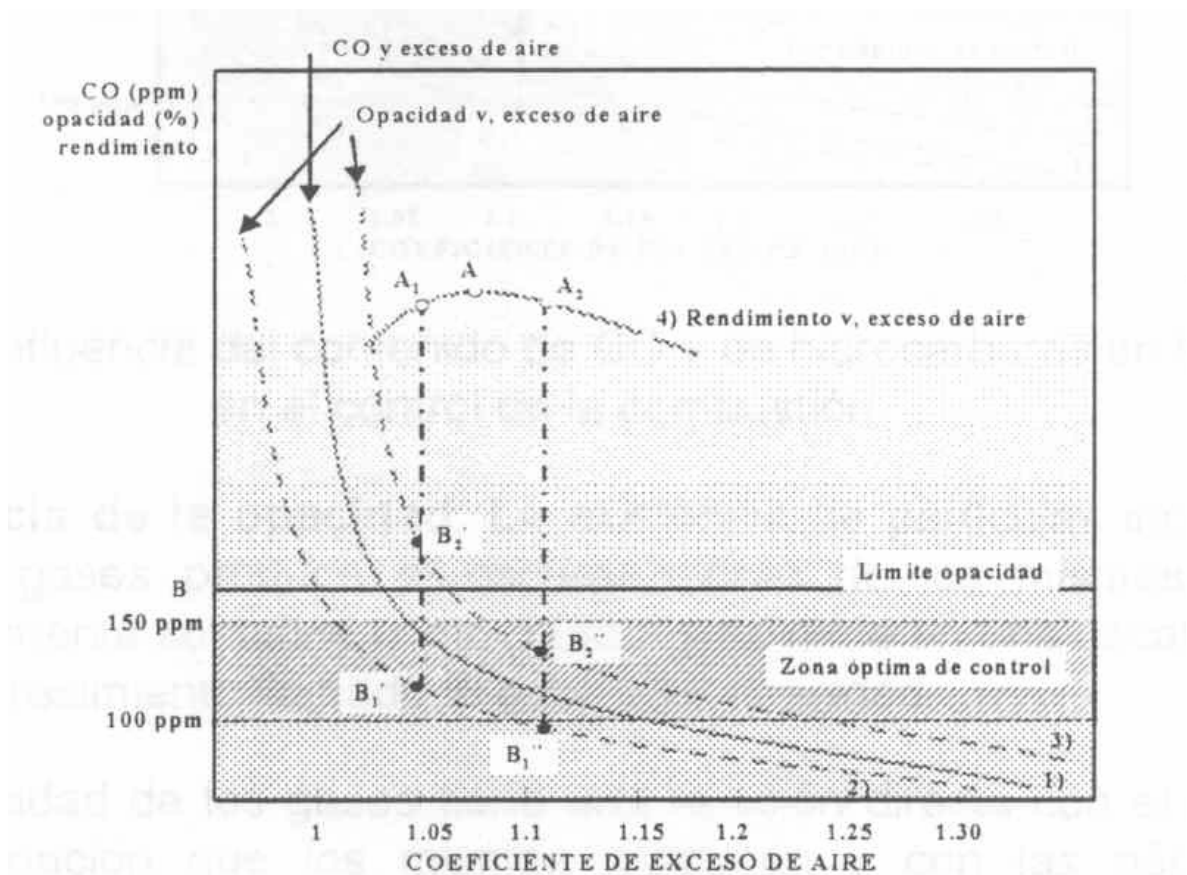


FIGURA-4 Influencia del CO y de la opacidad en el control de la combustión

e) Corrección por medida de CO, O₂, HIDROCARBUROS Y opacidad: Intervendrán como parámetros correctores además del CO, los hidrocarburos in quemados, y la opacidad. Para cada uno de estos parámetros habría que fijar, de antemano, los valores adjetivos. Igualmente deben existir en los lazos de control unos enclavamientos que permitan que en cada momento el parámetro corrector sea aquel que haga más favorable el punto de funcionamiento tras su corrección. En las figuras 4 y 5 se indican la influencia de las variaciones del CO, de la opacidad y de los hidrocarburos sobre el rendimiento, ver también figura 6.

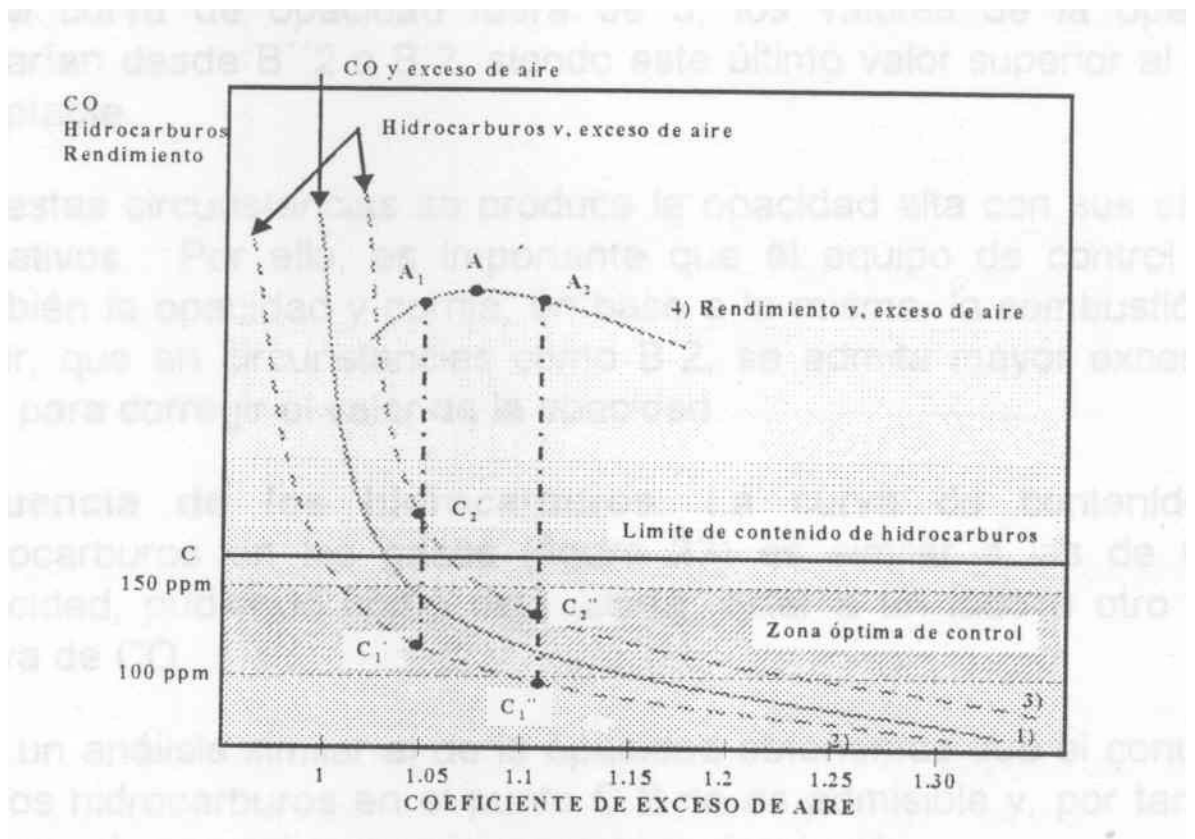


FIGURA-5 Influencia del contenido de CO y de hidrocarbonuros en los gases en el control de la combustión

- Influencia de la opacidad: La existencia de partículas in quemadas en los gases produce el oscurecimiento de los mismos, lo cual generalmente se define como "humo" y se mide en una escala relativa de oscurecimiento llamada la escala de opacidad.

La opacidad de los gases tiene una relación directa con el grado de contaminación que los mismos producen y con las pérdidas de combustible. Por esta razón, generalmente se exige controlar esta variable.

La opacidad varia con el exceso de aire de acuerdo a una curva similar a la del CO ver figura 4. La situación relativa de ambas curvas (opacidad y CO) depende de circunstancias interiores y exteriores.

Cuando la opacidad sigue una curva como la 2, estando la caldera en control entre 100 y 150 p.p.m. de CO, los valores de la opacidad varían entre B'1 y B''1. Si el limite de la opacidad esta en B, los valores anteriores son inferiores al limite y por tanto aceptables.

Si la curva de opacidad fuera de 3, los valores de la opacidad variarían desde B''2 A B'2, siendo este ultimo valor superior al limite aceptable.

En estas circunstancias se produce la opacidad alta con sus efectos negativos. Por ello, es importante que el equipo de control mida también la opacidad y corrija, en base a la misma, la combustión, es decir que en circunstancias como B'2, se admita mayor exceso de aire para corregir el valor de la opacidad.

- Influencia de los hidrocarburos: La curva de contenido de hidrocarburos en los gases (figura 5) es similar a las de CO y opacidad, pudiendo como esta ultima, estar a un lado u otro de la curva de CO.

Para un análisis similar al de la opacidad obtenemos que el contenido de los hidrocarburos en el punto C'2 no es admisible y, por tanto, el sistema de corregir automáticamente la desviación.

- El contenido de hidrocarburos en los gases indica también el grado que se esta efectuando la combustión. Ello es particularmente importante cuando el combustible es un gas "limpio", que aun en la combustión con defecto de aire no produce prácticamente opacidad. En este caso el contenido de hidrocarburos será el que corrija las desviaciones del control por CO.

f) Rendimiento de la combustión: La curva de rendimiento de la combustión, y por tanto, del rendimiento de la caldera, presenta en cada momento un punto máximo A (ver figura 6) que corresponde a un determinado exceso de aire. Si en estas condiciones se reduce este exceso de aire, el rendimiento se hace menor debido a que aumentan los inquemados. Si el exceso de aire aumenta, se completan las reacciones de oxidación, pero se malgasta energía en calentar el aire en exceso que se introduce.

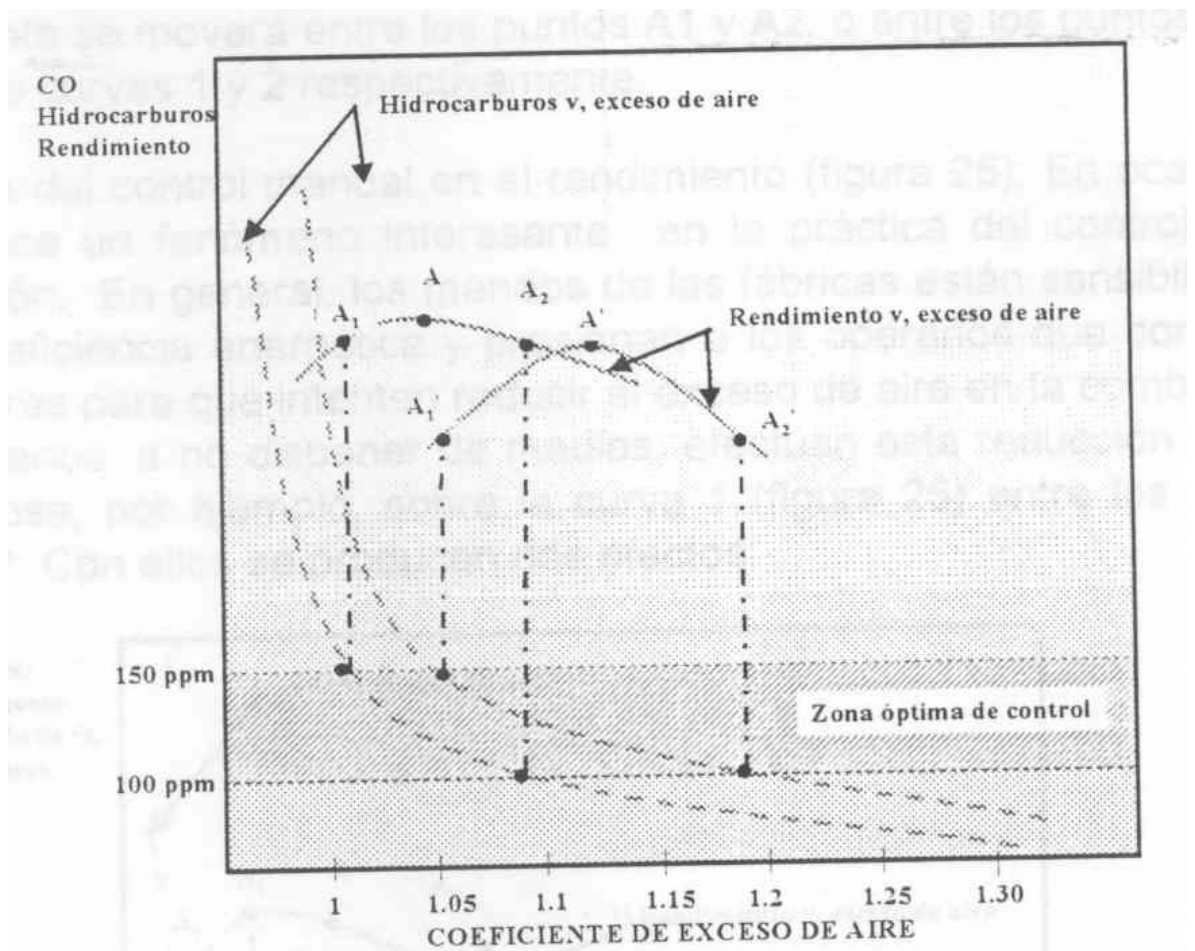


FIGURA-6 Control automático midiendo en continuo el monóxido de carbono

La curva del CO en función del exceso de aire presenta un codo que coincide con la zona de máximo rendimiento. Si el exceso de aire se reduce, aumenta rápidamente el contenido de CO, debido a que la combustión se efectúa en menor grado. Si el exceso de aire aumenta, el CO se reduce, pero muy lentamente.

La situación del punto de mejor rendimiento y del codo de la curva de CO, varía de acuerdo a:

- El estado de las instalaciones, quemadores, etc.
- Las circunstancias de cada momento como son: variaciones climatológicas (temperatura, presión, humedad relativa, viento, etc.), variaciones de carga de la caldera, variaciones de composición del combustible.

Por tanto las curvas son dinámicas, desplazándose en función de estas circunstancias tal como se muestra en la figura 6.

En general se obtendrá la zona de mejor rendimiento siempre que se mantenga el CO en la gama de 100 a 150 p.p.m. con lo cual el rendimiento se moverá entre los puntos A1 y A2, o entre los puntos A'1 y A'2 de las curvas 1 y 2 respectivamente.

g) Influencia del control manual en el rendimiento (figura 7): En ocasiones se produce un fenómeno interesante en la práctica del control de la combustión. En general, los mandos de las fabricas están sensibilizados hacia la eficiencia energética y presionan a los operarios que conducen las calderas para que

intentan reducir el exceso de aire en la combustión. Los operarios , al no disponer de medios, efectúan esta reducción “a ojo” moviéndose, por ejemplo, sobre la curva 1 (figura 7) entre los puntos A'1 y A'2. Con ellos se producen dos efectos:

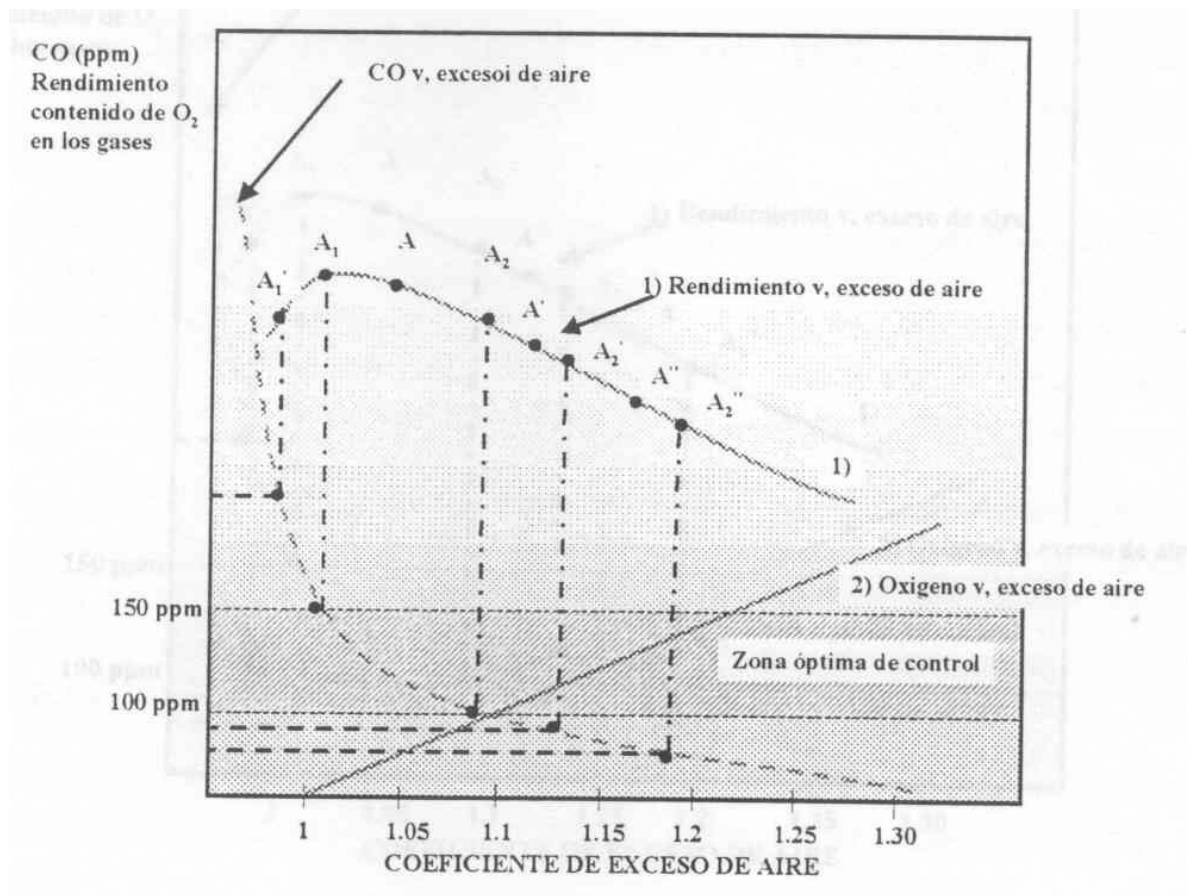


FIGURA-7 Funcionamiento en control natural

- Los valores del rendimiento en el intervalo (A'1 y A'2) en general son muy inferiores a los obtenidos mediante control por CO (A'1 A'2).

- En muchas ocasiones, al entra en la zona de bajo exceso de aire para las condiciones relativas de funcionamiento, se obtienen un porcentaje alto de inquemado ($A'1$).

Estos mismos efectos se producirían en las curvas correspondientes a otras condiciones de trabajo. En términos generales el resultado es en general, mas perjudicial que beneficioso.

h) Influencia del control por oxígeno en el rendimiento (figura 8): Como se ha dicho, el sistema de control por oxígeno se basa en fijar un valor del oxígeno (punto de consigna) a mantener automáticamente. Pueden darse dos casos (supuesto que la curva de rendimiento es la 1):

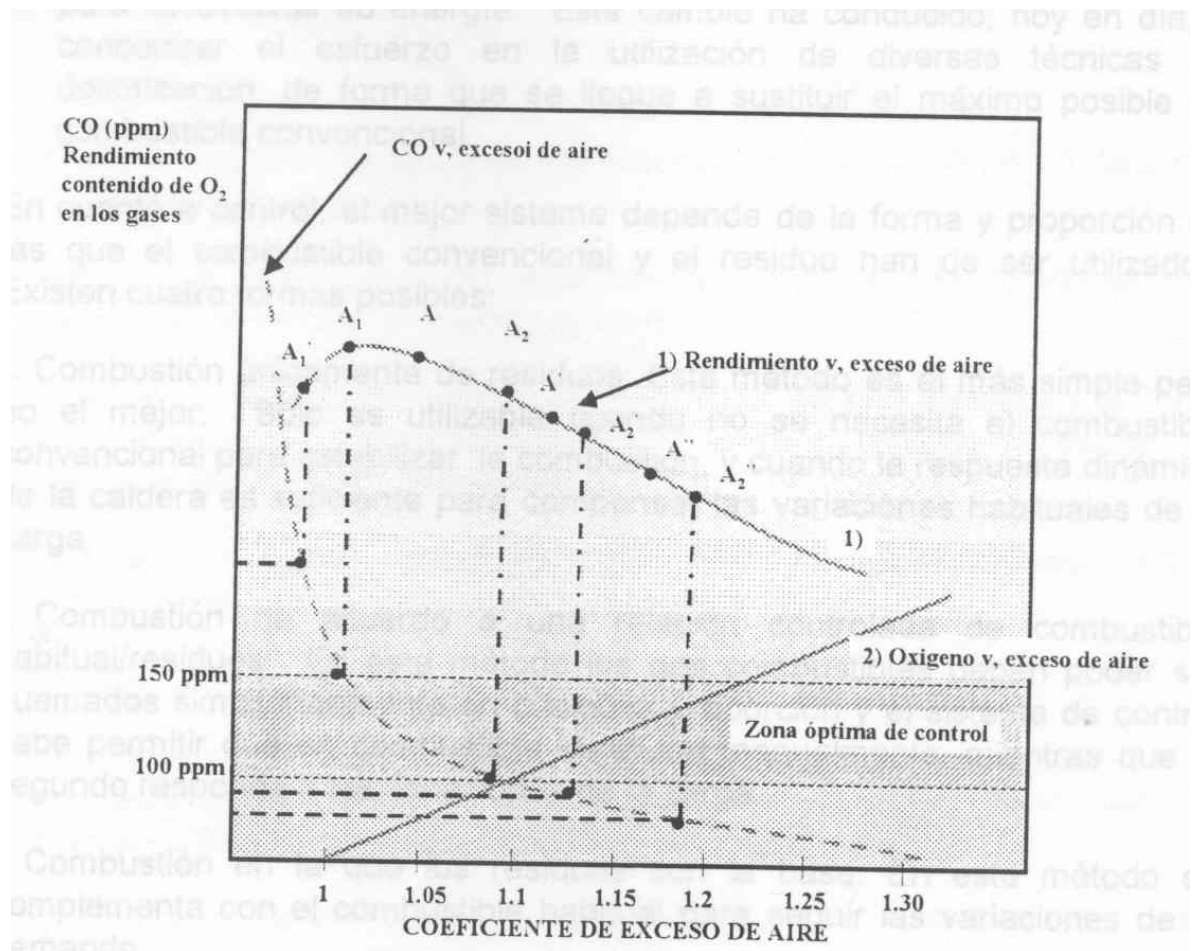


FIGURA-8 Funcionamiento típico con control corregido por la medida del contenido de oxígeno en los gases

- Que se fije un punto de consigna de oxígeno “bajo” para este sistema de control (punto A'). Con ello el sistema se moverá entre A'1 y A'2 produciéndose en ocasiones inquemados altos.
- Que se fije un punto de consigna “alto” de oxígeno (punto A''). Con ello se garantiza que normalmente no se producirían inquemados, pero

siempre tendrá un exceso de aire alto.

En definitiva, la medición del contenido de oxígeno no permite conocer la forma en que se efectúa la combustión, porque no tiene en cuenta las circunstancias antes enunciadas.

i)Control de la combustión de residuos: A medida que se practica más la combustión de los residuos, las filosofías de control van variando paulatinamente, pasando desde el pasado en la que se quemaban los residuos para deshacerse de ellos hasta la actualidad en la que se queman para aprovechar energía. Este cambio ha conducido, hoy en día, a concentrar el esfuerzo en la utilización de diversas técnicas de optimización, de forma que se llegue a sustituir el máximo posible de combustible convencional.

En cuanto a control, el mejor sistema depende de la forma y proporción en las que el combustible convencional y el residuo han de ser utilizados.

Existen cuatro formas posibles:

- Combustión únicamente de residuos: Este método es el más simple pero no el mejor. Solo es utilizable cuando no se necesita el combustible convencional para estabilizar la combustión, y cuando la

- respuesta dinámica de la caldera es suficiente para compensar las variaciones habituales de la carga.
- Combustión de acuerdo a una relación controlada de combustión habitual / residuos: En este método los dos combustibles deben poder ser quemados simultáneamente en cualquier proporción y el sistema de control debe permitir que un combustible se ajuste manualmente, mientras que el segundo responda a las variaciones de la carga.
- Combustión en la que los residuos son la base: En este método se completa con el combustible habitual para seguir las variaciones de la demanda.
- Combustión en la que el combustible habitual es la base: En este método se complementa con los residuos según las variaciones de la demanda.

Para cada uno de estos cuatro casos, así como el caso de que haya mas de un residuo existen esquemas de control adaptados o adaptables.

Por otra parte, es de gran importancia que esta combustión se realice sin sobrepasar la contaminación permitida por la legislación, por lo que, hoy día, se están desarrollando nuevos equipos y nuevos sistemas de combustión:

METODO 2: DISMINUCIÓN TEMPERATURA DE GASES

Ahorro potencial: 1% por cada 40°F de disminución de temperatura. El ahorro de potencial en algunos casos llega hasta el 3%

Problema: Exceso de aires inadecuado o tuberías sucias tanto por el lado de agua como los gases.

Soluciones:

1. Si hay exceso de combustible, disminuir la cantidad / hr con el fin de bajar la temperatura de gases.

Precaución: La producción requerida de vapor se debe mantener. Si disminuye no es buena solución del problema.

2. Si la tubería esta sucia, la generación de vapor se vera afectada y la única solución es realizar el soplado de la unidad (si se dispone del equipo) o pararla y efectuar completa limpieza.
3. Una alternativa es la posibilidad de adicionar un precalentamiento de aire si no lo tiene, previa justificación técnico – económica.

Justificación:

Cuanto mas baja es la temperatura del gas de salida, mayor el rendimiento de la caldera. Sin embargo, hay un limite inferior para la temperatura del gas de salida.

1. La temperatura recomendada para minimizar la formación de ácido sulfúrico es de 300 - 350°F particularmente si el contenido de azufre del combustible es mayor del 2%.

Si no hay datos de referencia de temperatura de gases, la temperatura de gases debe estar normalmente entre 150 - 200°F por encima de la temperatura de saturación del vapor (no valido para calderas con precalentamiento de aire y / o economizador).

La temperatura a la cual los gases de combustión se saturan con el agua es conocida como el punto de rocío. Si la temperatura de los gases cae por debajo de este punto, se presenta formación y condensación de ácido sulfúrico que ataca las superficies metálicas.

El punto de rocío depende de la humedad del combustible, del exceso de aire y del SO_3 , presentes en la combustión. Gases Sin SO_3 , tienen puntos de rocío entre 40 y 60°C. El punto de rocío del ácido, usualmente esta entre 120 y 150°C.

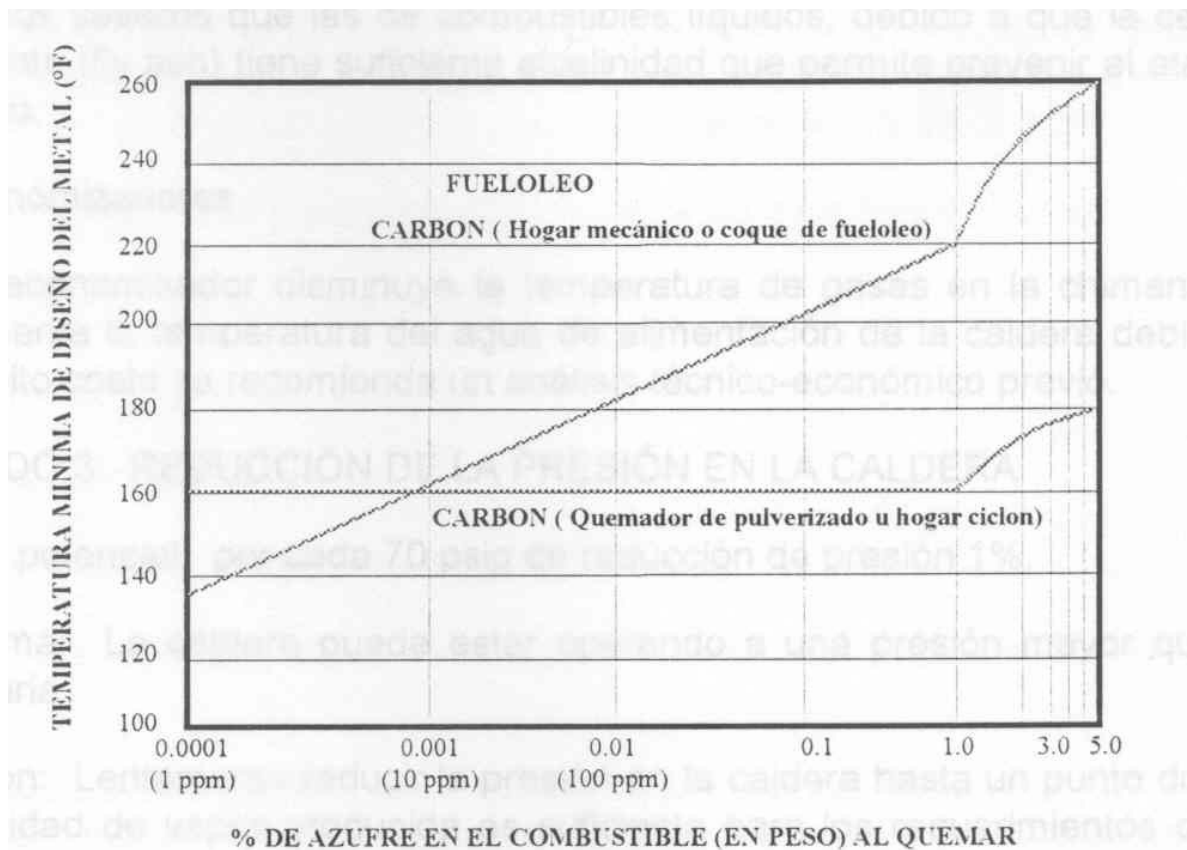


FIGURA-9 Temperatura mínima aconsejable del metal del calentador del aire

2. Superficies de transferencias de calor sucias.

Fuera del método normal de limpieza, la alternativa consiste en tratar con aditivos el combustible.

La tecnología del tratamiento químico para calderas que operan con carbón se ha desarrollado menos que la de los combustibles líquidos. Entre otros

compuestos químicos empleados podemos mencionar el MgO, carbonato de calcio y dolmita para controlar la formación de escoria, hollín y corrosión.

Una investigación conducida por la ASME Research Comité on Corrosión and Deposits, indica que la corrosión y los depósitos son causados por sulfato de hierro alcalinos y que el MgO en polvo previene su formación. Desafortunadamente este tratamiento es muy costoso, debido a la alta dosificación requerida (0.4 a 3% del carbón). El costo por tonelada de carbón alcanza a representar hasta un quinto del costo total del carbón.

Generalmente los problemas por ataques ácidos con calderas a carbón son menos seguros que las de combustibles líquidos, debido a que la ceniza volante tiene suficiente alcalinidad que permite prevenir el ataque ácido.

3. Economizadores

Un economizador disminuye la temperatura de gases en la chimenea y aumenta la temperatura del agua de alimentación de la caldera debido a su alto costo se recomienda un análisis técnico-económico previo.

METODO 3: REDUCCIÓN DE LA PRESION EN LA CALDERA

Ahorro potencial: para cada 70 Psig de reducción de presión 1%.

Problema: La caldera puede estar operando a una presión mayor que la necesaria.

Solución: Lentamente reducir la presión en la caldera hasta un punto donde la cantidad de vapor producida es suficiente para los requerimientos de la planta.

Justificación: Disminuyendo la presión de operación de la caldera se conseguirá lo siguiente:

- Mas baja temperatura de gases debido a una mejor transferencia de calor.
- Disminución de perdidas de calor de la caldera y tuberías.
- Disminución de perdidas por escape de vapor a menos presión.
- Se puede afectar la circulación de la caldera.
- Las válvulas de seguridad se tienen que cambiar o calibra.
- Se tendrá que hacer ajustes en el sistema de purgas para que la demanda de vapor sea mínima.

Nota: Si hay mas de una caldera disponible, considerar la posibilidad de trabajar con una de ellas a presión tan baja como lo exija el proceso.

Cuando la caldera opera con gas se recomienda el uso de economizador pues con este combustible no se requieren altas temperaturas de alimentación y resulta mas económico que un calentador de aire.

Ventajas de los economizadores:

- Su costo de capital inicial es bajo.
- No tiene impacto sobre Nox
- Bajas perdidas de tiro
- Mínimo consumo de potencia para auxiliares

Cuando ΔT (gases – agua) es mayor, entonces hay mejor transferencia de calor.

La máxima temperatura a la salida del economizador debe estar entre 35 - 75°F por debajo de la temperatura de saturación del vapor para prevenir ebullición del agua, golpes de aire o choques térmicos.

Para evitar corrosión interna, la temperatura del agua después del desaireador debe estar $\approx 220^{\circ}\text{F}$.

METODO 4: INCREMENTO DE LA TEMPERATURA DEL F.O. NO.6

Ahorro potencial: Hasta un 5%

Problema: Viscosidad del combustible muy alta o muy baja afecta la correcta atomización o disminuye la eficiencia.

Solución: Precalentar el F.O entre 212 y 230°F de tal manera que la viscosidad este entre 100 y 300 SSU. Siempre se debe consultar las especificaciones del fabricante y seguir sus recomendaciones.

Teniendo en cuenta que la viscosidad puede variar, incluso según el origen del crudo, es necesario efectuar pruebas de viscosidad a diferentes temperaturas y llevar estos datos a un diagrama ASTM como el mostrado en la figura 8. En este diagrama la relación es lineal y sirve para determinar la temperatura de precalentamiento.

Si el precalentamiento es demasiado alto, la viscosidad puede disminuir demasiado y suceden fluctuaciones en la atomización, produciéndose una llama ruidosa e inestable. Si el precalentamiento es demasiado bajo la viscosidad será muy alta, dificultando la vaporización y produciendo combustión completa con formación de hollín.

Cuando el precalentamiento se dificulta pueden utilizarse mezclas de combustibles livianos y Fuel Oil, para lo cual hay que determinar la proporción exacta de cada uno de ellos en la mezcla.

METODO 5: OPTIMIZAR LA PRESIÓN DE ATOMIZACION DEL COMBUSTIBLE

Ahorro potencial: 1%

Problema: La presión de atomización es muy alta o muy baja que el valor especificado por los fabricantes del quemador.

Solución: Ajustar la presión de atomización del combustible de acuerdo a las instrucciones de operación del quemador.

Justificación: La atomización del combustible es función de la presión y viscosidad del combustible, del aire primario o vapor (cuando se use) y del diseño mismo de las boquillas de atomización. Operar el quemador a mayor o menor presión que la requerida disminuirá la eficiencia de combustión.

TABLA 2. RANGO USUAL DE VISCOSIDAD

METODOS ATOMIZACION	SSU	Ctsc
Presión	35-150	3-32
Vapor o aire	35-350	3-77
Rotativo	150-300	32-65

METODO 6: GRANULOMETRIA ADECUADA DEL CARBON

Ahorro de potencial: Hasta 5%

Problema: Especialmente para calderas con parrillas de tipo andante, que normalmente queman carbones bituminosos con 10% de humedad y entre 9 y 12% de cenizas, se consiguen liberaciones de calor de 500.000 Btu/pie² –hr. Cuando la humedad y cenizas suben hasta el 20%, la liberación de calor cae hasta 425.000 Btu/pie² –hr y para antracita hasta 400.000 Btu/pie² –hr. Si el porcentaje de finos supera mas de un 1% a través de una malla 200, la liberación de calor cae hasta 325.000 Btu/pie² –hr.

Solución: En la Tabla N. 3 se recomienda el tamaño de carbón para varios diseños de quemadores.

TABLA 3. TAMAÑO DEL CARBON

Tipo de Combustión	Tipo de Carbón	Tamaño
*Retorta Simple	* Coquizable y aglomerable *Carbón no aglomerable	*Trozos de 1 1/ 2 y cisco tamizado (50% en malla de 1/ 4")
*Retorta múltiple	*Carbón no aglomerable	*Trozos de 2" y cisco tamizado (50% en malla de 1/4")
*Parrilla de cadena	*Todos excepto aglomerable bituminoso	*Trozos de 1" y cisco tamizado
*Parrilla viajante	*Todos excepto aglomerable bituminoso	*Trozos de 1" y cisco tamizado fino
*Parrilla vibrante	*Todos los tipos	*Trozos de 1" y cisco tamizado menos fino
*Parrilla estacionaria	*Todos los tipos	*Trozos de 3/4 " y cisco tamizado
*Parrilla volcable	*Todos los tipos	* Trozos de 3/4 " y cisco tamizado
*Parrilla viajante	*Todos los tipos	* Trozos de 3/4 " y cisco tamizado
*Parrilla vibrante	*Todos los tipos	* Trozos de 3/4 " y cisco tamizado menos fino
*Quemador de carbón pulverizado	*Todos los tipos	*Cisco tamizado (70% en malla de 200 mesh)
*Quemador tipo ciclón	*Todos los tipos	*Cisco tamizado (95% en malla de 4 mesh)

METODO 7: REDUCIR PURGA DE LA CALDERA

Ahorro potencial: 1%

Problema: Excesiva purga debido a un mal tratamiento o deficiente práctica de operación, implican desperdicios de energía.

TABLA N. 4 PORCENTAJE DE PURGA VS. PORCENTAJE PERDIDA DE EFICIENCIA

PRESIÓN (Psig)				
	400	600	800	1000
% Purga	% Perdida de Eficiencia			
10	4.0	4.5	5.1	5.5
5	2.0	2.2	2.5	2.9
2	0.8	0.9	1.0	1.3

Opción: Sistema de retornos de condensados.

Costo de un sistema de purga continua \approx US\$ 10.000 – US\$ 30.000.

Para calcular la purga continua necesaria en una caldera, hay que realizar un

balance de los distintos componentes a controlar. Tomando como base el esquema de la figura 10 tenemos:

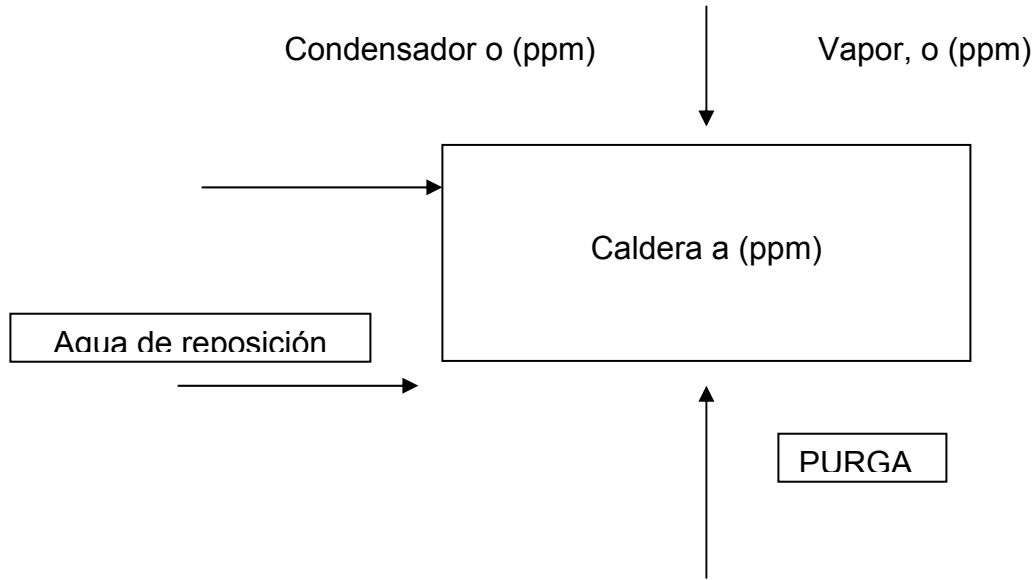


FIGURA-10 BALANCE PARA DETERMINACION DE PURGA EN CALDERAS

Donde:

a: Máxima dureza (p.p.m.) de permitida en la caldera

b: Dureza del agua de reposición (p.p.m de CaCO_3)

mp: Purga de la caldera (lb/hr)

mr: Agua de reposición = caudal de vapor –caudal de condensador que se recuperan

La cantidad de sales extraídas he debe se la misma que la aportada, luego:

$$mp.a=mr.b+mp.b$$

De donde

$$m_p = \frac{m_r \cdot b}{a-b} \text{ (lb / hr)}$$

Hay que aclarar que en calderas de alta presión, el problema principal no son los sólidos disueltos totales, sino el contenido de SO₂

METODO 8: OPTIMIZAR EL ENCENDIDO DE LA CALDERA

Ahorro potencial : 5%-10%

Problema: Las calderas acuatubulares están sujetas a ajustes continuos de su rata de quemado que puede dar como resultado operar con más exceso de aire que el necesario.

Para calderas acuatubulares ajustar la rata de quemado en posiciones donde la fluctuación de la presión del vapor sea la mínima permitida.

También se recomienda chequear permanentemente:

- El “juego” excesivo en barras de control y dampers de aire
- Reguladores de presión
- Flujos adecuados de vapor y /o aire de atomización

- Instrumentación, a nivel general
- Sistemas de protección
- Sistema de alimentación de carbón (stokers, parrillas, variadores de velocidad, etc)

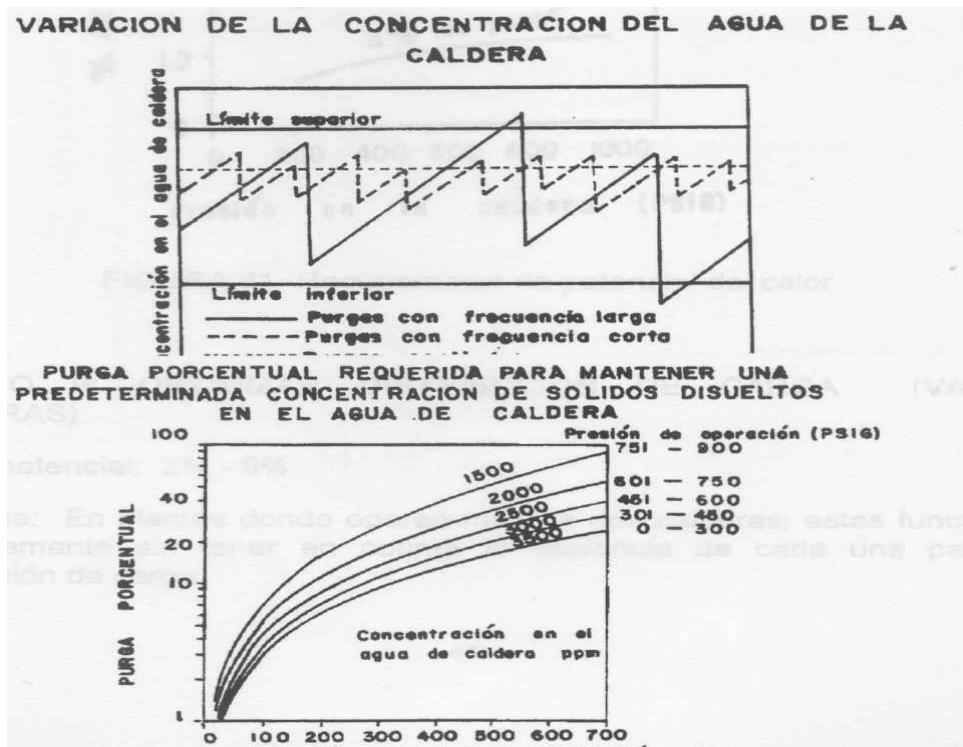


FIGURA-11 Variación de la concentración del agua de la caldera

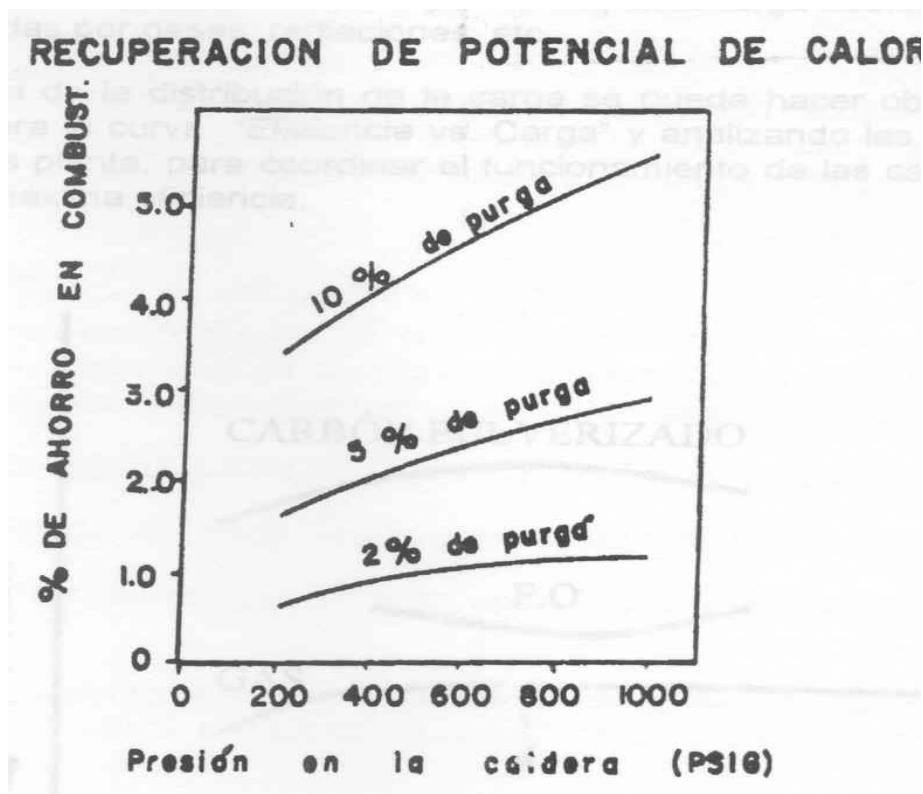


FIGURA-12 Recuperacion de potencial de calor

METODO 9: OPTIMIZAR DISTRIBUCIÓN DE CARGA (VARIAS CALDERAS)

Ahorro potencial: 2% - 5%

Problema: En plantas donde operen mas de dos calderas, estas funcionan indistintamente sin tener en cuenta la eficiencia de cada una para la distribución de carga.

Solución: Para cada caldera obtener la curva “eficiencia vs carga” y realizar el ajuste en cada una para que opere a máxima eficiencia.

Discusión: La eficiencia de una caldera depende de muchos factores como el diseño, edad, carga, tipo de combustible, etc. Normalmente su máxima eficiencia se obtiene entre el 50% y el 80% de plena carga debido al exceso de aire, pérdidas por gases, radiaciones, etc.

La solución de la distribución de la carga se puede hacer obteniendo para cada caldera la curva “Eficiencia vs. Carga” y analizando las demandas de vapor de la planta, para coordinar el funcionamiento de las calderas tal que operen a máxima eficiencia.

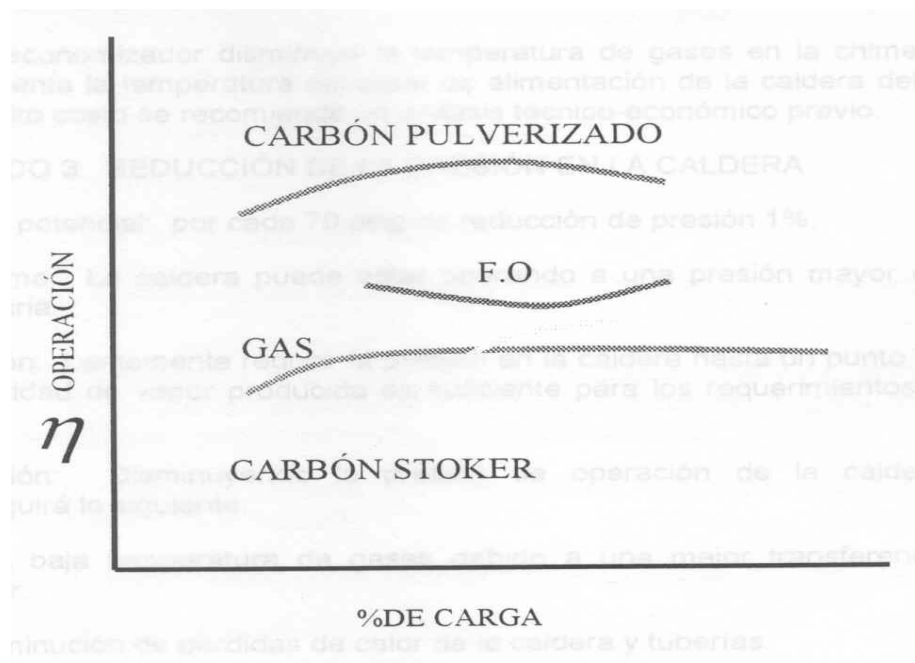


FIGURA 13- Eficiencia Vs Carga

METODO 10: ELIMINAR ESCAPES DE VAPOR

Ahorro de potencial: 5% - 10%

TABLA 5 – Escape de vapor en tuberías – Presión de vapor 100 Psig

Tamaño hueco (pulg.)	Perdida vapor (lb / mes)*	Costo Total (\$ / año)
1/2	835.000	10.000.000
7/16	636.800	7.650.000
3/8	470.000	5.650.000
5/16	325.000	3.900.000
1/4	210.000	2.500.000
3/16	116.600	1.400.000
1/8	53.300	640.000

Base: \$1 por 1 libra de vapor, quemando carbón y suponiendo HHV = 12.500 Btu/lb y \$20.000 /ton, η cald 80%.

*Vapor a diferentes presiones

TABLA N 6. Vapor a diferentes presiones

Presión vapor (Psig)	Rata de perdida (lb/hr) para el tamaño indicado				
	1/16"	1/8"	1/4"	1/2"	1"
100	18	73	290	1.161	4.645
200	34	137	543	2.171	-----
400	66	262	1.048	-----	-----
850	137	546	-----	-----	-----

Fuente: Yarway Corporation

METODO 11: ELIMINAR ESCAPES EN TRAMPAS DE VAPOR

Ahorro de potencia: 5% - 10%

TABLA N7. Perdidas en MBTU en trampas de vapor

Diámetro del Orificio (pul)	Perdidas de vapor MBtu / año					
	Presión de vapor Psig					
	15	30	50	100	150	200
1/8	160	235	355	610	910	1.180
3/16	370	525	805	1.400	1.050	2.625
¼	655	875	1.425	2.140	3.640	4.335
3/8	1.470	1.970	3.220	3.220	8.200	10.500
½	2.625	3.765	5.720	10.600	14.565	18.800

METODO 12: REDUCIR DEPOSITOS DE QUEMADORES (CARBON PULVERIZADO)

Ahorro potencial: 1% - 5%

Problema: Depósitos orgánicos e inorgánicos en los quemadores reducen la eficiencia de atomización y por consiguiente la de la combustión.

Solución: Asesorarse de especialistas que recomienden el uso de aditivos.

Justificación: El uso de aditivos representa las siguientes ventajas:

- Mantienen limpios los quemadores
- Reduce el mantenimiento de los quemadores
- Mejora la atomización y la eficiencia de la caldera

METODO 13: REDUCIR COSTRAS Y DEPOSITO DE HOLLIN SOBRE EL LADO DEL FUEGO

Ahorro potencial: 2%-9%

Problema: Esta situación se nota con aumento progresivo de la temperatura de gases a la salida de la caldera, o por pérdida del tiro entre el hogar y la chimenea

SOLUCIONES:

- Tratar el combustible con aditivos para minimizar los depósitos
- Utilizar el sistema de soplado (si lo tiene) con la frecuencia y tiempo que le den los mejores resultados, pero siempre siguiendo las instrucciones del fabricante
- Aprovechar las paradas (Overhaul) de las calderas para efectuar una deshollinada completa de la unidad.

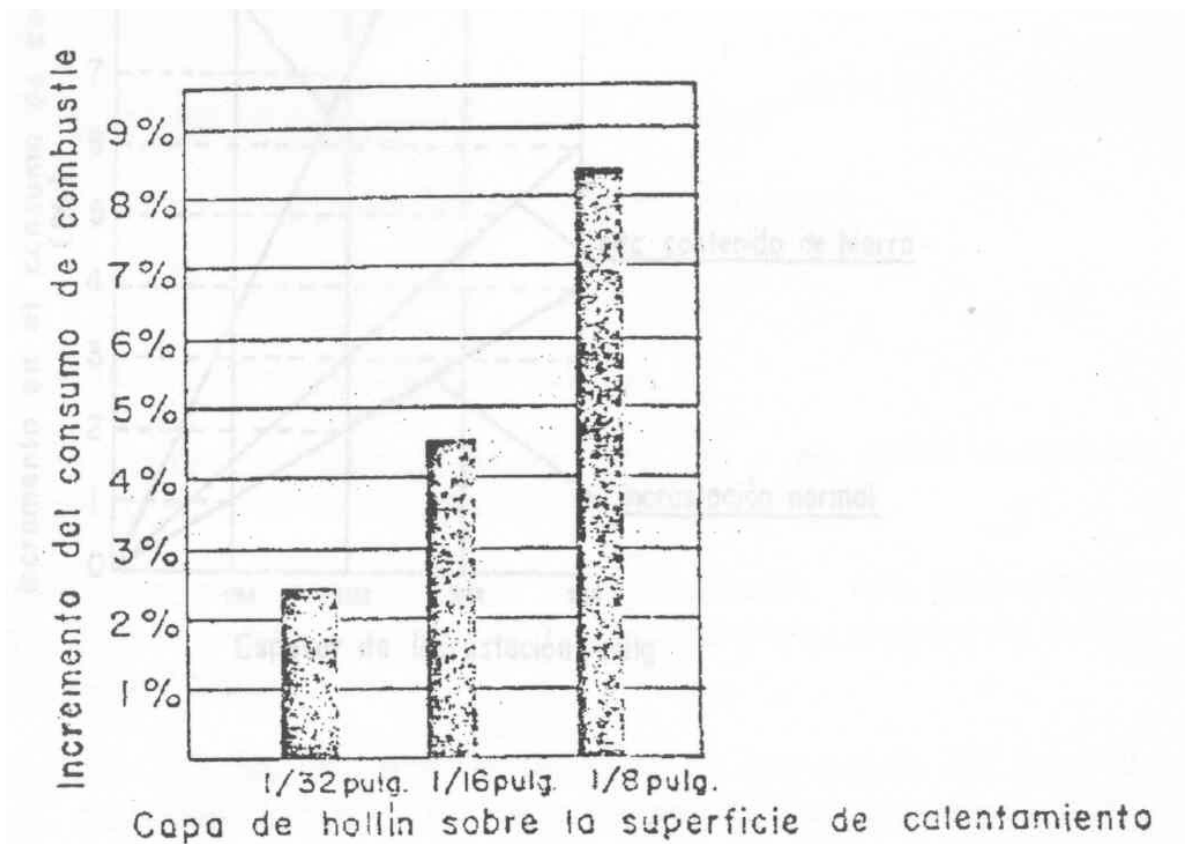


FIGURA-14 Efecto de incrustaciones (lado de fuego) sobre el consumo de combustible

Si el diseño de la caldera permite el acondicionamiento de un sistema de soplado se puede elaborar el correspondiente estudio, con base en que la instalación de un sistema puede costar entre US\$20.000 y US\$60.000 dependiendo del tamaño de la caldera. Se debe anotar que un sistema de soplado no tiene efecto sobre depósitos provenientes del vanadio. El pentóxido de vanadio forma incrustaciones corrosivas y aislantes, tratables con aditivos cuyo uso implica un equipo especial con un costo adicional.

METODO 14: REDUCIR INCRUSTACIONES Y DEPOSITO SOBRE EL LADO DEL AGUA

Ahorro potencial: 2%-5%

Discusión: Un tratamiento deficiente puede ser casi tan malo como si no existiera

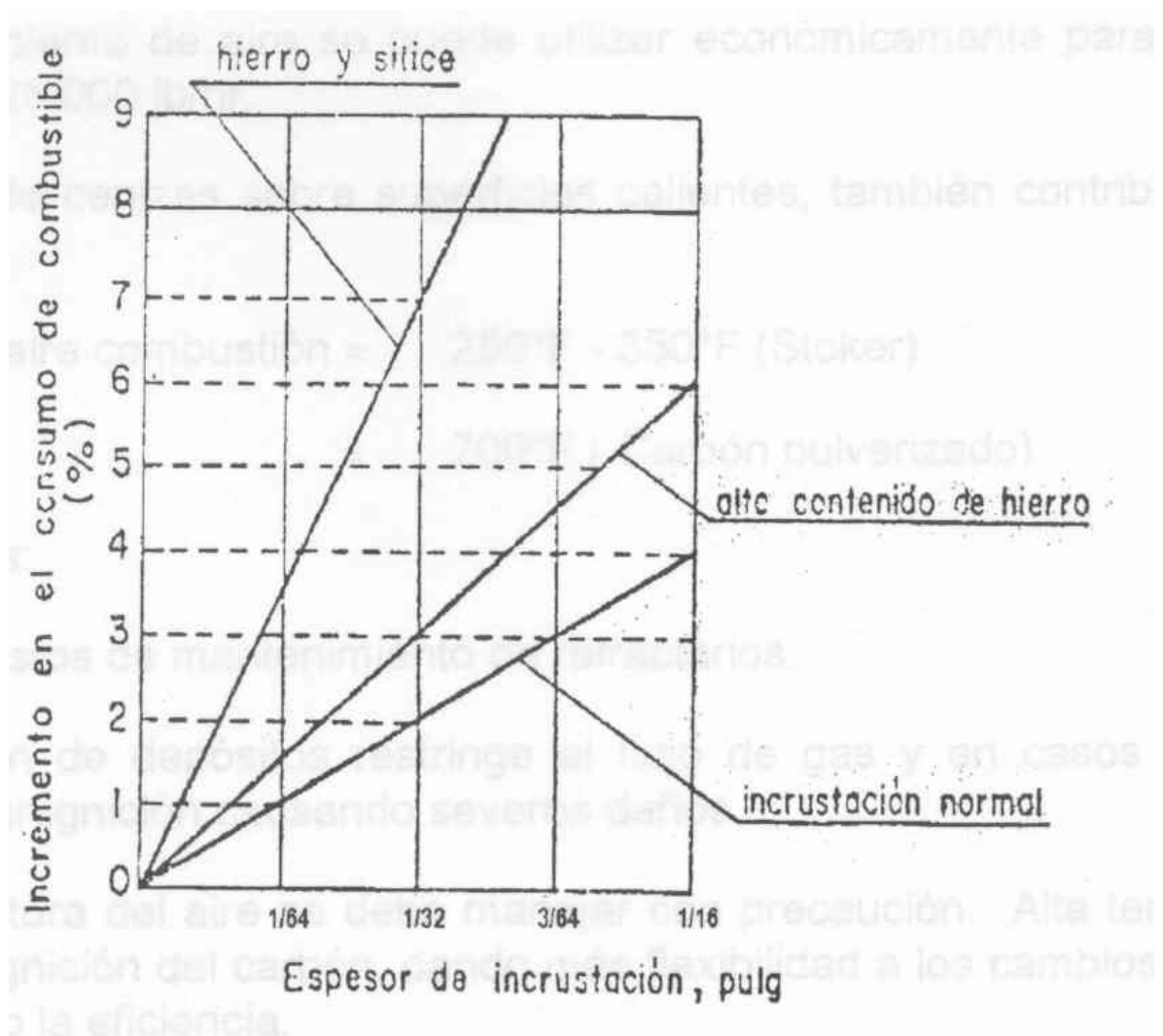


FIGURA 15.- Efecto de incrustaciones (lado de agua) sobre el consumo de combustible

METODO 15: INCREMENTO DE LA TEMPERATURA DEL AIRE DE COMBUSTIÓN

Ahorro Potencial: 1%

Soluciones:

- Relocalizar los ductos de entrada de aire
- Instalar un precalentador de aire si es económica y técnicamente factible

Discusión: Los costos de instalación de un precalentador de aire se estiman aproximadamente en US\$2.000 por Mbtu/hr, (1992) por cada 40°F que gane el aire, la eficiencia de la caldera se mejora en un 1%

Precalentamiento de aire se puede utilizar económicamente para calderas mayores a 25.000 lb/hr

Depósitos de cenizas sobre superficies calientes, también contribuyen a la corrosión

T° máxima aire combustión = 250°F-350°F (Stoker)

700°F (Carbon pulverizado)

Desventajas:

Mayores costos de mantenimiento de refractarios

Acumulación de depósitos restringe el flujo de gas y en casos extremos puede iniciar ignición causando severos daños.

La temperatura del aire se debe manejar con precaución. Alta temperatura acelera la ignición del carbón, dando mas flexibilidad a los cambios de carga y mejorando la eficiencia.

Para calderas con parrilla, una alta temperatura de aire puede dar lugar a deformación y sobrecalentamiento de las mismas. Grandes volúmenes de aire a alta temperatura incrementan su velocidad a través de las parrillas, que pueden llegar a levantar partículas finas del carbón y ser arrastradas por los gases.

METODO 16: INCREMENTOS DE TEMPERATURAS DE AGUA DE ALIMENTACIÓN

Ahorro potencial: 3%

Discusión:

Para pequeñas unidades generalmente se prefiere usar economizadores.

En grandes unidades (mayor de 400psig) generalmente se utiliza precalentamiento de aire y economizador

Según la experiencia de la empresa Distral un economizador se paga completamente entre 1 y 2 años de funcionamiento. Como referencia un economizador cuesta aproximadamente US\$3.000 cada Mbtu/hr

Por cada 10°F que aumenta la temperatura del agua de alimentación de la caldera , su eficiencia se mejora en un 1%.



FIGURA-16 Efecto del precalentamiento del agua de alimentación en la eficiencia de la caldera

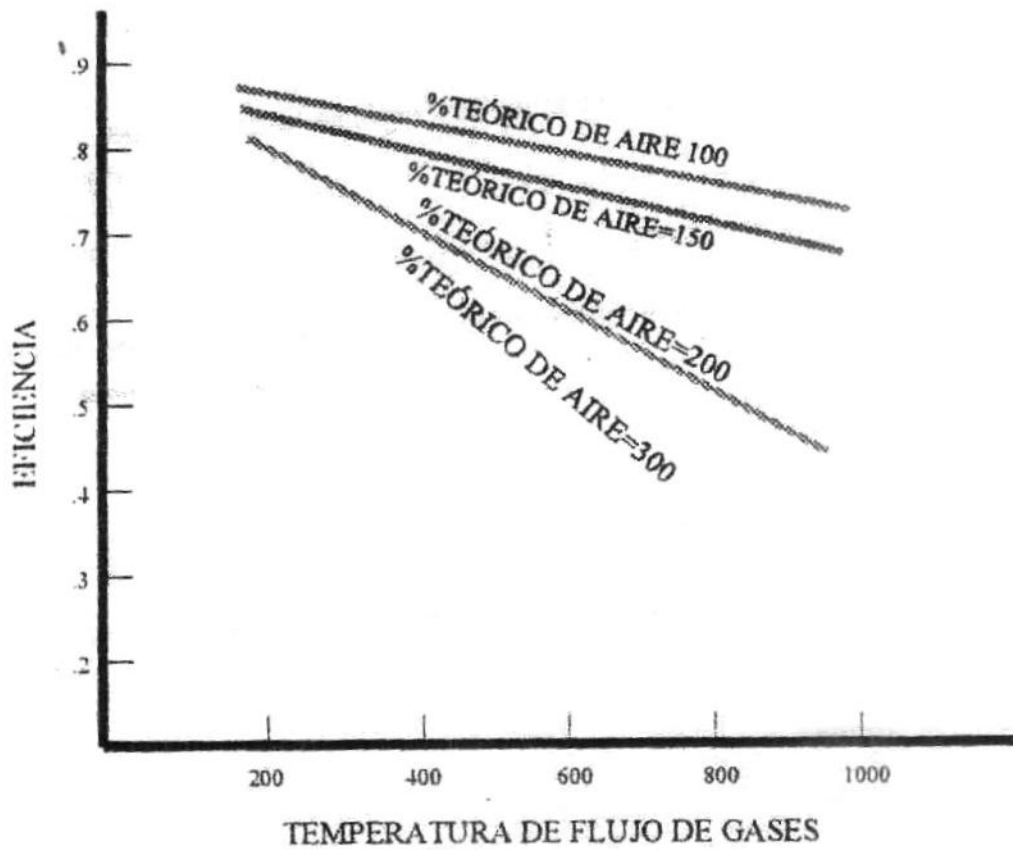


FIGURA-17 Efecto de la temperatura del flujo de gases en la eficiencia.

METODO 17: RECUPERACIÓN TERMICA DE LAS PURGAS

Ahorro potencial: 1%

Soluciones:

Añadir un tanque flash al sistema. El vapor producido es recuperado por el agua de alimentación de la caldera.

Mediante este sistema se recupera aproximadamente el 50% del calor de la purga; el resto desperdicia a 220°F.

Al tanque flash se le puede adicionar un intercambiador de calor y se puede extraer una tercera parte mas del calor de la purga.

Discusión:

El tanque flash es simple y su costo es aproximadamente US\$2.000 (1993)

El tanque flash en combinación con el intercambiador puede costar US\$10.000

La implementación de este sistema se debe justificar técnica y económicamente.

METODO 18: RECUPERACIÓN DE ENERGIA DEL VAPOR A ALTA PRESION

Ahorro potencial: Variable

Problema: Se requiere vapor a una presión más baja que la de la caldera.

Solución: Una de las formas es el empleo de turbinas de contrapresión

Discusión: La idea es utilizar más la energía del vapor que disminuye se presión por medio de sistema de reducción.

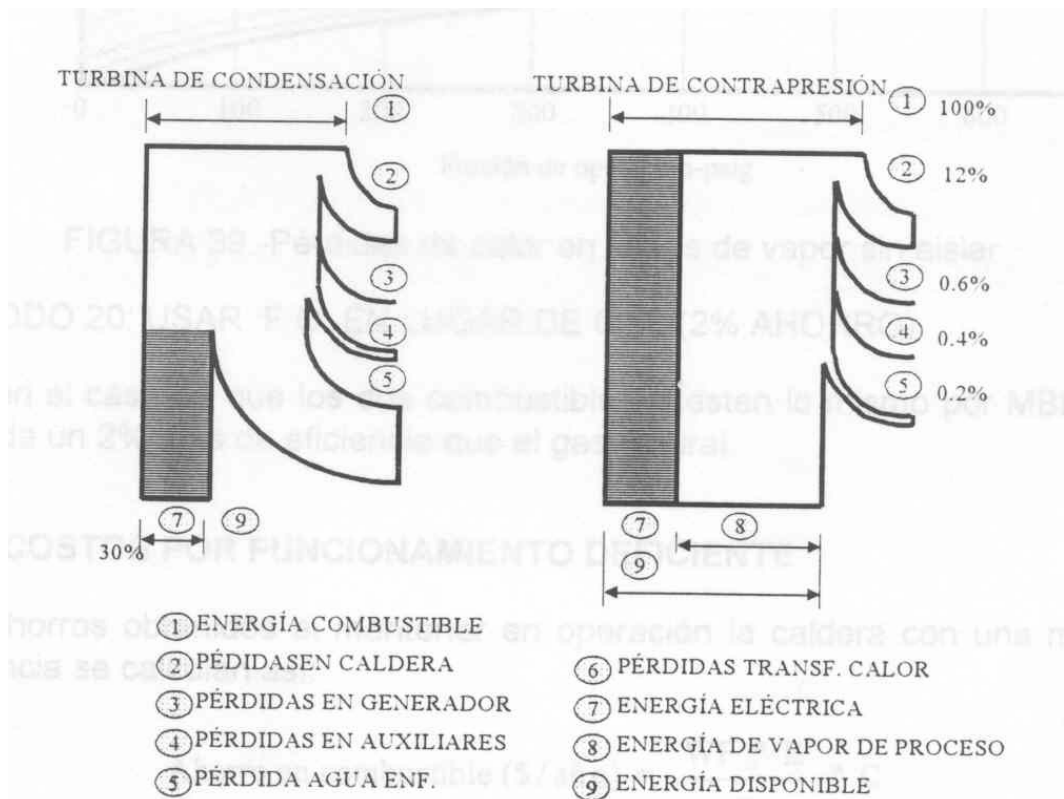


FIGURA-18 Distribución de energía en turbinas de condensación y contrapresión

METODO 19: REDUCIR PERDIDAS DE CALOR EN LA CALDERA TUBERÍAS Y VÁLVULAS

Ahorro potencial: 5%-8%

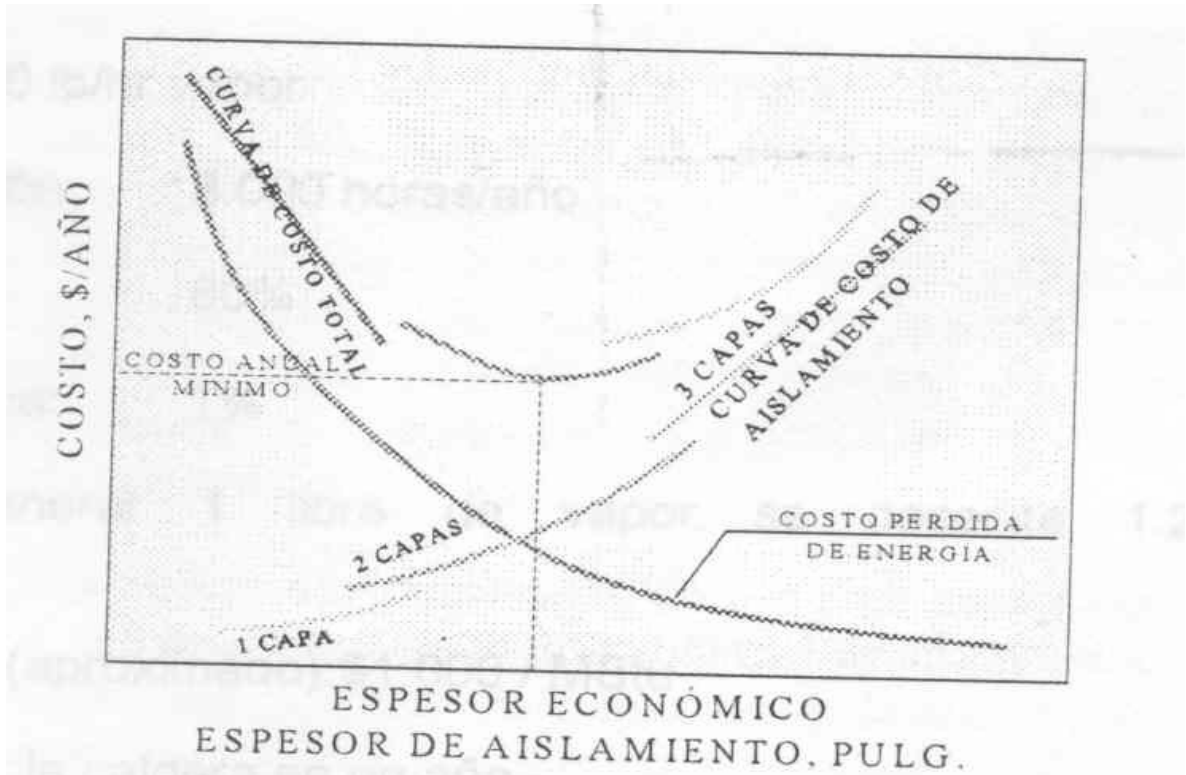


FIGURA-19 Determinación económica del espesor de aislamiento

TABLA 8 Perdidas de calor en equipos sin aislar.

Temperatura superficial (°F)	Pérdida de calor (Btu/hr-pie ₂)
180	213
280	540
300	990
480	1600
580	2395
680	3420
780	4707
880	6285
980	8721

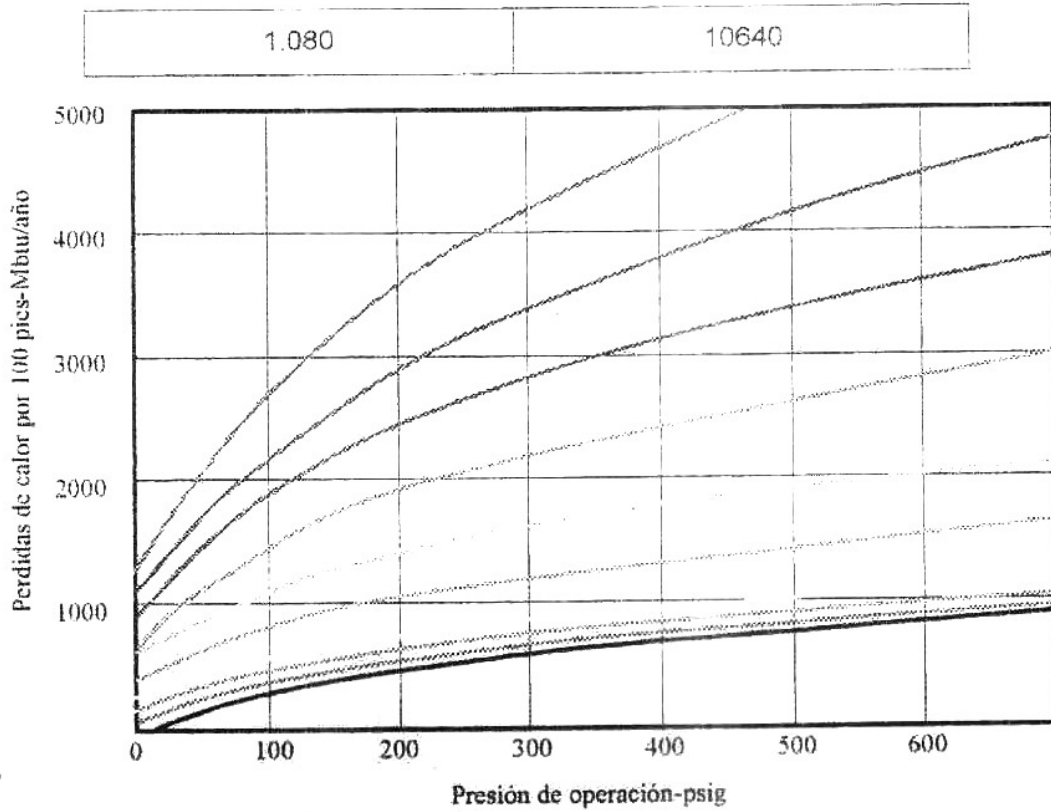


FIGURA-20 Perdidas de calor en líneas de vapor sin aislar.

METODO 20: USAR F.O. EN LUGAR DE GAS (2% DEV AHORRO)

Aun en el caso de que los dos combustibles cuesten lo mismo por MBtu, el F.O. da un 2% mas de eficiencia que el gas natural.

**ANEXO 1
FORMATO A**

FORMULARIO PARA INFORMACION TECNICA (POR UNIDAD)

INFORMACION GENERAL		BOMBA DE ACEITE DE TURBINA	
LUGAR:	FECHA:	Descripcion:	Presión descarga (Kf / cm2):
LOCALIZACION: * Departamento: * Municipio:		Capacidad (Lts/min):	Presión descarga (Kf / cm2):
		UNIDAD CENTRIFUGA DE ACEITE	
PLANTA:	UNIDAD:	Capacidad (Lts/ h):	
		Capacidad TKS Almacenamiento:	Capacidad TKS Servicio:
EMPRESA PROPIETARIA:	EMPRESA OPERADORA:	CARACTERISTICAS PRINCIPALES SISTEMA CONDENSADO Y AGUA DE ALIMENTACION	
FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA UNIDAD:		CONDENSADO PRINCIPAL	
CONDICIONES DEL SITIO: * Altura sobre el nivel del mar (m): * Humedad Relativa media anual (%): * Temperatura ambiente media (°C): * Contaminacion Salina (%):		Especificacion:	
CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LA UNIDAD TURBOGAS		* Vacío en parte superior (Kg/cm2) ABS:	
Esquema del ciclo termodinamico basico (Anexar)		* Cantidad de vapor al condensador a 100% carga (Kg/h):	
Capacidad Nominal:	Capacidad efectiva anual:	* Agua de enfriamiento:	De mar
		* Cantidad de agua (m3/h):	
		* Velocidad a traves de los tubos (m/seg):	2m/seg
Consumo Termico especifico (Kcal / Kwh):		* Factor de limpieza:	
CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LA TURBINA TURBOGAS		* N. De pasos:	
Fabricante:	Tipo: Dos carcazas doble exosto	* Superficie de enfriamiento (m2):	
Capacidad maxima continua (Kw):	Capacidad maxima (Kw)	* Tipo de tubos:	
		* N. De Tubos:	
Velocidad (rpm):	Presión de entrada	BOMBA DE CONDENSADO	
		Tipo:	Capacidad (T/H):
Temp. Vapor entrada (°C):	Temp. Vapor recalentado (°C):	Cabeza total (m):	R.P.M:
		Potencia (Kw):	Voltaje (V):
Presión de exhosto (Kf / cm2):	N. De extracciones:	BOMBA DE ALIMENTACION DE LA CALDERA	
		Tipo:	Capacidad (T/H):
SISTEMA ACEITE DE TURBINA * Flujo (m3 / h): * Temp. Entrada (°C): * Temp. Salida (°C):		Cabeza total (m):	Presión de succion (Kg /cm2):
		Potencia del motor (Kw)	Voltaje del motor (V):

ANEXO 1'
FORMATO A
FORMULARIO PARA INFORMACION TECNICA (POR UNIDAD)

INFORMACION GENERAL		BOMBA DE ACEITE DE TURBINA	
LUGAR: Dibuya, Guajira	FECHA: 3 de Abril de 2003	Descripcion: CENTRIFUGA HORZ. ACOPLADA AL EJE DE TURB.	Presión descarga (Kf / cm2): 24kg/cm2
LOCALIZACION: * Departamento: Guajira * Municipio: Mingueo		Capacidad (Lts/min): 4500 Lts/min	Presión descarga (Kf / cm2):
UNIDAD CENTRIFUGA DE ACEITE			
PLANTA: Termo Guajira	UNIDAD: N.1	Capacidad (Lts/ h):	6000 Lts/h
EMPRESA PROPIETARIA: CORELCA	EMPRESA OPERADORA: CORELCA	Capacidad TKS Almacenamiento: 44000 litros	Capacidad TKS Servicio: 20000 litros
FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA UNIDAD:		CARACTERISTICAS PRINCIPALES SISTEMA CONDENSADO Y AGUA DE ALIMENTACION	
		CONDENSADO PRINCIPAL	
CONDICIONES DEL SITIO: * Altura sobre el nivel del mar (m): * Humedad Relativa media anual (%): * Temperatura ambiente media (°C): * Contaminacion Salina (%):		Especificacion:	
		* Vacío en parte superior (Kg/cm2) ABS: 0.1 kg / cms2	
CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LA UNIDAD TURBOGAS		* Cantidad de vapor al condensador a 100% carga (Kg/h): 344670 Kg/hr	
Esquema del ciclo termodinamico basico (Anexar)		* Agua de enfriamiento: De mar	
Capacidad Nominal:	Capacidad efectiva anual:	* Cantidad de agua (m3/h):	15900 m3 /hr
		* Velocidad a traves de los tubos (m/seg):	2m/seg
Consumo Termico especifico (Kcal / Kwh):		* Factor de limpieza:	0.85
CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LA TURBINA TURBOGAS		* N. De pasos:	2
Fabricante:	Tipo: Dos carcazas doble exosto	* Superficie de enfriamiento (m2):	8560 m2
Capacidad maxima continua (Kw): 162000 Kw	Capacidad maxima (Kw) 168270 Kw	* Tipo de tubos:	90/10 Cobre Niquel
		* N. De Tubos:	10728
Velocidad (rpm): 3600 RPM	Presión de entrada 127 Kg/cm2	BOMBA DE CONDENSADO	
Temp. Vapor entrada (°C): 538°C	Temp. Vapor recalentado (°C): 538°C	Tipo: Succion Vertical	Capacidad (T/H): 510
		Cabeza total (m): 185 Kg/ cm2	R.P.M: 1800
		Potencia (Kw): 350 Kw	Voltaje (V): 6600
Presión de exhosto (Kf / cm2): 0.08 Kg/cm2	N. De extracciones: 6	BOMBA DE ALIMENTACION DE LA CALDERA	
		Tipo: Horizontal, doble coraza 8 etapas	Capacidad (T/H): 330
SISTEMA ACEITE DE TURBINA		Cabeza total (m): 155 Kg/ cm2	Presión de succion (Kg /cm2): 8.9 Kg / cm2
* Flujo (m3 / h):	96.5m3/h	Potencia del motor (Kw)	Voltaje del motor (V):
* Temp. Entrada (°C):	63°C	2250 Kw	6600
* Temp. Salida (°C):	46°C		

ANEXO 1"
FORMATO A
FORMULARIO PARA INFORMACION TECNICA (POR UNIDAD)

INFORMACION GENERAL		BOMBA DE ACEITE DE TURBINA	
LUGAR: Dibuya, Guajira	FECHA: 3 de Abril de 2003	Descripcion: CENTRIFUGA HORZ. ACOPLADA AL EJE DE TURB.	Presión descarga (Kf / cm ²): 24kg/cm ²
LOCALIZACION: * Departamento: Guajira * Municipio: Mingueo		Capacidad (Lts/min): 4500 Lts/min	Presión descarga (Kf / cm ²):
UNIDAD CENTRIFUGA DE ACEITE			
PLANTA: Termo Guajira	UNIDAD: N.2	Capacidad (Lts/ h):	4000 Lts/h
EMPRESA PROPIETARIA: CORELCA	EMPRESA OPERADORA: CORELCA	Capacidad TKS Almacenamiento: 44000 litros	Capacidad TKS Servicio: 20000 litros
FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA UNIDAD:		CARACTERISTICAS PRINCIPALES SISTEMA CONDENSADO Y AGUA DE ALIMENTACION	
CONDICIONES DEL SITIO: * Altura sobre el nivel del mar (m): * Humedad Relativa media anual (%): * Temperatura ambiente media (°C): * Contaminacion Salina (%):		Especificacion: * Vacío en parte superior (Kg/cm ²) ABS: 0.09 kg / cms ²	
CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LA UNIDAD TURBOGAS		* Cantidad de vapor al condensador a 100% carga (Kg/h): 344504 Kg/hr	
Esquema del ciclo termodinamico basico (Anexar)		* Agua de enfriamiento: De mar	
Capacidad Nominal:	Capacidad efectiva anual:	* Cantidad de agua (m ³ /h):	17880 m ³ /hr
		* Velocidad a traves de los tubos (m/seg):	2m/seg
Consumo Termico especifico (Kcal / Kwh):		* Factor de limpieza:	0.85
CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LA TURBINA TURBOGAS		* N. De pasos:	2
Fabricante:	Tipo: Dos carcazas doble exosto	* Superficie de enfriamiento (m ²):	11950 m ²
Capacidad maxima continua (Kw): 162000 Kw	Capacidad maxima (Kw) 168270 Kw	* Tipo de tubos:	70/30 Cobre Niquel
		* N. De Tubos:	12956
Velocidad (rpm): 3600 RPM	Presión de entrada 127 Kg/cm ²	BOMBA DE CONDENSADO	
Temp. Vapor entrada (°C): 538°C	Temp. Vapor recalentado (°C): 538°C	Tipo: Succion Vertical	Capacidad (T/H): 510
		Cabeza total (m): 185 Kg/ cm ²	R.P.M: 1800
		Potencia (Kw): 350 Kw	Voltaje (V): 6600
Presión de exhosto (Kf / cm ²): 0.08 Kg/cm ²	N. De extracciones: 6	BOMBA DE ALIMENTACION DE LA CALDERA	
SISTEMA ACEITE DE TURBINA		Tipo: Horizontal, doble coraza 8 etapas	Capacidad (T/H): 330
* Flujo (m ³ / h): 96.5m ³ /h		Cabeza total (m): 155 Kg/ cm ²	Presión de succion (Kg /cm ²): 8.9 Kg / cm ²
* Temp. Entrada (°C): 63°C		Potencia del motor (Kw) 2250 Kw	Voltaje del motor (V): 6600
* Temp. Salida (°C): 46°C			

**ANEXO 2
FORMATO A**

FORMULARIO PARA INFORMACION TECNICA (POR UNIDAD)

BOMBA AGUA DE REPOSICION		Capacidad (Nm3/H):	Presión de suministro (Kg/cm2):
Tipo:	Capacidad (m3/h):		
Cabeza total (m):		CALENTADOR DE AIRE	
BOMBA AGUA DE RECIRCULACION		Tipo:	Cantidad:
Tipo:	Capacidad (m3/h):	SOPLADOR DE HOLLIN	
Velocidad (rpm):	Cabeza total (m):	* Deshollinadores de pared:	
Potencia del motor (Kw):	Voltaje del motor (V):	*Retractiles:	
BOMBA ELEVADORA DE PRESIÓN DEL AGUA DE MAR		PRECIPITADOR ELECTROESTATICO	
Capacidad (m3/h):	Velocidad (rpm):	Numero:	Flujo de gas por unidad (NM3/H):
Potencia del motor (Kw):	Voltaje del motor (V):		
EQUIPOS GENERADORES DE VAPOR		Temperatura de gas (°C):	Eficiencia garantizada (%):
CALDERA		Velocidad del gas (m/s):	
Tipo:	Capacidad (ton. De vapor /h):	VENTILADOR DE TIRO FORZADO	
Temp. Recalentada (°C):		Volumen (m3/min):	Presión diferencial (mm Aq):
HOGAR		Velocidad (RPM):	
* Tipo:		VENTILADOR DE TIRO INDUCIDO	
* Profundidad (mm):		Volumen (m3/min):	Presión diferencial (mm Aq):
* Altura (mm):		VENTILADORES DE AIRE DE SELLO PARA MOLINOS	
* Volumen (m3):		Volumen (m3/min):	Presión diferencial (mm Aq):
* Superficie de calentamiento de las paredes (m2):			
COMBUSTION DE CARBON		Velocidad (RPM):	
QUEMADORES DE CARBON		VENTILADOR DE AIRE PARA CAMARA Y T.V. Y DETECTOR DE LLAMAS	
Tipo:	Cantidad:		
PULVERIZADORES		* Volumen (m3/min):	
Tipo:	Capacidad (T/H):		
COMBUSTION DE GAS NATURAL		* Presión diferencial (mm Aq):	
QUEMADORES			
Tipo:	Capacidad (Nm3/h):	* Velocidad (RPM):	
Presión de gas (Kg / cm2):	Antorcha:		

**ANEXO 2'
FORMATO A**

FORMULARIO PARA INFORMACION TECNICA (UNIDAD 1)

BOMBA AGUA DE REPOSICION		Capacidad (Nm3/H):	Presión de suministro (Kg/cm2):
Tipo: Centrifuga	Capacidad (m3/h):50	110	0.8
Cabeza total (m):		CALENTADOR DE AIRE	
BOMBA AGUA DE RECIRCULACION		Tipo:Ljungstron	Cantidad:2 / caldera
Tipo:Vertical Flujo mixto	Capacidad (m3/h):19200	SOPLADOR DE HOLLIN	
Velocidad (rpm):394	Cabeza total (m):15	* Deshollinadores de pared:	Modelo S- II 42 unidades
Potencia del motor (Kw):1000	Voltaje del motor (V):6600	*Retractiles:	Modelo ST - 7E 18 uniddaes
BOMBA ELEVADORA DE PRESIÓN DEL AGUA DE MAR		PRECIPITADOR ELECTROESTATICO	
Capacidad (m3/h):1200	Velocidad (rpm):705	Numero:	Flujo de gas por unidad (NM3/H):
Potencia del motor (Kw):	Voltaje del motor (V):460	2 / caldera	614.000
EQUIPOS GENERADORES DE VAPOR		Temperatura de gas (°C):140	Eficiencia garantizada (%):98
CALDERA		Velocidad del gas (m/s):1.27	
Tipo:Circulacion natural, recalén. Radiacion	Capaciidad (ton. De vapor /h):	VENTILADOR DE TIRO FORZADO	
Temp. Recalentada (°C):		Volumen (m3/min):6600	Presión diferencial (mm Aq):465
HOGAR		Velocidad (RPM):890	
* Tipo:Paredes con tubos alteados		VENTILADOR DE TIRO INDUCIDO	
* Profundidad (mm):9.590		Volumen (m3/min):9800	Presión diferencial (mm Aq):
* Altura (mm):38.500 aprox.		VENTILADORES DE AIRE DE SELLO PARA MOLINOS	
* Volumen (m3):3.660		Volumen (m3/min):	Presión diferencial (mm Aq):
* Superficie de calentamiento de las paredes (m2):2540		1/4 550	1500
COMBUSTION DE CARBON		Velocidad (RPM):	
QUEMADORES DE CARBON		VENTILADOR DE AIRE PARA CAMARA Y T.V. Y DETECTOR DE LLAMAS	
Tipo:Qumadores Tangenciales	Cantidad:20		
PULVERIZADORES		* Volumen (m3/min):	1 / 4 550
Tipo:Molino de Rodillo y Pista	Capacidad (T/H):17		
COMBUSTION DE GAS NATURAL		* Presión diferencial (mm Aq):	550/200
QUEMADORES			
Tipo:Tangenciales inclinables	Capacidad (Nm3/h):2680	* Velocidad (RPM):	3530
Presión de gas (Kg / cm2):0.2 a 1.5	Antorcha:20 gas/ACPM y 4 Solo gas		

ANEXO 2 "
FORMATO A

FORMULARIO PARA INFORMACION TECNICA (UNIDAD 2)

BOMBA AGUA DE REPOSICION		Capacidad (Nm ³ /H):	Presión de suministro (Kg/cm ²):
Tipo: Centrifuga	Capacidad (m ³ /h):50	82.84	0.8
Cabeza total (m):		CALENTADOR DE AIRE	
BOMBA AGUA DE RECIRCULACION		Tipo:Ljungstron	Cantidad:2 / caldera
Tipo:Vertical Flujo mixto	Capacidad (m ³ /h):19800	SOPLADOR DE HOLLIN	
Velocidad (rpm):400	Cabeza total (m):15	* Deshollinadores de pared:	Modelo S- II 52 unidades
Potencia del motor (Kw):1080	Voltaje del motor (V):6600	*Retractiles:	Modelo ST - 7E 18 uniddaes
BOMBA ELEVADORA DE PRESIÓN DEL AGUA DE MAR		PRECIPITADOR ELECTROESTATICO	
Capacidad (m ³ /h):1200	Velocidad (rpm):705	Numero:	Flujo de gas por unidad (NM ³ /H):
Potencia del motor (Kw):	Voltaje del motor (V):460	2 / caldera	614.000
EQUIPOS GENERADORES DE VAPOR		Temperatura de gas (°C):140	Eficiencia garantizada (%):98
CALDERA		Velocidad del gas (m/s):1.27	
Tipo:Circulacion natural, recalén. Radiacion	Capacidad (ton. De vapor /h):	VENTILADOR DE TIRO FORZADO	
Temp. Recalentada (°C):		Volumen (m ³ /min):6600	Presión diferencial (mm Aq):465
HOGAR		Velocidad (RPM):890	
* Tipo:Paredes con tubos alteados		VENTILADOR DE TIRO INDUCIDO	
* Profundidad (mm):9.590		Volumen (m ³ /min):9800	Presión diferencial (mm Aq):
* Altura (mm):38.500 aprox.		VENTILADORES DE AIRE DE SELLO PARA MOLINOS	
* Volumen (m ³):3.660		Volumen (m ³ /min):	Presión diferencial (mm Aq):
* Superficie de calentamiento de las paredes (m ²):2540		1/4 550	1500
COMBUSTION DE CARBON		Velocidad (RPM):	
QUEMADORES DE CARBON		VENTILADOR DE AIRE PARA CAMARA Y T.V. Y DETECTOR DE LLAMAS	
Tipo:Qumadores Tangenciales	Cantidad:16		
PULVERIZADORES		* Volumen (m ³ /min):	1 / 4 550
Tipo:Molino de Rodillo y Pista	Capacidad (T/H):25		
COMBUSTION DE GAS NATURAL		* Presión diferencial (mm Aq): 550/200	
QUEMADORES			
Tipo:Tangenciales inclinables	Capacidad (Nm ³ /h):4173.12	* Velocidad (RPM):	3530
Presión de gas (Kg / cm ²):0.2 a 2.4	Antorcha:20 gas/ACPM y 4 Solo gas		

**ANEXO 3
FORMATO A**

FORMULARIO PARA INFORMACION TECNICA (POR UNIDAD)

COMBUSTIBLE		TRANSFORMADORES AUXILIARES	
Tipo de Combustible primario:	Tipo de Combustible secundario:	N. De fases:	Frecuencia:
		Tipo de enfriamiento:	Voltaje:
Proveedor:	Proveedor:	H.V. (KV):	L.V. (KV):
PRINCIPALES CARACTERISTICAS DEL COMBUSTIBLE		CONFIGURACION DE LA SUBESTACION:	
* Procedencia * HHV (Kcal m): * LVH (Kcal m): * Composicion: Metano % mol: Etano % mol: Hidrogeno % mol: Nitrogeno % mol: CO % mol: Azufre %mol:		* Barra Sencilla * Barra Doble * Barra Principal y Transferencia * Anillo * Interruptor medio * Otro Tipo Anexar diagrama unifilar detallado en donde se indique cuales son los modulos de conexión de la Subestacion (modulo de linea, modulo trafo modulo del generador) y tambien el tipo de configuracion de la Subestacion:	
SISTEMA DE MANEJO DEL COMBUSTIBLE		EQUIPO DE PROTECCION	
* Tratamiento del combustible * Presión de Suministro de gas de la unidad (Kg / cm2)g: * Presión de alimentacion a la unidad (Kg / cm2) g:		* Pararrayos si o no: * Bil:	
EQUIPOS ELECTRICOS		GENERADORES	
CARACTERISTICAS PRINCIPALES DEL GENERADOR			
Fabricante:	Capacidad Nominal (MW):		
Capacidad Efectiva:	Velocidad de Rotacion RPM:	Especificaciones:	
N. De fases:	Frecuencia: (Kz):	Potencia Nominal (KVA):	Corriente Nominal(A):
Voltaje (V):	Potencia (VA):	Voltaje Nominal (V):	N. De Fases:
Potencia en (Kw):	Corriente (A):	Factor de Potencia:	N. De Baterias:
Factor de potencia:	Relacion de corto circuito:	Capacidad (Ah/10 hr):	N. De celdas:
Tipo de excitacion:	Tipo de enfriamiento:	SISTEMA DE CONTROL AMBIENTAL	
RECTIFICADOR REGENERADOR		En el caso en que se efectue un control periodico de emisiones de contaminantes ambientales debera especificarse	
Tipo:	Potencia (Kw):	TIPO DE SISTEMA:	
Voltaje (V):	Circuito:	VALORES LIMITES DE EMISIONES PARA LOS ELEMENTOS SOBRE CUALES SE MIDE EL NIVEL DE CONTAMINACION (Particulas de Nox, CO2, ruido, afluentes, etc).	
TRANSFORMADORES		INDICANDO LAS UNIDADES, LA NORMA Y LAS CONDICIONES DENTRO DE LA CUALES SE EFECTUA LA MEDICION:	
TRANSFORMADORE PRINCIPAL			
N. De fases:	Frecuencia: (Hz):		
Tipo de enfriamiento:	H.V. (kv):		
L.V. (kv):	H.V. (KVA):		
L.V. (KVA):	Impedancia %:		

ANEXO 3'
FORMATO A

FORMULARIO PARA INFORMACION TECNICA (UNIDAD 1)

COMBUSTIBLE		TRANSFORMADORES AUXILIARES	
Tipo de Combustible primario: Gas	Tipo de Combustible secundario: Carbon (No se utiliza)	N. De fases:3	Frecuencia:60
Proveedor:	Proveedor:	Tipo de enfriamiento:OA	Voltaje:
		H.V. (KV):13.8	L.V. (KV):6.9
PRINCIPALES CARACTERISTICAS DEL COMBUSTIBLE		CONFIGURACION DE LA SUBESTACION:	
* Procedencia		* Barra Sencilla	
* HHV (Kcal m):		* Barra Doble	X
* LVH (Kcal m):		* Barra Principal y Transferencia	
* Composicion: Metano % mol:	Etano % mol:	* Anillo	
Hidrogeno % mol:	Nitrogeno % mol:	* Interruptor medio	X
CO % mol:	Azufre %mol:	*Otro Tipo	
SISTEMA DE MANEJO DEL COMBUSTIBLE		Anexar diagrama unifilar detallado en donde se indique cuales son los modulos	
* Tratamiento del combustible		de conexión de la Subestacion (modulo de linea, modulo trafo modulo del generador) y tambien el tipo de configuracion de la Subestacion:	
* Presión de Suministro de gas de la unidad (Kg / cm2)g:		EQUIPO DE PROTECCION	
* Presión de alimentacion a la unidad (Kg / cm2) g:		* Pararrayos si o no:	SI
EQUIPOS ELECTRICOS		* Bil:	SI
CARACTERISTICAS PRINCIPALES DEL GENERADOR		GENERADORES	
Fabricante:	Capacidad Nominal (MW):	Especificaciones:	Diesel
Capacidad Efectiva:	Velocidad de Rotacion RPM:3600	Potencia Nominal (KVA):500	Corriente Nominal(A):601
N. De fases:3	Frecuencia: (Kz):60	Voltaje Nominal (V):480	N. De Fases:3
Voltaje (V):13800	Potencia (VA):202.500	Factor de Potencia:0.8	N. De Baterias:24 V.C.C
Potencia en (Kw):172.125	Corriente (A):8.472	Capacidad (Ah/10 hr):900	N. De celdas:12
Factor de potencia:0.85	Relacion de corto circuito:0.5	SISTEMA DE CONTROL AMBIENTAL	
Tipo de excitacion:	Tipo de enfriamiento:	En el caso en que se efectue un control periodico de emisiones de contaminantes ambientales debera especificarse	
RECTIFICADOR REGENERADOR		TIPO DE SISTEMA:	
Tipo:De silicio	Potencia (Kw):540	VALORES LIMITES DE EMISIONES PARA LOS ELEMENTOS SOBRE CUALES SE MIDE EL NIVEL DE CONTAMINACION (Particulas de Nox, CO2, ruido, afluentes, etc).	
Voltaje (V):320	Circuito:Rectificador de onda completa	INDICANDO LAS UNIDADES, LA NORMA Y LAS CONDICIONES DENTRO DE LA CUALES SE EFECTUA LA MEDICION:	
TRANSFORMADORES			
TRANSFORMADORE PRINCIPAL			
N. De fases:3	Frecuencia: (Hz):60		
Tipo de enfriamiento:FOA	H.V. (kv):220		
L.V. (kv):13.8	H.V. (KVA).200.000		
L.V. (KVA):200.000	Impedancia %:12		

**ANEXO 3"
FORMATO A**

FORMULARIO PARA INFORMACION TECNICA (UNIDAD 2)

COMBUSTIBLE		TRANSFORMADORES AUXILIARES	
Tipo de Combustible primario: Gas	Tipo de Combustible secundario: Carbon (No se utiliza)	N. De fases:3	Frecuencia:60
Proveedor:	Proveedor:	Tipo de enfriamiento:OA	Voltaje:
PRINCIPALES CARACTERISTICAS DEL COMBUSTIBLE		H.V. (KV):13.8	L.V. (KV):6.9
* Procedencia		CONFIGURACION DE LA SUBESTACION:	
* HHV (Kcal m):		* Barra Sencilla	
* LVH (Kcal m):		* Barra Doble	X
* Composicion: Metano % mol: Etano % mol:		* Barra Principal y Transferencia	
Hidrogeno % mol: Nitrogeno % mol:		* Anillo	
CO % mol: Azufre %mol:		* Interruptor medio	X
SISTEMA DE MANEJO DEL COMBUSTIBLE		*Otro Tipo	
* Tratamiento del combustible		Anexar diagrama unifilar detallado en donde se indique cuales son los	
* Presión de Suministro de gas de la unidad (Kg / cm2)g:		de conexión de la Subestacion (modulo de linea, modulo trafo modulo del	
* Presión de alimentacion a la unidad (Kg / cm2) g:		generador) y tambien el tipo de configuracion de la Subestacion:	
EQUIPOS ELECTRICOS		EQUIPO DE PROTECCION	
CARACTERISTICAS PRINCIPALES DEL GENERADOR		* Pararrayos si o no:	SI
Fabricante:	Capacidad Nominal (MW):	* Bil:	SI
Capacidad Efectiva:	Velocidad de Rotacion RPM:3600	GENERADORES	
N. De fases:3	Frecuencia: (Kz):60	Especificaciones:	Diesel
Voltaje (V):13800	Potencia (VA):202.500	Potencia Nominal (KVA):500	Corriente Nominal(A):601
Potencia en (Kw):172.125	Corriente (A):8.472	Voltaje Nominal (V):480	N. De Fases:3
Factor de potencia:0.85	Relacion de corto circuito:0.5	Factor de Potencia:0.8	N. De Baterias:24 V.C.C
Tipo de exitacion:	Tipo de enfriamiento:	Capacidad (Ah/10 hr):900	N. De celdas:12
RECTIFICADOR REGENERADOR		SISTEMA DE CONTROL AMBIENTAL	
Tipo:De silicio	Potencia (Kw):540	En el caso en que se efectue un control periodico de	
Voltaje (V):320	Circuito:Rectificador de onda completa	emisiones de contaminantes ambientales debera especificarse	
TRANSFORMADORES		TIPO DE SISTEMA:	
TRANSFORMADORE PRINCIPAL		VALORES LIMITES DE EMISIONES PARA LOS ELEMENTOS	
N. De fases:3	Frecuencia: (Hz):60	SOBRE CUALES SE MIDE EL NIVEL DE CONTAMINACION	
Tipo de enfriamiento:FOA	H.V. (kv):220	(Particulas de Nox, CO2, ruido, afluentes, etc).	
L.V. (kv):13.8	H.V. (KVA).200.000	INDICANDO LAS UNIDADES, LA NORMA Y LAS CONDICIONES	
L.V. (KVA):200.000	Impedancia %:12	DENTRO DE LA CUALES SE EFECTUA LA MEDICION:	

ANEXO 4
FORMATO A

FORMULARIO PARA INFORMACION TECNICA (POR UNIDAD)

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO		GRADO DE AUTOMATIZACION					
TIPO DE SISTEMA:		EQUIPO	MANUAL	SEMI-AUT.	AUTOMAT.	LOCAL	REMOTO
*HUMEDO:	* SECO:	TURBINA			X		
TIPO DE CICLO:		GENERADOR			X		
* ABIERTO:	*CERRADO:	CONEX. RED			X		

ANEXO 4'
FORMATO A

FORMULARIO PARA INFORMACION TECNICA (UNIDAD 1)

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	GRADO DE AUTOMATIZACION					
TIPO DE SISTEMA:	EQUIPO	MANUAL	SEMI-AUT.	AUTOMAT.	LOCAL	REMOTO
*HUMEDO: X * SECO:	TURBINA			X		
TIPO DE CICLO:	GENERADOR			X		
* ABIERTO: X * CERRADO:	CONEX. RED			X		

**ANEXO 4"
FORMATO A**

FORMULARIO PARA INFORMACION TECNICA (UNIDAD 2)

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	GRADO DE AUTOMATIZACION					
TIPO DE SISTEMA:	EQUIPO	MANUAL	SEMI-AUT.	AUTOMAT.	LOCAL	REMOTO
*HUMEDO: X * SECO:	TURBINA			X		
TIPO DE CICLO:	GENERADOR			X		
* ABIERTO: X * CERRADO:	CONEX. RED			X		

ANEXO 5

FORMATO A

FORMULARIO PARA INFORMACION TECNICA (POR UNIDAD)

DATOS OPERATIVOS Y DE MANTENIMIENTO

MODO TIPOICO DE OPERACIÓN :			NUMERO DE HORAS TOTALES DE OPERACIÓN: (A LA FECHA TERMINADA);	NUMEROS DE ARRANQUES TOTALES : (A LA FECHA TERMINADA);
CARGA BASE	SEMIPICO	PICO		

PRINCIPALES DATOS OPERATIVOS

ITEM	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ENERGIA GENERADA(gwh)	BRUTA										
	NETA										
CAPACIDAD MAXIMA EFECTIVA (MW)											
HORAS DE SERVICIO (Hse)											
HORAS TOTALS FUERA DE SERVICIO(HI)											
HORAS POR SALIDA FORZADA (HSF)											
HORAS DE SALIDA POR MANTENIMIENTO(HSM)											
HORA DE SALIDA PLANEADA(HSP)											
HORA EN RESERVA (OPTIZADAS - HSF)											
CONSUMO TERMICO ESPECIFICO (C.T.E.)											

MANTENIMIENTO

PREDICTIVO (DESCRIBIR):
 PREVENTIVO (INSPECCIONES. DESCRIBIR):
 CORECTIVOS MAYORES (RESUMIR ACCIONES, DURACION):

ANEXO 5'

**FORMATO A
FORMULARIO PARA INFORMACION TECNICA (UNIDAD 1)**

DATOS OPERATIVOS Y DE MATENIMIENTO

MODO TIPICO DE OPERACIÓN :			NUMERO DE HORAS TOTALES DE OPERACIÓN: (A LA FECHA TERMINADA):	NUMEROS DE ARRANQUES TOTALES : (A LA FECHA TERMINADA):
CARGA BASE	SEMIPICO	PICO		

PRINCIPALES DATOS OPERATIVOS

ITEM		AÑO 1994	AÑO 1995	AÑO 1996	AÑO 1997	AÑO 1998	AÑO 1999	AÑO 2000	AÑO 2001	AÑO 2002	AÑO 2003
ENERGIA GENERADA(gwh)	BRUTA	743	733	938	1014	930	576	691	383	458	
	NETA										
CAPACIDAD MAXIMA EFECTIVA (MW)											
HORAS DE SERVICIO (Hse)							672,27	6,140,95	3,943,33	4,600,92	1,818,90
HORAS TOTALS FUERA DE SERVICIO(HI)							71,73	1,676,11	2,492,27	2,467,15	125,16
HORAS POR SALIDA FORZADA (HSF)											
HORAS DE SALIDA POR MANTENIMIENTO(HSM)											
HORA DE SALIDA PLANEADA(HSP)											
HORA EN RESERVA (OPTIZADAS - HSF)											
CONSUMO TERMICO ESPECIFICO (C.T.E.)			10,431	10,544	10,471	10,213	10,021	11,157	11,270	11,105	

MANTENIMIENTO

PREDICTIVO (DESCRIBIR):
 PREVENTIVO (INSPECCIONES. DESCRIBIR):
 CORECTIVOS MAYORES (RESUMIR ACCIONES, DURACION):

OBSERVACIONES: HI = HSF+HSM+HSP

ANEXO 5"

FORMATO A

FORMULARIO PARA INFORMACION TECNICA (UNIDAD 2)

DATOS OPERATIVOS Y DE MATENIMIENTO

MODO TIPICO DE OPERACIÓN :			NUMERO DE HORAS TOTALES DE OPERACIÓN: (A LA FECHA TERMINADA):	NUMEROS DE ARRANQUES TOTALES : (A LA FECHA TERMINADA):
CARGA BASE	SEMIPICO	PICO		

PRINCIPALES DATOS OPERATIVOS

ITEM		AÑO 1994	AÑO 1995	AÑO 1996	AÑO 1997	AÑO 1998	AÑO 1999	AÑO 2000	AÑO 2001	AÑO 2002	AÑO 2003
ENERGIA GENERADA(gwh)	BRUTA	857	1047	696	1003	919	624	780	492	477	
	NETA										
CAPACIDAD MAXIMA EFECTIVA (MW)											
HORAS DE SERVICIO (Hse)							400,72	6,461,48	4,988,35	4,657,85	341,76
HORAS TOTALS FUERA DE SERVICIO(HI)							343,28	767,88	1,68	799,24	588,06
HORAS POR SALIDA FORZADA (HSF)											
HORAS DE SALIDA POR MANTENIMIENTO(HSM)											
HORA DE SALIDA PLANEADA(HSP)											
HORA EN RESERVA (OPTIZADAS - HSF)											
CONSUMO TERMICO ESPECIFICO (C.T.E.)		10309	10447	9585	10608	10314	9757	10684	10867	10850	

MANTENIMIENTO

PREDICTIVO (DESCRIBIR):
PREVENTIVO (INSPECCIONES. DESCRIBIR):
CORECTIVOS MAYORES (RESUMIR ACCIONES, DURACION):

OBSERVACIONES: HI = HSF+HSM+HSP

ANEXO 7

FORMULARIO PARA INFORMACION ECONOMICA

ANALISIS DE INGRESOS Y EGRESOS

TOTAL POR PLANTA

Concepto / mes	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	TOTAL
Generacion Neta KW											
Egreso											
Compra Bolsa											
Compra Gas \$											
Pago Cargo po uso STN											
Pago Cargo Conexión STN											
Pago servicios publicos											
AOM											
Pago Reconciliacion											
Pago Desviacion											
Ley 99 M.A											
Total Egreso											
Ingresos											
Venta Bolsa \$											
Venta por Contrato											
Total Ingresos											
Costo Unitari KWH											
Valor Neto											

NUMERO DE PERSONAS (ANEXAR ORGANIGRAMA)

ADMINISTRATIVO:
OPERACIONAL:
MANTENIMIENTO:

FACTOR PRESTACIONAL (BALANCE - ULTIMO AÑO)

PRESUPUESTO

NOMINA:
COMBUSTIBLE:
COMPRA DE REPUESTOS:
MANTENIMIENTO MAYORES:
REHABILITACION O MODIFICACION DE EQUIPOS:
OTROS:

NUMERO DE PERSONAS (ANEXAR ORGANIGRAMA)	
--	--

ADMINISTRATIVO: 25	
OPERACIONAL: 51	
MANTENIMIENTO: 27	

FACTOR PRESTACIONAL (BALANCE - ULTIMO AÑO)	
---	--

PRESUPUESTO	
--------------------	--

NOMINA:	163,692,511
COMBUSTIBLE:	40,230,307
COMPRA DE REPUESTOS:	
MANTENIMIENTO MAYORES:	
REHABILITACION O MODIFICACION DE EQUIPOS:	
OTROS:	

ANEXO 8

DIAGNOSTICO DE LA UNIDAD TERMICA	
FECHA:	PARTICIPAN:
CENTRAL:	
EMPRESA:	
<p>RESUMEN GENERAL:</p> <p>Se hacen las observaciones sobre la unidad, como puede ser:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Estado de la maquina * Uniddaes que componen la central * Adiciones de equipos a la unidad, especificando marca: * Uniddaes que componen la central * Proyectos de modificacion * Personal de planta * Unidad en reparacion * Espicificar si la Subestacion esta en zona rural o urbana * Por cuenta de quien corre el mantenimiento de la unidad *Otras observaciones 	

CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA
CENTRAL TERMICA DE LA GUAJIRA
RESUMEN HISTORICO DATOS DE GENERACION DE LAS UNIDADES DE TEG
ANEX 9' UNIDAD 1

AÑO	GENERACION ACTIVA(KW-H)	CONSUMO AUXIL.(KW-H)	HORAS EN LINEA	DISPONIBILIDAD %	FACTOR USO %	CONSUMO DE COMBUSTIBLES		No DE ARRANQUES		
						CARBON (Ton)	GAS (PIESú)	CALIENTE	TIBIO	FRIO
1983	537.847.000	41.163.700	4.919,30	56,16	68,33	112.339,7	1.712.907.546	58	13	15
1984	648.448.000	53.079.900	7.339,32	83,56	55,22	67.460,4	3.472.496.627	45	5	4
1985	809.263.000	54.364.600	7.749,44	88,47	65,27	29.257,7	5.545.330.225	23	1	1
1986	810.205.000	54.883.500	8.295,41	94,71	60,81	10.025,7	7.924.980.900	3	2	2
1987	739.408.000	58.347.500	6.764,27	77,31	58,60	18.164,8	6.370.524.958	14	4	1
1988	763.026.000	49.161.800	7.053,47	76,26	69,89	8.431,1	6.003.982.161	13	4	4
1989	856.995.000	58.813.600	8.698,00	99,29	61,48	9.361,3	6.221.917.418	4	0	0
1990	608.087.000	40.785.600	5.851,17	66,16	52,08	-	5.041.148.673	2	0	5
1991	934.927.000	58.999.900	7.756,20	88,54	75,33	-	8.218.422.067	15	0	5
1992	1.255.495.000	69.394.000	8.253,80	93,96	95,07	28.188,4	11.709.749.000	17	3	1
1993	838.642.000	55.821.600	7.010,11	80,02	74,77	41.781,5	7.553.849.543	18	1	7
1994	742.957.000	61.137.600	7.268,01	82,97	61,82	36.373,6	6.589.647.100	13	3	4
1995	732.559.000	53.494.680	6.104,29	69,68	71,16	-	7.593.775.214	20	3	3
1996	937.608.400	67.622.760	8.424,20	95,90	68,53	7.279,4	9.641.306.424	22	1	3
1997	1.014.127.000	75.192.800	7.619,62	91,69	82,22	28.410,2	9.820.347.580	9	0	5
1998	929.791.000	67.419.400	7.420,69	84,71	66,34	44.466,4	8.732.974.700	26	11	1
1999	576.268.900	43.510.369	5.459,32	84,56	63,51	9.483,7	6.118.480.200	13	8	9
2000	694.636.000	55.577.390	6.135,87	72,68	55,54	29.385,8	6.765.909.300			
TOTALES	14.430.290.300	1.018.770.699	128.122,49	82,59	67,00	480.410	125.037.749.636	315	59	70

CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA
CENTRAL TERMICA DE LA GUAJIRA
RESUMEN HISTORICO DATOS DE GENERACION DE LAS UNIDADES DE TEG
ANEXO 9 " UNIDAD 2

AÑO	GENERACION ACTIVA(KW-H)	CONSUMO AUXIL.(KW-H)	HORAS EN LINEA	DISPONIBILIDAD %	FACTOR USO %	CONSUMO DE COMBUSTIBLES		No DE ARRANQUES		
						CARBON (Ton)	GAS (PIES ³)	CALIENTE	TIBIO	FRIO
1987	296.819.000	15.501.300	2.107,24	57,39	54,99	13.273,0	1.610.670.947	5	3	3
1988	821.446.000	53.702.600	7.243,36	83,6	71,69	25.946,0	6.794.035.834	20	3	4
1989	566.970.000	46.363.100	6.368,09	72,6	55,69	15.825,0	4.385.060.032	11	1	3
1990	506.409.000	33.622.200	4.645,15	52,72	37,94	1.750,0	4.620.041.613	6	0	0
1991	1.048.725.000	65.415.300	8.219,36	93,83	79,74	66.887,6	8.250.537.558	23	2	5
1992	1.054.330.000	66.755.000	7.287,52	82,97	90,94	169.918,3	5.634.265.300	36	1	5
1993	920.477.000	57.396.210	7.495,37	85,56	76,75	76.303,7	7.543.032.718	26	0	10
1994	856.940.000	62.637.600	7.704,42	87,95	68,10	40.329,0	7.758.590.300	26	1	6
1995	1.046.629.500	66.005.200	8.159,28	93,14	78,67	60.830,0	9.324.891.128	19	1	0
1996	696.342.000	41.775.280	6.739,33	76,72	62,71	32,6	7.428.063.500	16	3	5
1997	1.002.829.999	56.501.100	7.482,73	90,34	82,49	-	10.521.192.600	12	4	9
1998	918.562.300	63.263.500	7.318,28	83,54	65,54	3.231,3	9.628.423.899	19	10	6
1999	623.925.700	49.288.500	5.603,25	90,25	67,05	777,5	6.607.599.400	13	1	19
2000	805.311.000	52.868.500	6.484,54	90,22	71,26	1.228,8	8.527.447.700			
2001	491.838.800	37.699.100	4.991,00	80				10	0	16
TOTALES	11.165.716.499	731.095.390	92.857,92	81,49	68,83	476.333	98.633.852.529	242	30	75

ANEXO DE MODELO ECONOMICO
ACUMULADO A DICIEMBRE DE 2002
(Cifras en miles de pesos)

DETALLE	TERMOGUAJIRA	%
INGRESOS OPERACIONALES		
Ventas de energia		
Transacciones de Bolsa	75,294,825	100%
Otros ingresos Operacionales		
Total Venta de Energia	75,294,825	100%

COSTOS DE OPERACIÓN		
Compra de energia t Transmision	5,679,823	8%
Compra de Combustible y Transporte	40,240,409	53%
Depreciaciones y amortizaciones	18,142,439	24%
Servicios personales	10,620,726	14%
Gastos generales	13,719,001	18%
Impuestos y Contribucion	3,314,679	4%
Seguros	4,650,729	6%
Total Costos de Operación	96,367,806	128%
UTILIDAD O PERDIDA BRUTA	-21,072981	-28%

GASTOS DE ADMINISTRACION		
Impuestos contribuciones y tasas	6,494,105	9%
Sueldos salarios	2,658,383	4%
Contribuciones imputadas	7,143,782	9%
Generales	1,784,404	2%
Aportes sobre la nomina	526,902	1%
Depresiacion y provisiones	10,043,209	13%
Total Gastos de Administracion	28,650786	38%
UTILIDAD O PERDIDA OPERACIONAL	-49,723767	-66%

INGRESO NO OPERACIONALES		
Ingreso no Operacionales	34,387,732	46%

GASTOS NO OPERACIONALES		
Operaciones Traspaso Bienes		
Otros Gastos	31,278,024	42%
UTILIDAD O PERDIDAT DEL EJERCICIO	-46,614059	-62%

ANEXOS
GENERALES

**CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA S.A E.S.P MIXTA
CENTRAL TERMICA DE LA GUAJIRA**

RESUMEN ANUAL CONSUMO CARBON PLANTA

AÑO	UNIDAD 1	UNIDAD 2	TOTAL ANUAL
1983	112.339,70		112.339,70
1984	67.460,40		67.460,40
1985	29.257,40		29.257,40
1986	10.025,70		10.025,70
1987	18.164,80	13.273,00	31.437,80
1988	8.431,10	25.946,00	34.377,10
1989	9.361,30	15.825,00	25.186,30
1990	-	1.750,00	1.750,00
1991	-	66.887,60	66.887,60
1992	28.188,40	169.918,30	198.106,70
1993	41.781,50	76.303,70	118.085,20
1994	36.373,60	40.329,00	76.702,60
1995	-	60.830,00	60.830,00
1996	7.279,40	32,60	7.312,00
1997	28.410,20	-	28.410,20
1998	44.466,40	3.231,30	47.697,70
1999	9.483,70	777,50	10.261,20
2000	29.385,80	1.228,80	30.614,60
2001	7.287,60	2.233,30	9.520,90
2002	-	-	-
TOTALES	487.697,00	478.566,10	966.263,10

CORELCA S.A. E.S.P.

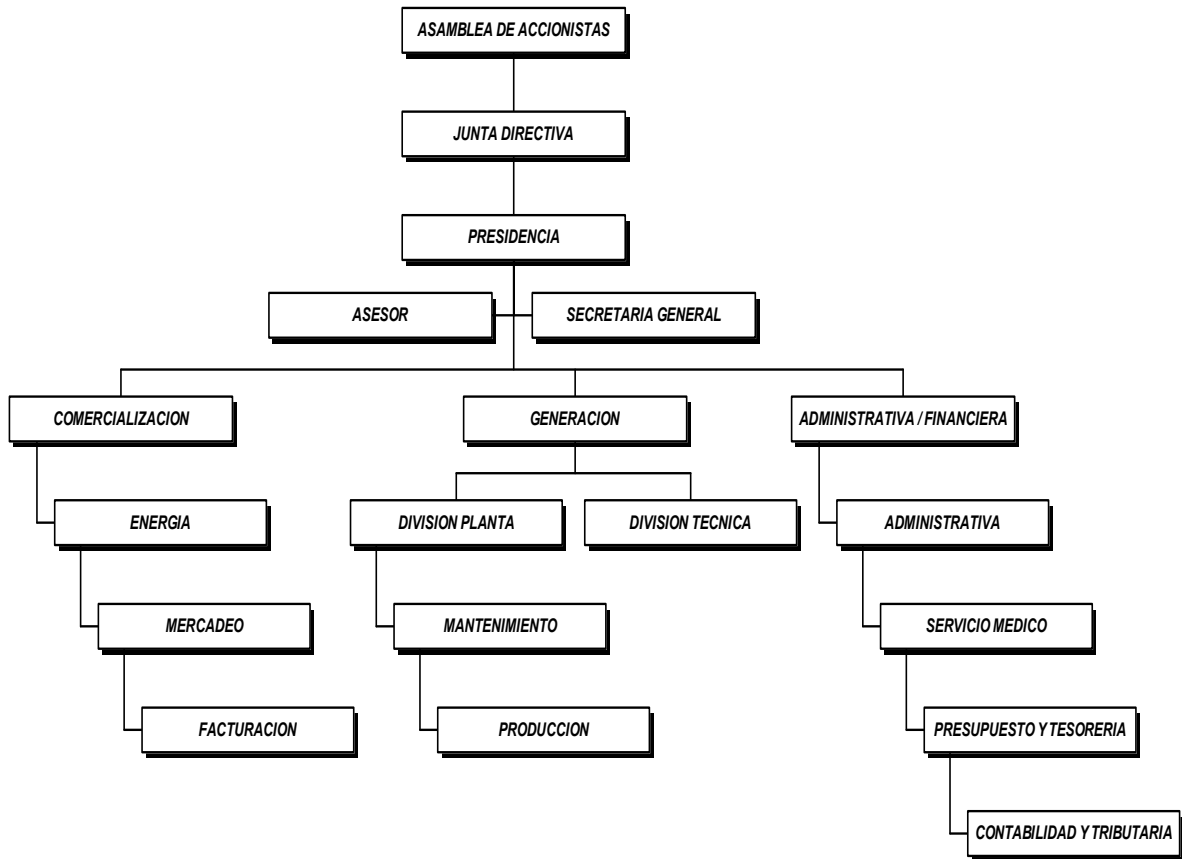
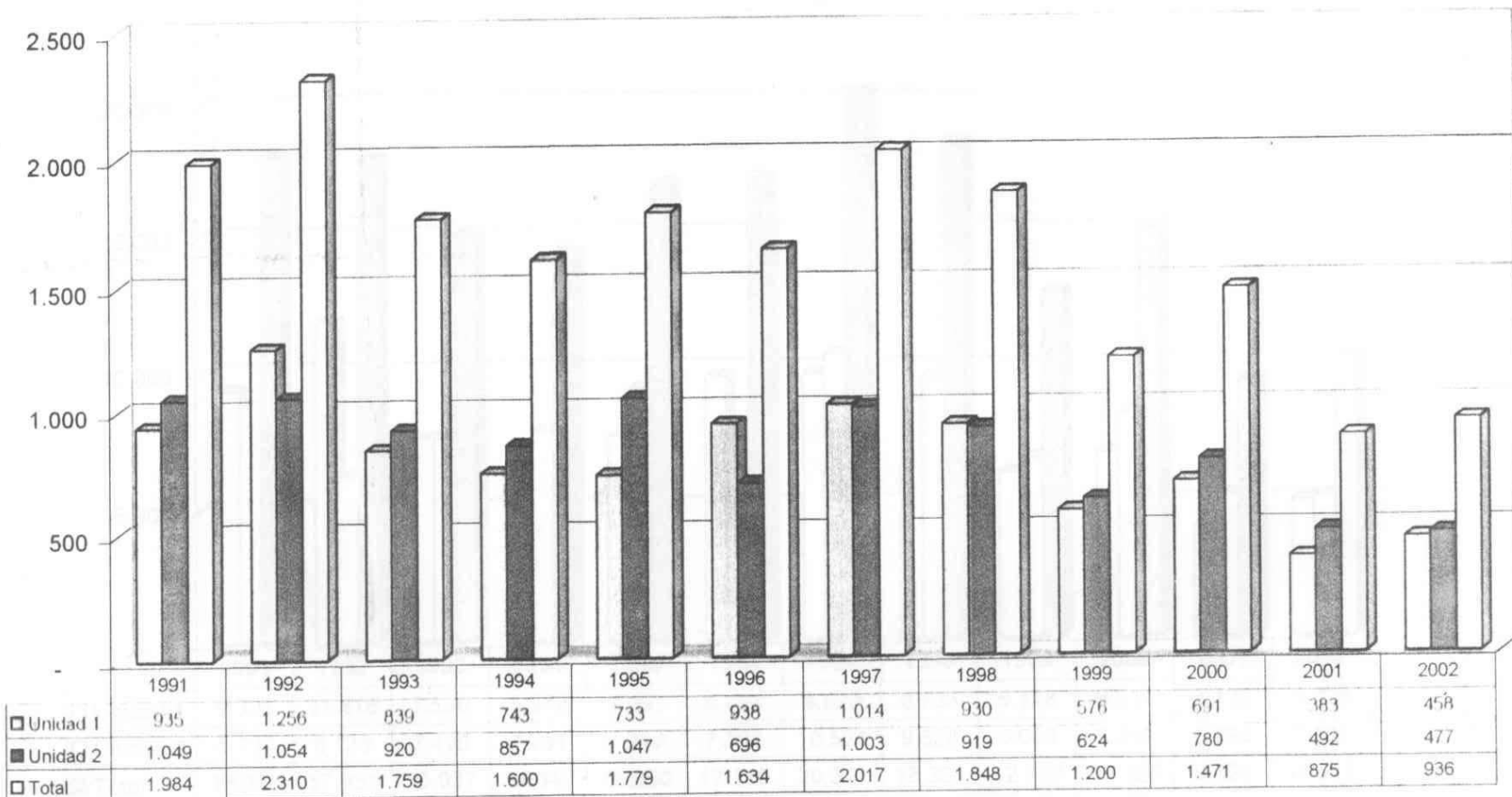
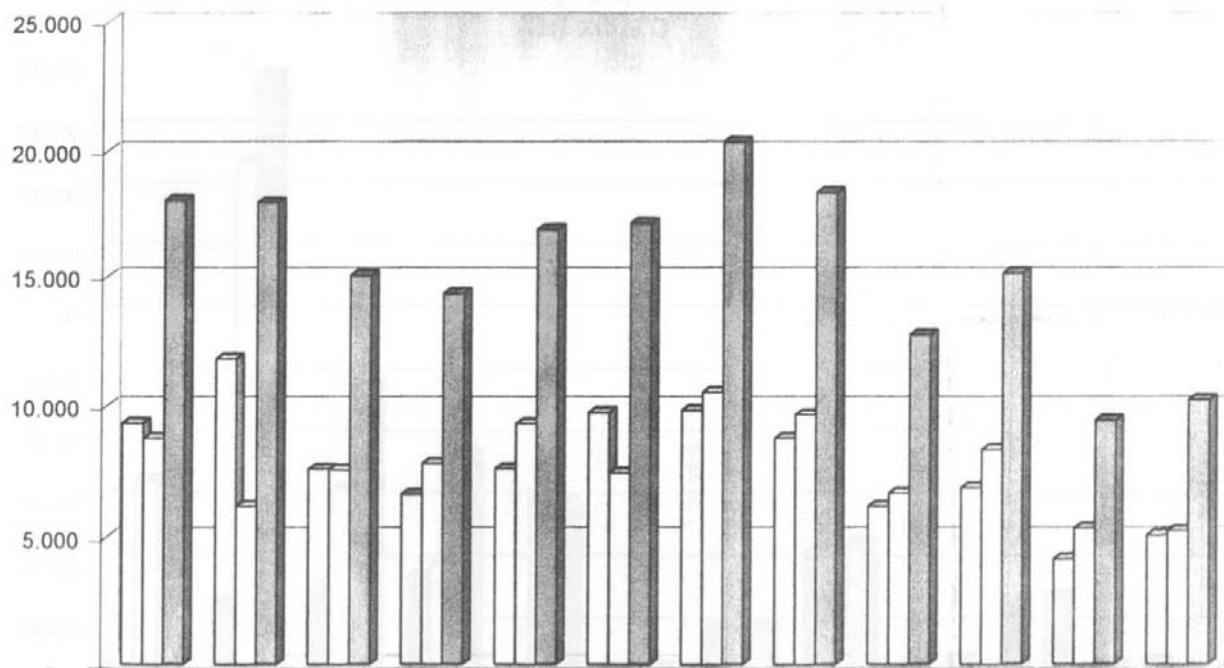


Figura 1. Organigrama de CORELCA.

CORPORACIÓN ELÉCTRICA DE LA COSTA ATLÁNTICA S.A. E.S.P.
 VICEPRESIDENCIA DE GENERACION
 CENTRAL TERMOGUAJIRA
 GENERACION ANUAL (1991-2002) *Bruta*
 (GWH)
 ANEXO N°1

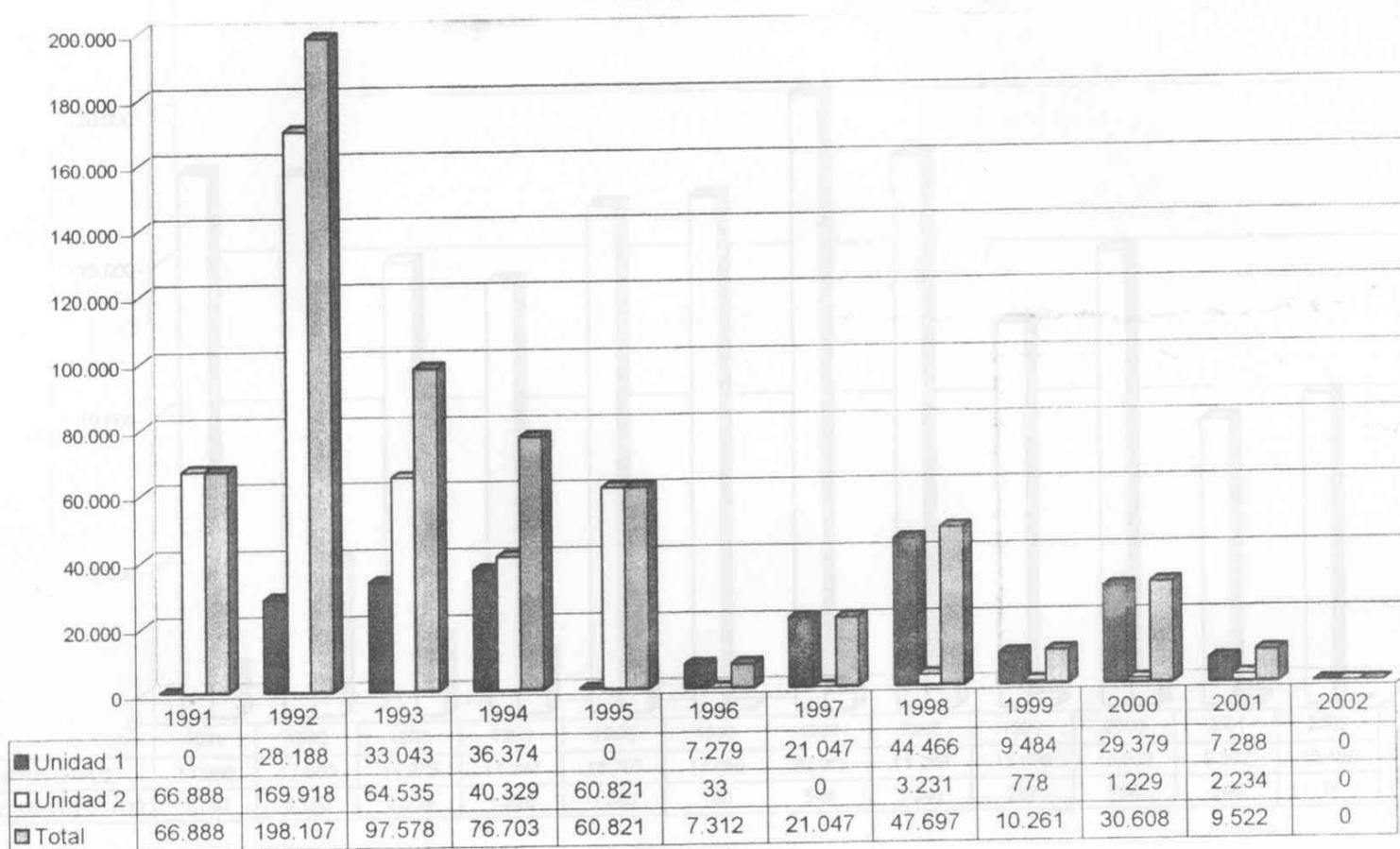


CORPORACIÓN ELÉCTRICA DE LA COSTA ATLÁNTICA S.A. E.S.P.
VICEPRESIDENCIA DE GENERACIÓN
CENTRAL TERMOGUAJIRA
CONSUMO DE GAS ANUAL (1991-2002)
(MPC)
ANEXO°2

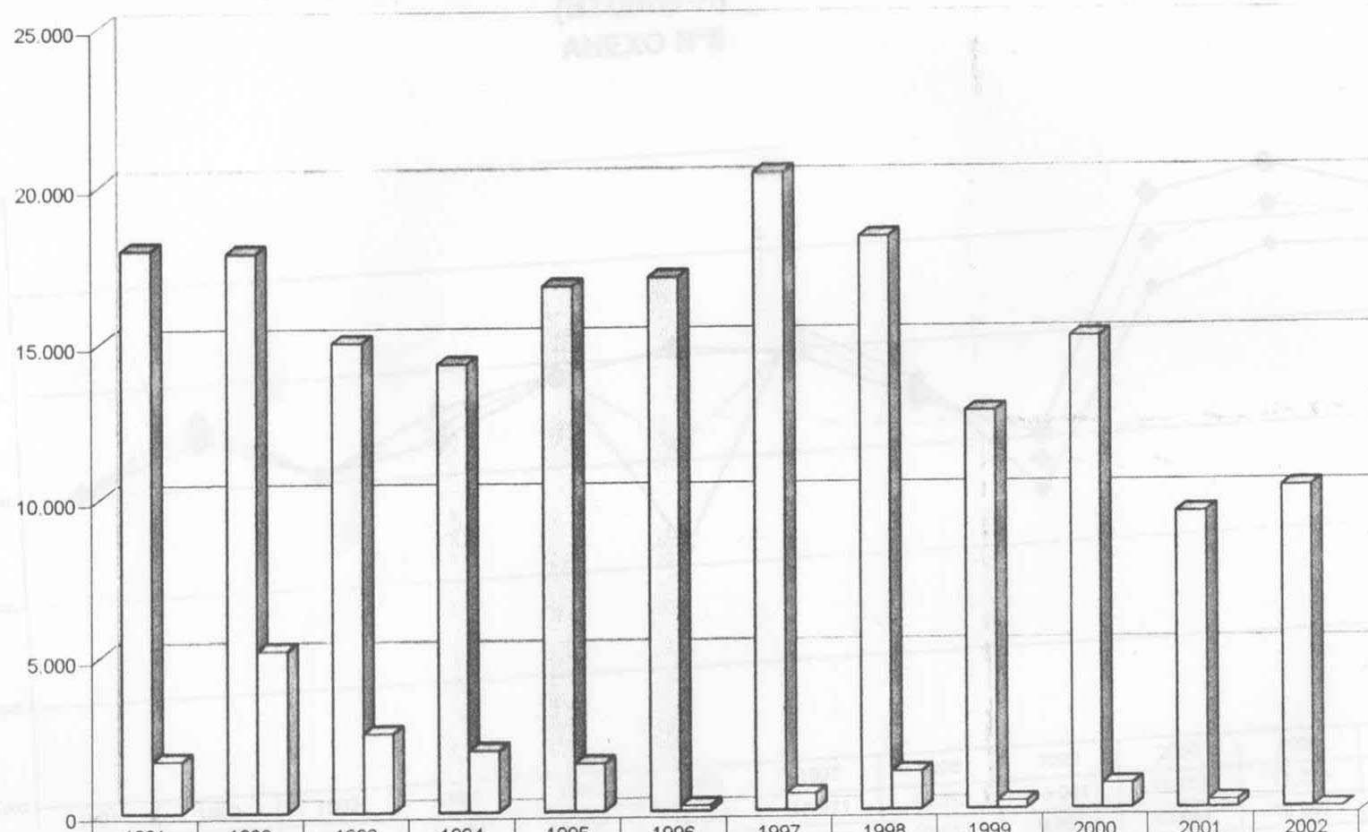


	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
□ Unidad 1	9.321	11.818	7.539	6.579	7.561	9.724	9.820	8.733	6.118	6.831	4.132	5.026
□ Unidad 2	8.737	6.133	7.499	7.761	9.299	7.394	10.521	9.628	6.608	8.296	5.298	5.191
■ Total	18.058	17.951	15.037	14.340	16.860	17.118	20.341	18.361	12.726	15.127	9.429	10.217

CORPORACIÓN ELÉCTRICA DE LA COSTA ATLÁNTICA S.A. E.S.P.
 VICEPRESIDENCIA DE GENERACIÓN
 CENTRAL TERMOGUAJIRA
 CONSUMO DE CARBÓN ANUAL (1991-2002)
 (TON)
 ANEXO N°3

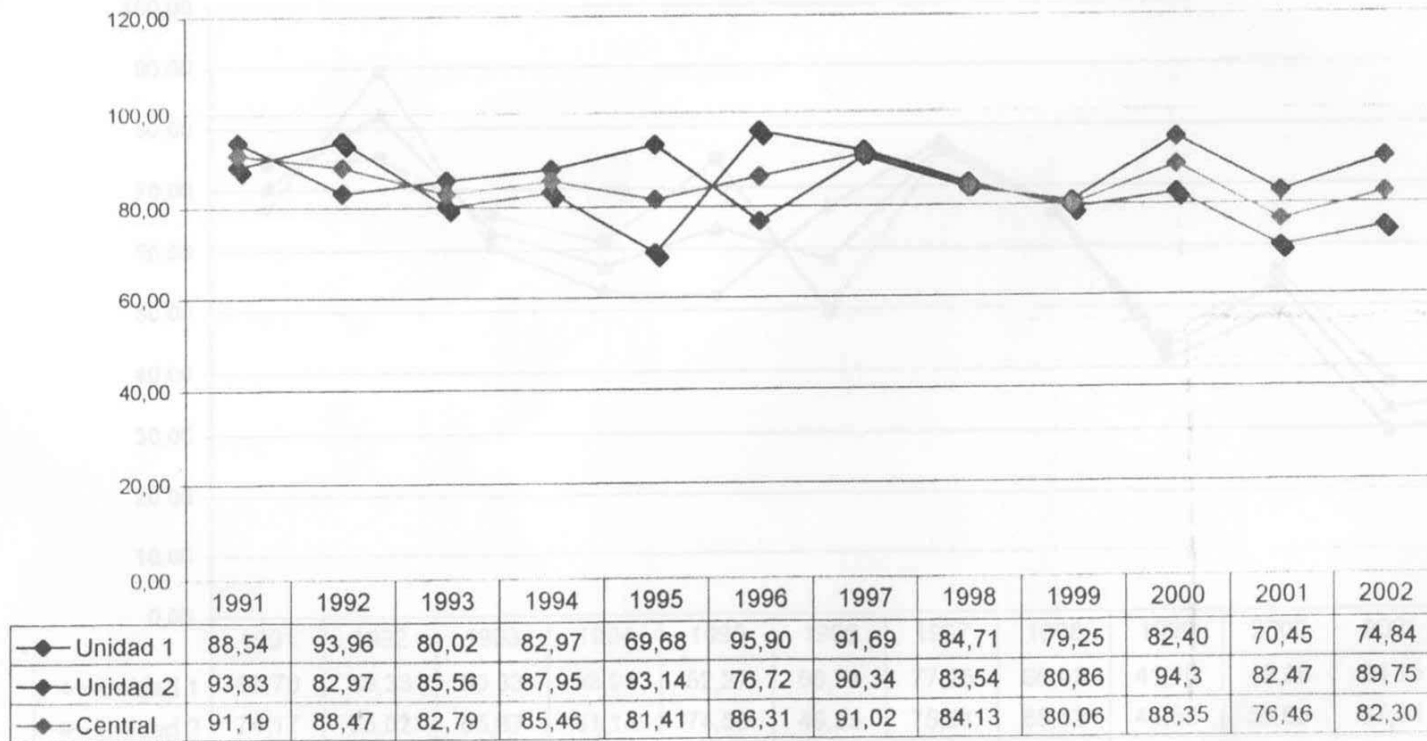


CORPORACIÓN ELÉCTRICA DE LA COSTA ATLÁNTICA S.A. E.S.P.
VICEPRESIDENCIA DE GENERACIÓN
CENTRAL TERMOGUAJIRA
CONSUMO GAS-CARBÓN ANUAL (1991-2002)
ANEXO N°4

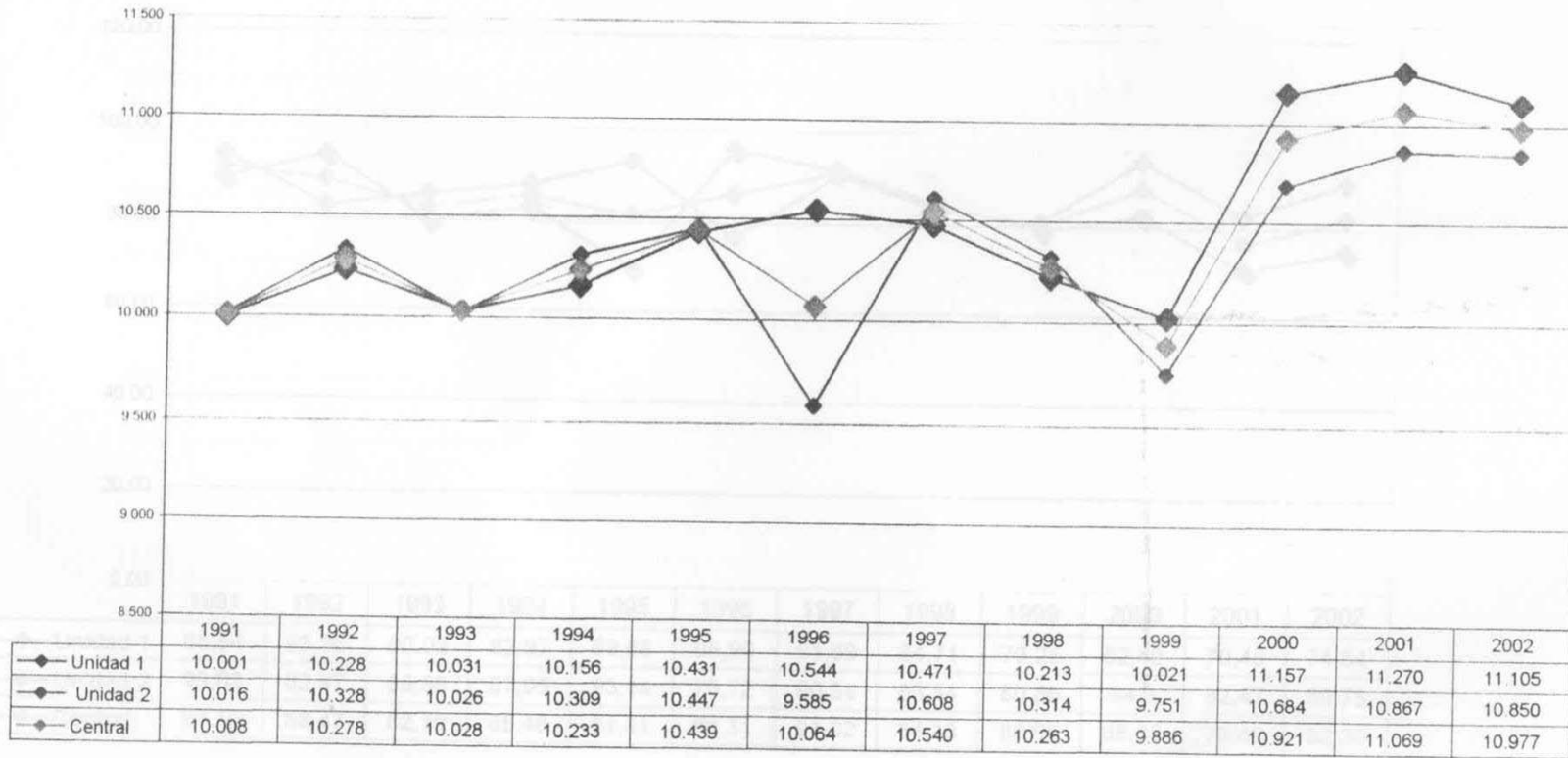


	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
□ Gas(GBTU) U1+U2	17.986	17.880	14.978	14.284	16.793	17.050	20.261	18.289	12.676	15.068	9.392	10.189
□ Carbón (GBTU) U1+U2	1.740	5.155	2.539	1.996	1.583	190	548	1.241	267	796	248	0

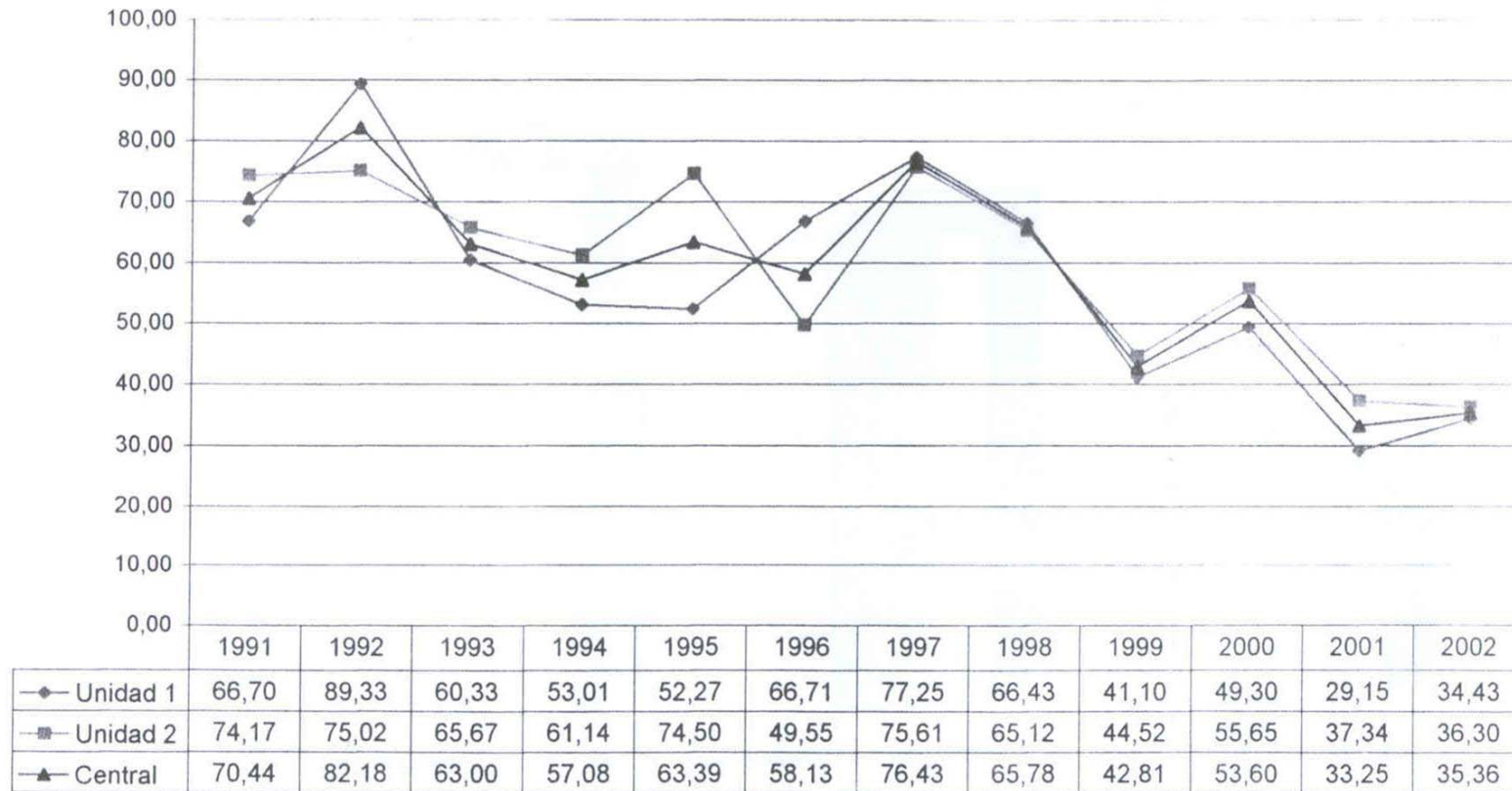
CORPORACIÓN ELÉCTRICA DE LA COSTA ATLÁNTICA S.A. E.S.P.
VICEPRESIDENCIA DE GENERACIÓN
CENTRAL TERMOGUAJIRA
% DISPONIBILIDAD EN HORAS ANUAL (1991-2002)
ANEXO N°6



CORPORACIÓN ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA S.A. E.SP.
VICEPRESIDENCIA DE GENERACION
CENTRAL TERMOGUAJIRA
CONSUMO TERMICO ESPECIFICO ANUAL (1991-2002)
(BTU/KW-H)
ANEXO N°5



CORPORACIÓN ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA S.A. E.S.P.
VICEPRESIDENCIA DE GENERACION
CENTRAL TERMOGUAJIRA
FACTOR DE USO ANUAL (1991-2002)
 (%)
ANEXO N°7



COMPOSICION DEL GAS NATURAL

Compuestos	Moles %
N2	1.2623
CO2	97.9538
CH4	0.3475
Etano	0.2785
Propano	0.0826
Isobutano	0.0418
N-butano	0.0143
Neopentano	0.001
Isopentano	0.0164
N-Pentano	0.0028
C6+	0.0001
Sulfuro	< 0.1
Poder calorífico	48421 KJ/ Kg

