

**ANÁLISIS DEL COSTO DEL KW GENERADO Y EL COMPORTAMIENTO DE LOS
ÍNDICES TÉRMICOS Y ENERGÉTICOS DE UNA C.T.E QUE TIENE SOBRE Y
RECALENTAMIENTO DEL VAPOR, SISTEMA DE REGENERACION Y TV DE
CONDENSACIÓN DE TRES (3) CILINDROS.**

SANDRA MARCELA MARRUGO RIVERA

JOSÉ FRANCISCO SAKER VICENT

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARTAGENA DE INDIAS D.T. Y C.**

**ANÁLISIS DEL COSTO DEL KW GENERADO Y EL COMPORTAMIENTO DE LOS
ÍNDICES TÉRMICOS Y ENERGÉTICOS DE UNA C.T.E QUE TIENE SOBRE Y
RECALENTAMIENTO DEL VAPOR, SISTEMA DE REGENERACION Y TV DE
CONDENSACIÓN DE TRES (3) CILINDROS**

SANDRA MARCELA MARRUGO RIVERA

JOSÉ FRANCISCO SAKER VICENT

**Trabajo De Grado Presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
mecánico.**

Director

PhD, MSc, ME, Esp., Bch

BIENVENIDO SARRÍA LÓPEZ

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARTAGENA DE INDIAS D.T. Y C.

2014

Señores

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

Facultad de Ingeniería Mecánica
Comité Evaluador de Trabajos de Grado

Cordial saludo.

Por medio de la presente, me permito someter a su consideración la tesis titulada **“ANÁLISIS DEL COSTO DEL KW GENERADO Y EL COMPORTAMIENTO DE LOS ÍNDICES TÉRMICOS Y ENERGÉTICOS DE UNA C.T.E QUE TIENE SOBRE Y RECALENTAMIENTO DEL VAPOR, SISTEMA DE REGENERACION Y TV DE CONDENSACIÓN DE TRES (3) CILINDROS.”**, de los estudiante SANDRA MARCELA MARRUGO RIVERA y JOSE FRANCISCO SAKER VICENT, para optar por el título de ingeniero mecánico.

Cordialmente,

Sandra Marcela Marrugo Rivera
c.c 1.143.360.536

José Francisco Saker Vicent
c.c 1.143.353.008

Señores

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

Facultad de Ingeniería Mecánica
Comité Evaluador de Trabajos de Grado

Cordial saludo.

Por medio de la presente, me permito someter a su consideración la tesis titulada **“ANÁLISIS DEL COSTO DEL KW GENERADO Y EL COMPORTAMIENTO DE LOS ÍNDICES TÉRMICOS Y ENERGÉTICOS DE UNA C.T.E QUE TIENE SOBRE Y RECALENTAMIENTO DEL VAPOR, SISTEMA DE REGENERACION Y TV DE CONDENSACIÓN DE TRES (3) CILINDROS.”**, de los estudiante SANDRA MARCELA MARRUGO RIVERA y JOSE FRANCISCO SAKER VICENT, para optar por el título de ingeniero mecánico.

Cordialmente,

PhD. Bienvenido Sarría.
Director de Trabajo de grado

Nosotros SANDRA MARCELA MARRUGO RIVERA Y JOSÉ FRANCISCO SAKER VICENT, mayores de edad y domiciliados en la ciudad de Cartagena D. T y C. e identificados como consta al pie de la presente, de manera libre y espontánea, manifestamos en este documento nuestra voluntad de ceder a la UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR los derechos patrimoniales, consagrados en el artículo 72 de la Ley 23 de 1982 sobre Derechos de Autor, del trabajo final denominado.

“ANÁLISIS DEL COSTO DEL KW GENERADO Y EL COMPORTAMIENTO DE LOS ÍNDICES TÉRMICOS Y ENERGÉTICOS DE UNA C.T.E QUE TIENE SOBRE Y RECALENTAMIENTO DEL VAPOR, SISTEMA DE REGENERACION Y TV DE CONDENSACIÓN DE TRES (3) CILINDROS” producto de nuestra actividad académica para optar el título de INGENIERO MECÁNICO de la Universidad Tecnológica de Bolívar.

La Universidad Tecnológica de Bolívar, entidad académica sin ánimo de lucro, queda por lo tanto facultada para ejercer plenamente los derechos anteriormente cedidos en su actividad ordinaria de investigación, docencia y extensión. La cesión otorgada se ajusta a lo que establece la Ley 23 de 1982. Con todo, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada con arreglo al artículo 30 de la Ley 23 de 1982. En concordancia suscribo este documento que hace parte integral del trabajo antes mencionado y entrego al Sistema de Bibliotecas de la Universidad Tecnológica de Bolívar. Dado en la ciudad de Cartagena de indias D. T y C., a los 25 días del mes de junio de 2014.

Sandra Marcela Marrugo Rivera
c.c 1.143.360.536

José Francisco Saker Vicent
c.c 1.143.353.008

Nota de Aceptación

Firma del Presidente del Jurado

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Cartagena de Indias D.T. y C., Junio de 2014

Tabla de Contenido

PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	9
JUSTIFICACIÓN	11
1. ESTADO DEL ARTE	13
2. CONCEPTOS BÁSICOS	18
2.1 Ciclos de generación de potencia con turbina a gas.....	18
1.1.1 Ciclo de turbina a gas en ciclo combinado.....	18
Aspectos Generales	19
1.2 Ciclos de generación de potencia	20
1.1.2 CICLO RANKINE	20
1.1.3. CICLO BRAYTON.....	22
2.1 COMPONENTES DEL CICLO COMBINADO CON TURBINA A GAS (T.G), CALDERA RECUPERADORA DE CALOR (HRSG) Y TURBINA A VAPOR.....	23
2.2.1 COMPRESORES.....	23
2.2.2 CÁMARA DE COMBUSTIÓN	23
2.2.3 TURBINA DE EXPANSIÓN.....	24
2.2.4 CALDERA HRSG.....	25
3. METODOLOGÍA DE CALCULO DEL COSTO DE KW PRODUCIDO	26
3.2 METODOLOGÍA UPME- ESTRUCTURA GENERAL DE COSTOS DE GENERACIÓN	27
4. METODOLOGÍA DE CÁLCULO: ANÁLISIS ENERGETICO	32
5. CÁLCULO DE INDICADORES ENERGÉTICOS	34
6. EJEMPLO DE CÁLCULO.....	36
7. RESULTADOS OBTENIDOS	51
8. Conclusiones.....	52

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación “**ANÁLISIS DEL COSTO DEL KW GENERADO Y EL COMPORTAMIENTO DE LOS ÍNDICES TÉRMICOS Y ENERGÉTICOS DE UNA C.T.E QUE TIENE SOBRE Y RECALENTAMIENTO DEL VAPOR, SISTEMA DE REGENERACION Y TV DE CONDENSACIÓN DE TRES (3) CILINDROS**” Se centra en el estudio y el cálculo de los indicadores térmicos y energéticos s de la C.T.E.

Para la investigación se realizará todo el cálculo del energético de la CTE, con esto se logrará determinar el potencial de trabajo útil de la energía que se produce en los sistemas, conocer la eficiencia energética de la central.

Se realizará el cálculo del costo del Kw generado utilizando la metodología UPME.

En el presente documento, podrá encontrar los conceptos básicos sobre los ciclos combinados, los componentes principales de los ciclos combinados, una descripción básica sobre los sistemas de generación de potencia eléctrica.

PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El bloque energético consta de un generador vapor y una instalación de turbina de un solo eje con parámetros de vapor sobrecalentado y recalentamiento intermedio de una sola etapa. Como combustible se utiliza gas natural con un poder calórico inferior $PCI = 17153,91 \frac{BTU}{LB}$.

La turbina tiene tres cilindros. El vapor sobrecalentado a $1000^{\circ}F$ y con una presión de 1014,7 PSia ingresa a la turbina de alta presión, el 0,46% del vapor es utilizado para mantener a la turbina en su posición equilibrando la carga axial en el eje.

La turbina tiene 7 tomas regenerativas que se dirigen a los calentadores, de los cuales 2 son calentadores de alta presión (cal.#6 y cal.#7), 4 son de baja presión (cal.#1, cal.#2, cal.#3 y cal.#4), y un Deareador. El agua se bombea, mediante la bomba de alimentación, a través de los dos calentadores de alta presión. Todos los calentadores son cerrados y tienen enfriadores de vapor incorporados.

La bomba de alimentación es accionada por una turbina que se alimenta del vapor que se extrae de la turbina intermedia.

Los drenajes de los calentadores de alta presión se evacuan en cascada hasta el Deareador, los drenajes de los calentadores de baja presión también se evacuan en cascada hasta el calentador #1 y de ahí pasa a la línea de condensado principal.

A continuación se presenta el esquema de CTE

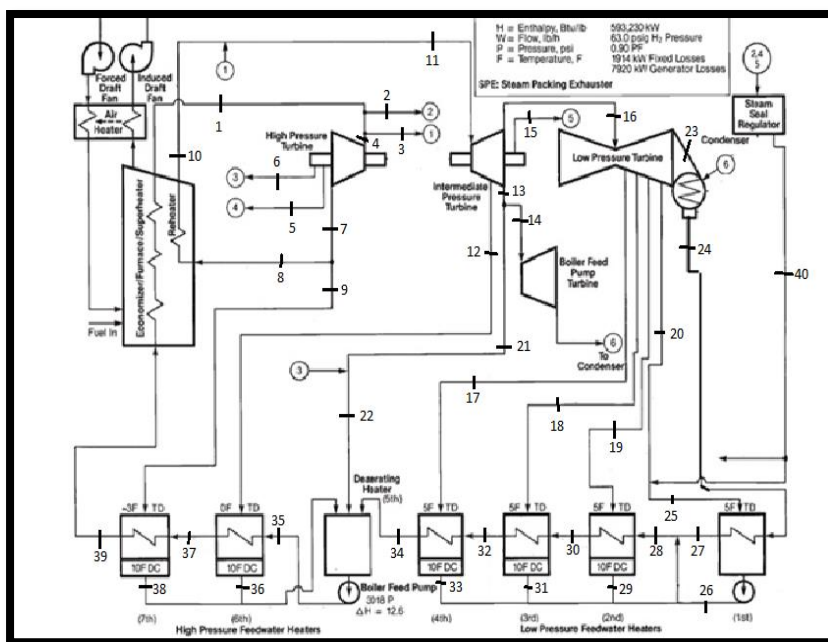


Ilustración 1: Esquema de central Termoelectrica

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

Objetivo General

Calcular el costo del KW, la eficiencia energética y los indicadores térmicos, energéticos de la C.T.E.

Objetivos específicos

- ✓ Calcular los indicadores térmicos y energéticos de la CTE.
- ✓ Calcular la eficiencia energética de la CTE completa.
- ✓ Calcular el costo del KW para: Gas natural
Implementando la metodología UPME

JUSTIFICACIÓN

El desarrollo tecnológico y con ello la implementación de nuevas metodologías en la industria ha traído beneficios y mejoras en los procesos. Este constante crecimiento ha implicado grandes aumentos en el consumo energético. En los últimos años se ha generado una relativa dependencia en la región con respecto a la generación de potencia eléctrica a base de gas natural, el cual aunque actualmente abundante, se prevé un futuro incierto, debido a que las empresas distribuidoras del mismo no aseguran su disponibilidad en un largo plazo.

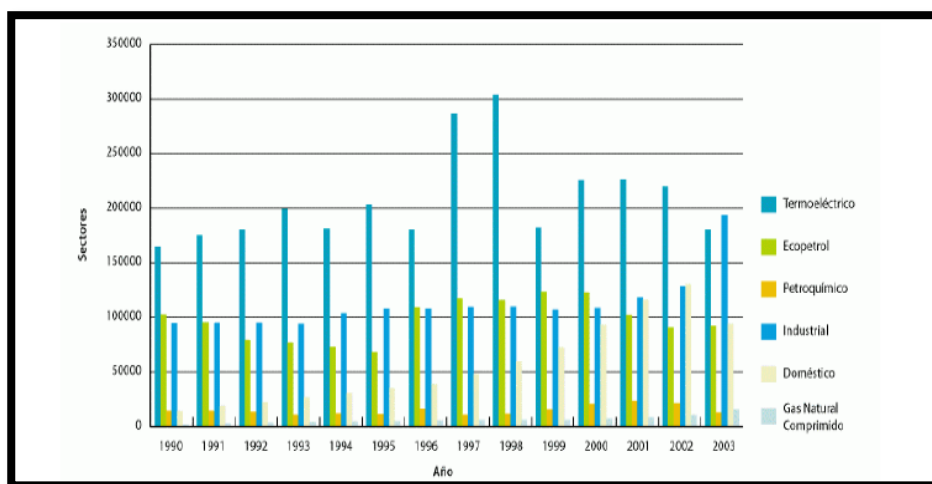
Con la investigación se busca tener un punto de referencia a la hora de comparar los costos de generación eléctrica para un combustible en específico (en nuestro caso gas natural) además de servir como indicadores de la generación energética en la central termoeléctrica estudiada, para lo cual resulta fundamental contar con la mejor información de la situación actual y las variables que permiten predecir su comportamiento.

El aporte del gas natural al sector de la generación de potencia es particularmente importante, ya que permite surtir energía de manera directa en el sitio de consumo. Por otra parte, permite una generación continua, mediante el transporte por gasoducto allí donde se encuentre disponible.

La competitividad de la generación termoeléctrica con gas se ve favorecida por los menores costos de capital y menores costos de instalación respecto a las centrales hidroeléctricas, aun cuando su vida útil suele ser mucho menor. Su factibilidad se ve restringida por la disponibilidad de gas que depende de la escala de explotación de las reservas probadas y el hallazgo de nuevas reservas, así como de la disponibilidad de gasoductos para su transporte, todo lo cual se ve reflejado en el costo, lo que redundará a su vez en el costo de generación y por tanto en la competitividad en el Mercado Mayorista. Por otra parte, en zonas del país donde se combinan la falta de potencial hidráulico con la disponibilidad de gas (alta Guajira, por ejemplo), y donde las restricciones del sistema interconectado nacional exigen la generación, las plantas de gas constituyen una de las opciones más atractivas. Así mismo, para atender demandas privadas reemplazando compras en el MEM por parte de grandes consumidores o consumidores industriales, que podrían entrar a participar como agentes autogeneradores, la generación a gas puede igualmente resultar bastante atractiva.

La Figura 1. "Consumo de gas por sector MBTU/día" muestra el consumo de gas por sector en Colombia, entre 1990 y 2003.

Recurso energético en el país



Tomado de: Costos indicativos de Generación Eléctrica en Colombia Unidad de Planeación Minero energética.

Es claro entonces que se debe satisfacer la demanda de electricidad – potencia y energía - cumpliendo con criterios de calidad y confiabilidad.

Observando esta realidad, en la que aumenta el consumo, cada año escasean más los recursos de gas natural y así mismo aumenta el precio de este; se hace necesario evaluar el costo del Kwh producido relacionado con los índices térmicos y energéticos de la C.T.E.

1. ESTADO DEL ARTE

En este trabajo de investigación es objeto de interés la trayectoria estudiada sobre costos de generación de energía, los cuales son proporcionados en su mayoría por la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia.

En abril de 2005 se publicó el estudio sobre determinación de los costos índices de inversión, operación, mantenimiento, fijos y variables y el costo medio de la energía de unidades de generación estándar a partir de los diferentes recursos energéticos disponibles en el país y sus regiones, los cuales son actualizados permanentemente por la Unidad de Planeación Minero Energética UPME. [1]

La determinación de los costos medios de generación se hace a partir de los costos índices de inversión, operación y mantenimiento, tanto fijos como variables, costos ambientales originados por la instalación de plantas o unidades de generación de energía eléctrica, de acuerdo con su tecnología, ciclo, tipo, localización y factor de utilización, entre otros, que puedan operar con diferentes recursos energéticos disponibles en el país, involucrando costos ambientales.

En el año 2006 la UPME publicó: Balances Energéticos 1975 – 2006 República de Colombia Ministerio de Minas y Energía.

Esta actualización incluyó cifras de los estudios de consumo sectoriales por fuentes energéticas y se incorporaron en la revisión de las series, con la metodología adoptada por la Organización Latinoamericana de Energía OLADE, para la elaboración de los balances energéticos nacionales.

La Unidad de Planeación Minero Energética UPME, presenta una visión general del desempeño del Sector Energético, a través de los Balances Energéticos Nacionales, consolidados a lo largo de los últimos 31 años.

En el balance energético, se tiene en cuenta tanto la oferta interna total de cada energético como la demanda interna, más un ajuste estadístico explicado por la no exactitud de la contabilización de los recursos en el sector energético.

El balance presenta Indicadores económicos energéticos, resaltamos la Oferta Interna de Energía Per Cápita.

Es la energía efectiva disponible para consumo interno dividida por la población y refleja cuántas teracalorías se ofertan internamente por habitante. La oferta interna de energía per cápita presenta una fuerte tendencia creciente en toda la serie analizada.

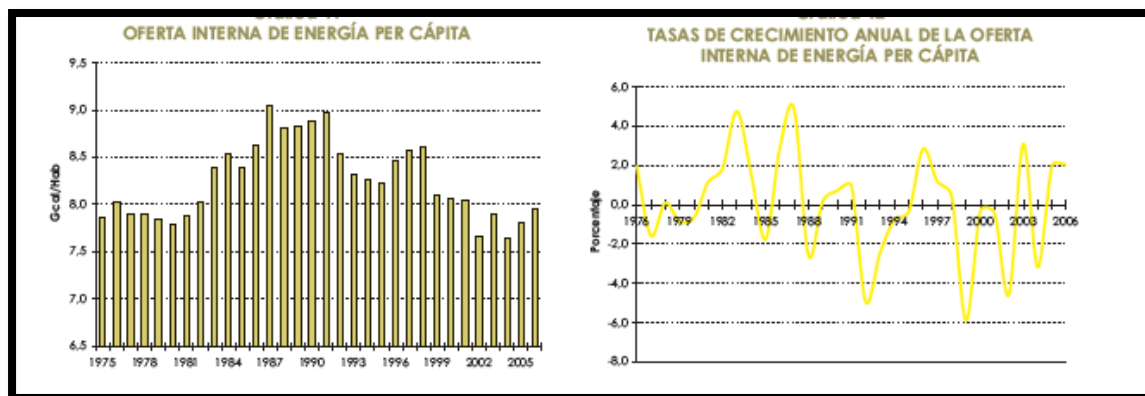


Ilustración 3: Oferta interna de energía Per Cápita

En los resultados de consumo Final a nivel sectorial, el energético con mayor crecimiento promedio anual durante todo el período 1975-2005, dentro del consumo final industrial fue gas natural con 6%, seguido por diesel oil (5%) energía eléctrica (3,8%) y bagazo (0,6%).

En términos de participación, los tres energéticos más importantes fueron carbón mineral (30%), gas natural (20%), bagazo (13%), energía eléctrica (15%) y fuel oil (7%).

Dentro de los principales comportamientos en este sector se resalta que a partir del 2002, con la entrada del crudo de rubiales, se ha sustituido en calderas el consumo de crudo de castilla por restricciones ambientales, debido a un menor contenido de azufre.

En el año 2005 fue publicado el plan de Expansión de Referencia 2005-2019 Generación-Transmisión. En este documento se encuentra la situación actual del mercado de la electricidad y la proyección que este tiene. Explica cómo ha sido la evolución histórica de la energía eléctrica en Colombia.

Presenta la disponibilidad de recursos y proyección de precios, en nuestro caso de estudio nos compete el Gas Natural, para lo cual se tiene:

La proyección del precio máximo del gas natural puesto en planta térmica corresponde a un ejercicio realizado por la UPME en el mes de mayo de 2005. Los supuestos macroeconómicos aplicados corresponden a los del escenario de la Dirección de Estudios Económicos del Departamento Nacional de Planeación para el año 2005.

Las proyecciones de precios de gas natural para las plantas térmicas durante el periodo 2005 – 2020, consideran: i) diferentes escenarios de formación de precio en boca de pozo para Cusiana, ii) supuestos relacionados con los cargos de transporte iii) competencia en el suministro de gas entre Cusiana y Guajira en algunos puntos del sistema y iv) la estimación del costo total, suministro más transporte de gas, de cada planta de generación durante el horizonte de análisis.

En el entorno Latinoamericano encontramos que Perú figura como uno de los países con las tarifas eléctricas más competitivas de la región superando a Chile, Uruguay, Brasil y Bolivia, señaló hoy la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE). [24]

En Perú se paga 7.90 centavos de dólar por Kilovatio hora (KWh), considerando un consumo mensual promedio de 500,000 KWh.

Las tarifas eléctricas de Chile llegan a 10.96 centavos de dólar al cierre del primer trimestre de este año, le sigue Brasil (10.14 centavos de dólar kwh), Uruguay (10.00 centavos de dólar Kwh) y Bolivia (7.90 centavos de dólar kwh).

Las cifras que se pagan es baja, en comparación con México, que es el país que gasta más en electricidad en América Latina con un monto de 20.60 centavos de dólar por KWh. [24]

Bajo esta realidad Perú se posiciona en un nivel competitivo y se debe a varios factores que van desde la inversión en diferentes sectores de la producción, como al momento de estabilidad económica que se vive en el hermano país actualmente.

De igual forma que en Colombia, se mantiene el consumo de la mayor parte de electricidad por el sector industrial, con un 50 por ciento del total. [24]

En Países Europeos, encontramos que El precio del kWh en España es uno de los más caros en comparación con otros países de Europa. Para comparar el precio de la electricidad con el resto de países, siempre se toma como referencia la tarifa regulada, dado que permite equiparar mejor el importe a pagar.

El término de consumo es uno de los aspectos que más gasto puede suponer en una factura de electricidad. Países como Francia o Alemania tiene un precio más barato y solo Reino Unido se equipara en valor a España.

En España el valor que se paga es de 0,1241 €/kWh. [25]

En el año 2012 Triana Castro y Julian Berrio desarrollaron un trabajo de investigación en el cual calcularon indicadores térmicos y económicos en el bloque de cogeneración de la empresa Abocol, en los cuales probaron el uso de diferentes tecnologías para el enfriamiento de aire y su influencia en los indicadores de la central. [3]

Dentro de sus principales resultados se encuentra:

- Con la reducción de la temperatura del aire a la succión del compresor por medio de un sistema de refrigeración por absorción se logra la disminución del

Heat Rate de 12122,607(kj/kw h) a 8341,8072 (kj/kw h) es decir una variación de 3780,7998(kj/kw h).

- La potencia eléctrica generada por el bloque energético aumenta con la disminución de la temperatura del aire a la succión del compresor.
- En general todos los indicadores energéticos mejoran sensiblemente implementando el sistema de refrigeración por absorción convirtiendo este bloque energético de cogeneración (Vapor y Potencia eléctrica) en un sistema de Tri-generación (Vapor, potencia eléctrica y refrigeración) altamente eficiente.

En el año 2010 M.Sc Luis Fernando Bermúdez, como tesis de maestría presento un trabajo de investigación, que tenía como objetivo el control de la operación de la central cogeneradora de Biofilm S.A., midiendo los indicadores térmicos de la misma y generando un modelo que permita monitorearlos. [5]

En el 2012 Sergio Ballestas desarrollo una investigación en la cual desarrollaron los indicadores térmicos de la turbina de gas y de la HSRG, con el fin de proponer la implementación de un sistema de trigeneración, realizando una comparación de ambos sistemas, con el fin de arrojar cual alternativa es más viable, térmica y económicamente. [6]

El consumo de energía es uno de los indicadores más importantes que muestra las etapas de desarrollo de los países y el nivel de vida de las comunidades. La urbanización, la industrialización, y el desarrollo tecnológico es resultado del aumento del consumo de energía. Esta rápida tendencia creciente provoca los problemas ambientales cruciales tales como la contaminación y el efecto invernadero. [7]

Actualmente, el 80 % de la electricidad en el mundo se produce aproximadamente a partir de fósiles combustibles (carbón , petróleo , fuel-oil , gas natural), mientras que el 20 % de la electricidad se compensa de diferente fuentes como la hidráulica, nuclear, eólica, solar, geotérmica y biogás. En general, el rendimiento de las centrales térmicas es evaluado a través de los criterios de desempeño energético basado en la primera ley de la termodinámica, incluyendo potencia eléctrica y eficiencia térmica. [7]

En las últimas décadas, el rendimiento exergético basado en la segunda ley de la termodinámica, ha encontrado como método útil en el diseño, evaluación, optimización y mejora de la térmica centrales eléctricas.

El análisis de rendimiento exergético no puede sólo determinar magnitudes, la ubicación y las causas de irreversibilidades en las plantas, sino que también proporciona una evaluación más significativa de la eficiencia de los componentes individuales de la planta. Estos puntos del análisis de rendimiento exergético son las diferencias básicas con el análisis de rendimiento energético. [8]

Por lo tanto, podemos decir que la realización de análisis exergético y energético en conjunto pueden dar una completa descripción de las características del sistema.

Ese análisis integral será un enfoque más conveniente para la evaluación del desempeño y la determinación de los pasos hacia la mejora.

En la literatura, existen una serie de documentos en relación con la energía y actuaciones exergéticas de las centrales térmicas de carbón. Por ejemplo, Hasan et al. [7] presentó un análisis de eficiencias termodinámicas, así como la comparación razonable de cada planta para que otros que se identificaran con este estudio logaran discutir sobre las centrales térmicas de carbón en Turquía.

Aljundi [8] estimó el rendimiento de la planta por un modelado racional de los componentes y una detallada ruptura de las pérdidas de energía y exergía para la planta de energía de vapor.

Naterer [10] estudió la CTE a carbón con caldera y turbina midiendo pérdidas . Rosen [11] presenta la energía y la comparación basada en exergía de las plantas de carbón y energía nuclear de vapor .

Ganapathy [11] determinó las pérdidas de energía y las pérdidas de exergía de cada componente individual de la planta de energía térmica.

Zubair y Habib [12] aplicaron la segunda ley basado en el análisis termodinámico de los regeneradores y recalentamiento centrales de ciclo Rankine .

Reddy y Carnicero [13] analizaron la generación de energía basada en la recuperación de calor residual basado en la segunda ley de la termodinámica del sistema.

Suresh [13] determinó el rendimiento exergético de la central térmica a base de carbón, centrales que utilizan condiciones de vapor subcríticas , supercríticas, y ultra - supercrítica.

Oktay [14] presentó pérdida de exergía y propuso mejora de los métodos para una planta de energía de lecho fluidizado en Turquía .

Teniendo en cuenta los hechos expuestos anteriormente, se puede esperar que la realización de un análisis de este tipo en las condiciones de una CTE será significativo para las comparaciones de rendimiento, evaluaciones y la mejora de la Central térmica. Además, teniendo en cuenta tanto el rendimiento energético y exergético criterios juntos pueden guiar las formas de uso eficiente y eficaz de los recursos de combustible.

2. CONCEPTOS BÁSICOS

Para alcanzar los objetivos planteados en el presente trabajo de grado, se hace necesario tener una fundamentación teórica sólida, la cual permita conocer cada una de las características de las centrales termoeléctricas, de tal forma que se puedan desarrollar los análisis requeridos.

2.1 Ciclos de generación de potencia con turbina a gas.

Las turbinas a gas son plantas de potencia, que producen una gran cantidad de energía mediante la quema de un combustible fósil. Su desarrollo y aplicaciones se han incrementado significativamente en los últimos 40 años en plantas industriales y petroquímicas.

En los últimos 20 años, las turbinas de gas han experimentado un gran crecimiento tecnológico en el cual se destacan aspectos como el desarrollo de materiales, recubrimientos, nuevos sistemas de enfriamiento y el aumento de la relación de compresión, la cual ha permitido aumentar la eficiencia térmica de las turbinas a gas desde 15% a más del 45%

1.1.1 Ciclo de turbina a gas en ciclo combinado

En la actualidad, en muchas plantas generadoras se está explotando todo el potencial energético derivado de la utilización de los gases de escape de turbinas de gas, para la generación de vapor en una caldera recuperadora de calor (HRSG); produciendo energía eléctrica y energía térmica, a lo cual se denomina cogeneración.

Las grandes plantas de turbinas a vapor, que constituyeron la principal forma de generación de energía eléctrica a partir de combustibles en la década de los 80's, han sido sustituidas paulatinamente por Turbinas a Gas en Ciclo combinado (cogeneración), en la cual la turbina de gas es la pieza central de la planta.

En cuanto al desempeño existe una amplia diferencia, ya que las plantas de generación de potencia con turbinas de vapor trabajan a valores de eficiencia cercanos al 35%, mientras que las centrales con turbina a gas en ciclo combinado, tienen una eficiencia

alrededor del 55%. Tecnologías más recientes en turbinas de gas esperan llevar la eficiencia del ciclo combinado hasta valores de 60-65%.

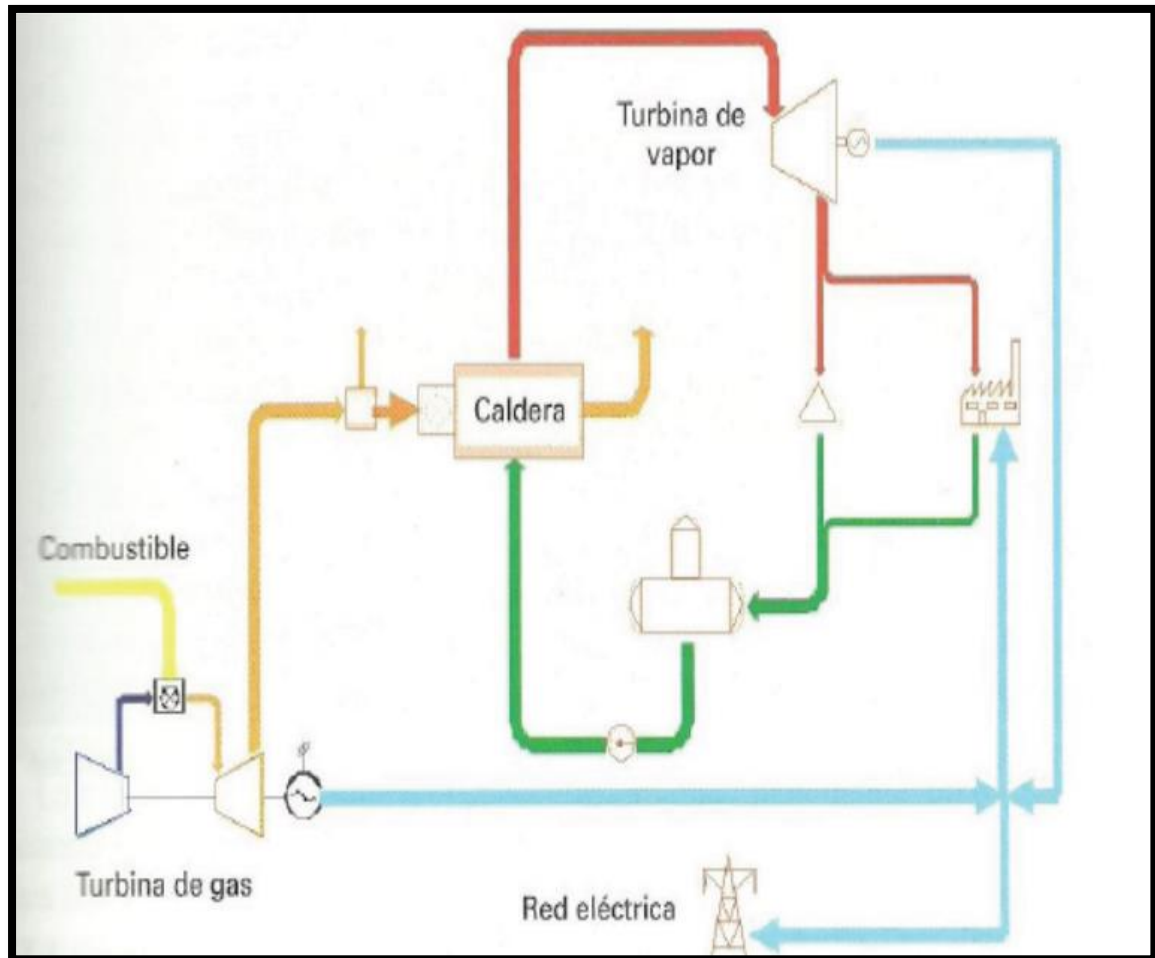


Ilustración 4: Esquema de cogeneración en ciclo combinado con turbina a gas.

Grafica4.Esquema de cogeneración en ciclo combinado con turbina a gas
[13]

Aspectos Generales

En su forma más clásica, las centrales termoeléctricas queman combustible en un generador de vapor para producir vapor el cual se expande a continuación en una turbina de vapor que impulsa un alternador. Finalmente el vapor es enfriado en un Condensador. [14]

El crecimiento del precio de los combustibles, la necesidad de aprovechar el calor de diversos procesos industriales y las cada vez más rigurosas regulaciones medioambientales, han creado la necesidad de aprovechar el calor residual de sistemas energéticos que permitan:

- Reducir el consumo de combustibles tradicionales

- *Recuperar el calor residual por seguridad y economía*
- *Eliminar subproductos de procesos industriales*

Los gases de escape de una turbina de gas, sirven como fuente de calor para vaporizar agua en un intercambiador y hacer pasar el vapor por una turbina; ciclos combinados de este tipo elevan la eficiencia de un ciclo de producción de electricidad hasta el 50%, y si la generación eléctrica se combina con el uso de vapor en procesos industriales, o en calefacción, el rendimiento es aún mayor.

1.2 Ciclos de generación de potencia.

Los ciclos de generación de potencia se basan principalmente en el cambio de fase de un fluido a través de dispositivos cíclicos, los cuales tienen la función de transformar la energía cinética en energía eléctrica aprovechable. Los dispositivos o sistemas encargados de transformar la energía en potencia eléctrica se llaman máquinas térmicas (turbinas), y operan en los llamados ciclos termodinámicos de potencia, y estos a su vez se clasifican en ciclos de gas o de vapor dependiendo del fluido de trabajo. En los ciclos de gas, el fluido de trabajo permanece en su fase gaseosa durante todo el ciclo termodinámico, mientras que en los ciclos de vapor, el fluido de trabajo existe en fase de vapor durante una parte del ciclo y en fase líquida en otra parte. Los ciclos de vapor y gas más representativos para la generación de potencia en las centrales termoeléctricas son:

1.1.2 CICLO RANKINE

Este es el ciclo más representativo de las centrales térmicas de vapor. Consiste principalmente en evaporar el agua y elevar su presión por medio de una caldera, este vapor es llevado a una turbina que aprovecha la energía cinética causada por la alta presión para transformarla en energía mecánica y luego ser aprovechada por el generador que la convierte en energía eléctrica. El vapor de baja presión que sale de la turbina es transformado a líquido a través de un condensador a la misma presión de salida de la turbina, luego el proceso de compresión lo efectúa la bomba la cual comprime el líquido hasta llevarlo a la presión de entrada a la caldera para continuar con el ciclo.

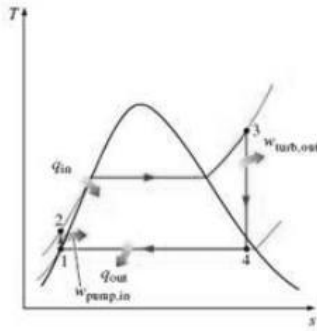


Ilustración 5: Ciclo RANKINE

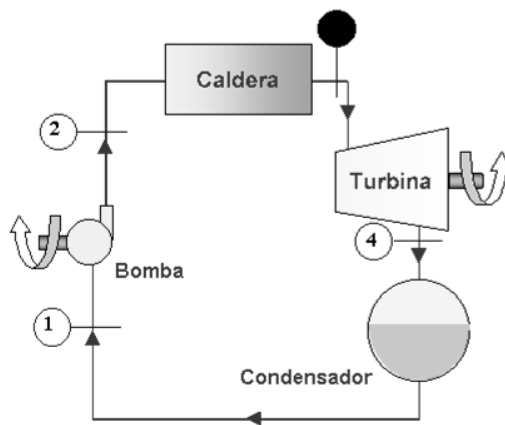


Ilustración 6 Ciclo RANKINE simple

Figura 1. Ciclo Rankine Simple

De manera general el ciclo Rankine consiste en:

1. Compresión isentropica en una bomba.
2. Adición de calor a presión constante en una caldera.
3. Expansión isentropica en una turbina.
4. Extracción de calor a presión constante en un condensador.

1.1.3. CICLO BRAYTON

En este ciclo de generación de potencia el aire se comprime al inicio en forma adiabática en un compresor rotatorio axial o en uno centrífugo. Seguidamente el aire entra en una cámara de combustión donde se inyecta y quema a presión esencialmente constante. Luego los productos de la combustión se expanden a través de una turbina hasta alcanzar la presión ambiente de los alrededores. Un ciclo compuesto por estos tres pasos recibe el nombre de ciclo abierto, ya que el ciclo en realidad no se completa. Los ciclos de las turbinas de gas reales son ciclos abiertos ya que se debe introducir aire en forma continua en el compresor. Si se desea evaluar un ciclo cerrado, los productos de la combustión que se han expandido a través de la turbina deben enviarse a través de un intercambiador de calor, donde este se elimina del gas hasta que se obtiene la temperatura inicial.[3-librocopiar]

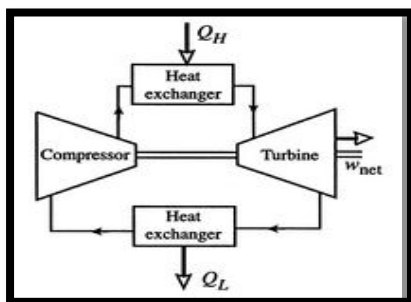


Ilustración 7: Ciclo BRAYTON

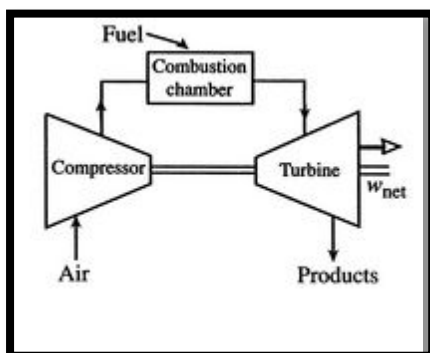


Ilustración 8: Ciclo BRAYTON abierto y cerrado

Figura 2. Ciclo Brayton abierto y cerrado

2.1 COMPONENTES DEL CICLO COMBINADO CON TURBINA A GAS (T.G), CALDERA RECUPERADORA DE CALOR (HRSG) Y TURBINA A VAPOR.

2.2.1 COMPRESORES

Un compresor es una máquina de fluido que está construida para aumentar la presión y desplazar cierto tipo de fluidos llamados compresibles, tal como lo son los gases y los vapores. Esto se realiza a través de un intercambio de energía entre la máquina y el fluido en el cual el trabajo ejercido por el compresor es transferido a la sustancia que pasa por él convirtiéndose en energía de flujo, aumentando su presión y energía cinética impulsándola a fluir. Al igual que las bombas, los compresores también desplazan fluidos, pero a diferencia de las primeras que son máquinas hidráulicas, éstos son máquinas térmicas, ya que su fluido de trabajo es compresible, sufre un cambio apreciable de densidad y, generalmente, también de temperatura; a diferencia de los ventiladores y los sopladores, los cuales impulsan fluidos compresibles, pero no aumentan su presión, densidad o temperatura de manera considerable. En general, los compresores son necesarios en todo sistema de alimentación con circulación forzada, en donde se requiera aumentar la presión de un fluido compresible. [16]

2.2.2 CÁMARA DE COMBUSTIÓN

La cámara de combustión o combustor, es un calentador de aire de fuego directo en el cual el combustible se quema casi estequiometricamente con un tercio o menos del necesitado en función del aire descargado del compresor. A la cámara de combustión ingresa aire a alta presión proveniente del compresor para elevarle la temperatura por medio de la quema de un combustible y enviarlo a la entrada de la turbogas. [19]

Existen muchos tipos de combustores pero los más importantes son los tubulares, tubo-anulares y anulares. A pesar de que hay muchos y diferentes diseños todas las cámaras de combustión de las turbinas a gas tienen 3 características: zona de circulación, zona de quemado y zona de dilución. La función de la zona de recirculación es la de evaporar, en parte quemar y preparar el combustible para una combustión rápida en la zona de la quema. Al final de la quema del combustible es posible que todo el combustible se haya quemado entonces la zona de dilución se encarga de mezclar el excedente del aire con los gases de la combustión. [6]

En el proceso de inyección del aire se pueden resaltar 3 fases, como lo son: aire primario, aire secundario y aire terciario. El aire primario lo constituye entre un 15 y 20% del aire total suministrado, conformando una mezcla rica con el propósito de alcanzar una temperatura elevada y a la vez una combustión rápida. El aire secundario corresponde a un 30% aproximadamente, y se introduce a través de orificios hechos al

tubo de la llama para completar la combustión. Para conseguir un rendimiento elevado se hace necesario que estas inyecciones de aire se realicen en puntos adecuados con el fin de no enfriar localmente la llama. Por último, el aire terciario (aire restante) que constituye entre un 50 y 55%, este aire se mezcla con los productos de la combustión en la zona de dilución, con el objeto de disminuir su temperatura hasta la temperatura requerida por la turbina. [6].

2.2.3 TURBINA DE EXPANSIÓN

La turbina de expansión está diseñada para aprovechar la velocidad de salida de los gases de combustión y convertir su energía cinética en energía mecánica rotacional. Todas sus etapas son por lo tanto de reacción, y deben generar la suficiente energía para alimentar al compresor y la producción de energía eléctrica en el generador. Suele estar compuesta por 4 o 5 etapas, cada una de ellas integrada por una corona de alabes con un adecuado diseño aerodinámico, que son los encargados de hacer girar el rotor al que están unidos solidariamente.

Además de estos, hay antes de cada etapa un conjunto de alabes fijos sujetos a la carcasa, y cuya misión es redireccionar el aire de salida de la cámara de combustión y de cada etapa en la dirección adecuada hasta la siguiente.

Los alabes deben estar recubiertos por material cerámico para soportar las altas temperaturas, además, un flujo de aire refrigerador proveniente del compresor los atraviesa internamente, saliendo al exterior por pequeños orificios practicados a lo largo de toda su superficie. [20]



Ilustración 9: Turbina de Expansión

Imagen 5. Turbina de Expansión

2.2.4 CALDERA HRSG

Se conoce como Caldera de vapor HRSG (Heatrecoverysteamgenerator) a aquella unidad en la cual se puede cambiar de estado de líquido a vapor al fluido de trabajo (agua) en un proceso a presión constante y controlado, en algunos casos se puede llevar hasta un estado de vapor sobrecalentado, mediante la transferencia de calor de los gases calientes productos de combustión, provenientes de la turbina a gas.

[21]

3. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL COSTO DE KW PRODUCIDO

3.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE COSTOS [17]

Paso 1: Reunir datos de la planta y suposiciones.

Costos Capex:

- Costos de pre-desarrollo.
- Costos de construcción.
- Costos de infraestructura.

Estos costos se ajustan con el tiempo basados en la experiencia del proyecto.

Costos Opex:

- Opex fijo (Costos de operación fijos)
- Opex variable (Costos de operación variables)
- Seguros.
- Transporte de combustible y costos de almacenamiento.
- Costos de desmontaje.
- Créditos de calor
- Precios del combustible
- Precios del carbón.

Datos de la generación de la planta:

- Capacidad de la planta
- Disponibilidad esperada
- Eficiencia esperada
- Factor de carga esperado

Estos valores asumidos de una base

Paso 2: Sumar el valor presente neto del total de los costos esperados para cada año:

$$NPV_{\text{Costos Esperados}} = \frac{\sum_i Capex_i + \sum_j Opex_j}{(1 + Tasa\ de\ descuento)^n}$$

Donde n es el número de periodos de tiempo correspondiente a la tasa.

Paso 3: Sumar el valor presente neto del valor esperado de generación para cada año:

$$NPV_{\text{Gen}} = \frac{\sum_i Generación\ eléctrica_i}{(1 + Tasa\ de\ descuento)^n}$$

Donde n es el número de periodos de tiempo correspondiente a la tasa.

Paso 4: Dividir El valor presente neto de los costos esperados entre el valor presente neto de la generación para obtener el costo de la generación estimado:

$$\text{Costos de generación}_{\text{estimados}} = \frac{NPV_{\text{costos esperados}}}{NPV_{\text{Gen}}}$$

3.2 METODOLOGÍA UPME- ESTRUCTURA GENERAL DE COSTOS DE GENERACIÓN

Componentes del costo de generación

A continuación se presentan algunas consideraciones generales y preliminares sobre las diferentes componentes del costo de generación consideradas.

3.2.1 Costos Pre operativos

3.2.2 Estudios e investigaciones: En este rubro se incluyen estudios básicos, tales como geología e hidrología, orientados hacia la determinación del potencial del recurso.

Para su determinación se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

En tecnologías que dependen de combustibles suministrados por terceros, como la generación térmica a carbón, gas natural u otro combustible, no se considera este ítem ya que en varios casos se cuentan con la información requerida, como en el caso de la caracterización de carbón y en todos los casos las investigaciones requeridas se consideran incluidas en el costo del combustible.

En aprovechamientos hidroeléctricos generalmente se calcula como un porcentaje del costo de inversión, el cual depende de cada planta y tecnología.

En la mayoría de las fuentes renovables no convencionales se calculan los costos de estudios e investigaciones a partir del análisis de costos unitarios de mediciones y personal requerido.

3.2.3 Predios: Incluye el costo del terreno de la planta o de las servidumbres requeridas para conducciones, instalaciones y líneas de transmisión. Para el cálculo de este ítem se determinan las áreas requeridas para cada tecnología y planta tipo y se aplica un costo unitario por hectárea.

3.2.4 Infraestructura: Comprende las obras de accesos, conexión y demás infraestructura requerida para la construcción y operación de las plantas, considera los siguientes ítems:

Vías de acceso: Incluye la construcción de vías para las etapas de construcción y operación del proyecto. Para su determinación se definen las especificaciones de las vías requeridas dependiendo de cada tecnología, planta tipo y región, y se calculan los costos unitarios (USD/km) asociados a cada especificación. Para la longitud de la nueva vía para las diferentes plantas típicas y zonas potenciales, se establece con base en las siguientes consideraciones generales:

En algunos aprovechamientos de pequeña escala o soluciones individuales para viviendas o pequeñas comunidades se considera que no se requieren vías de acceso, dado el poco peso y volumen de los equipos a instalar, las amplias posibilidades de transporte y la disponibilidad supuesta de algún medio. En este caso el supuesto utilizado se refuerza en las tecnologías no convencionales directamente ubicadas en los sitios de demanda en donde la selección del sitio no depende de la localización

específica de la fuentes (regiones) determinadas. Para esto es importante definir una distancia máxima del recurso, caso contrario al aprovechamiento de recursos hidráulicos.

- Ampliando la segunda parte de la consideración anterior, el aprovechamiento a mayor escala de energía solar, eólica y térmica es relativamente flexible en su localización, por lo tanto la ubicación del proyecto debe contemplar la infraestructura disponible en la zona. No obstante, en plantas mayores se establecen longitudes de vías que incluyan pequeños accesos y circulación interna.
- Particularmente los aprovechamientos hidroeléctricos carecen de la flexibilidad en su localización al depender de sitios específicos de ubicación del potencial y ocupar espacios más amplios en su desarrollo. Esta situación es mucho más evidente a medida que se pretende una mayor instalación. Otro aspecto considerado tiene que ver con la incidencia de las inversiones en infraestructura sobre la viabilidad del proyecto, PCHs o menores no admiten longitudes importantes de accesos y conexión. Centrales de tipo micro, mini o pico, dada la relativa distribución de fuentes hídricas pequeñas, proporcionan cierta flexibilidad para su localización y medio de transporte, sin la necesidad de recurrir a costosas obras de acceso.

3.2.5 Línea de conexión: Incluye la construcción de líneas de conexión, no incluye la subestación. Su determinación es similar a la del costo de las vías de acceso: se determinan las especificaciones de la línea requerida, se calculan unos costos unitarios, se determina la longitud de las nuevas líneas y se calcula un costo final. En este caso las especificaciones de la línea dependen exclusivamente de la potencia a instalar y están limitadas por las longitudes máximas de transmisión. Para las líneas de transmisión son aplicables todas las consideraciones expuestas en el tratamiento de longitudes de vías de acceso sobre la flexibilidad de localización de los proyectos.

3.2.6 Campamentos y oficinas: Incluye la infraestructura necesaria para alojamiento de los trabajadores, y para la administración durante la etapa de construcción y operación. Se calcula como un porcentaje de los costos de inversión, el cual depende de la tecnología y planta tipo considerada. Se debe anotar que en la mayoría de aprovechamientos menores (menos de 20 MW) los requerimientos de campamentos y oficinas son mínimos, ya que los mayores flujos de personal durante construcción se pueden manejar con infraestructura local existente (hoteles, residencias o alquileres de viviendas).

3.2.7 Obras civiles: Considera los costos de la infraestructura física requerida para el aprovechamiento del recurso. Se separan por el origen del ítem de costo dependiendo de la tecnología y capacidad consideradas. El aprovechamiento hidroeléctrico constituye el desarrollo de mayores obras civiles, en este caso se presenta en el capítulo 4 el análisis de cada tipo de obra en cada planta típica a partir de cantidades de obra y precios unitarios. En los demás aprovechamientos las obras civiles muchas de las obras civiles se incluyen en los costos de instalación y montaje de los equipos requeridos, como es el caso de calderas y turbinas a gas o carbón.

3.2.8 Equipos Nacionales: Equipos de fabricación o adquisición nacional. Se considera el costo del equipo instalado y si se trata de equipos de origen internacional comprados a proveedores en Colombia obviamente no se tienen en cuenta los trámites y los costos de la importación.

3.2.9 Equipos importados: Es importante diferenciar este componente dentro de los costos preoperativos, debido a las particularidades en el régimen tributario y arancelario. Para el análisis de costo de los equipos importados se consideraron los siguientes componentes.

-Costo FOB: Costo en el puerto del país de origen del equipo

-Transporte marítimo y seguro: Se aplica como un porcentaje al costo FOB del equipo.

-Arancel: Se aplica de acuerdo con la posición arancelaria y el arancel para cada uno de los equipos. Este arancel se aplica al costo FOB más el costo de transporte y seguro marítimo. Se define un porcentaje de dependiendo de la tecnología y el tipo de planta.

-Impuesto al Valor Agregado – IVA: Porcentaje aplicado al costo FOB más el costo de transporte y seguro marítimo. Se consideran exenciones establecidas en la legislación nacional.

-Nacionalización, bodegaje, carta de crédito: Se expresa como porcentaje del costo FOB más transporte, arancel e impuesto IVA.

-Transporte y seguros internos: Porcentaje sobre el costo FOB, transporte marítimo, seguros, arancel, IVA y nacionalización. Costo de instalación: Comprende los materiales y la mano de obra requeridos para llevar la instalación del equipo, depende de cada planta y tecnología.

Tabla 1: Composición de costos de equipos importados.

Ítem	Procedimiento de Cálculo	Etapas de la Importación	Costo parcial en la Etapa de Importación
FOB	FOB	FOB	USD/Kw instalado
Transporte marítimo y seguros (TMS)	$TMS = \% \text{ FOB}$	Zona libre	FOB + TMS
Arancel (A)	$\%(\text{OB} + \text{TMS})$	CIF Puerto	FOB + TMS + A
Nacionalización, Bodegaje, Carta de crédito (NBC)	$\% \text{ del CIF}$	Equipo nacionalizado	FOB + TMS + A + NBC
Transporte y seguros internos (TSI)	$\% \text{ (Equipo nac.)}$	Equipo en el sitio	FOB + TMS + A + NBC + TSI
Costo de instalación (CI)	Materiales y mano de obra	Equipo instalado	FOB + TMS + A + NBC + TSI + CI

3.2.10 Inversiones ambientales: En este rubro se incluyen los estudios previos e inversiones iniciales en el área ambiental, no se incluyen los planes de manejo. En las Tecnologías Convencionales se utilizan los resultados obtenidos en el estudio de la UPME "Construcción y aplicación de un sistema de indicadores de costos de gestión ambiental para el desarrollo sostenible del sector eléctrico colombiano", realizado por TRACTEBEL en el 2001 [2]. En plantas no convencionales se consideran los principales

impactos ambientales y se estiman los costos de las medidas de mitigación y compensación.

3.2.11 Ingeniería: Considera los costos de diseño, interventoría y administración técnica y ambiental durante la construcción del proyecto. Se calcula como un porcentaje de la suma de los costos nacionales, importados y ambientales, dependiendo de las diferentes plantas y tecnologías

3.2.12 Imprevistos: Se distinguen dos tipos de imprevistos

- Imprevistos de construcción: Se estiman como un porcentaje del costo total de las obras civiles y de las obras de infraestructura, este porcentaje depende del tipo de tecnología.
- Imprevistos equipos: Estos imprevistos se estiman como un porcentaje del costo total de los equipos, este porcentaje depende del tipo de tecnología.

3.2.13 Financieros preoperativos: Es el sobre costo dado por la escalación de los costos durante el período de construcción, cuya duración depende de la tecnología y el tamaño o capacidad de las unidades, así como los intereses preoperativos, normalmente incluidos dentro de los costos de instalación. Se determina como un porcentaje de la suma de los costos de inversión, de ingeniería e imprevistos.

3.2.14 Ley preoperativos: Se incluyen todos los cargos de ley que puedan aplicar durante el periodo de construcción según las diferentes tecnologías, plantas tipo y regiones; por ejemplo: fondos especiales municipales, impuesto predial, etc.

3.3.2.15 Costos Operativos

- Administración, operación y mantenimiento (AOM) Componente fija: Corresponde a los costos de funcionamiento de la empresa de generación, expresados en forma global (US\$/ año). Se calcula tomando como referencia el costo unitario histórico de empresas de generación colombianas, en US\$/kW-año, confrontando dichos valores con los costos unitarios de referencia que publica periódicamente la UPME, discriminados por tecnología.
- Administración, operación y mantenimiento (AOM) Componente variable: Corresponde a un componente producto de la operación de la empresa de generación, expresados en forma global (US\$/ año).
- Combustible: El combustible es uno de los componentes más importantes de los costos variables de operación, en particular en la generación térmica, en la generación a partir de motores alternantes y de biomasa.
- Manejo ambiental: En este punto se consideran los costos de los planes de manejo ambiental y de las medidas necesarias para cubrir contingencias en esa área. Al igual que los costos preoperativos ambientales se establecen como un porcentaje de las inversiones requeridas.
- Seguros: Corresponde a los gastos por pago de seguros que el proyecto deberá asumir anualmente, para la normal cobertura de riesgos considerados en los diferentes proyectos. Este rubro, que puede ser estimado como un porcentaje de

los costos directos de inversión, se expresa en US\$ y se aplica anualmente durante la vida útil del proyecto.

- Cargos de ley operativos: Incluye todos los cargos de ley aplicables durante la operación del proyecto, dependiendo de cada tecnología, planta tipo y región. Por ejemplo: Impuesto de industria y Comercio, Impuesto predial, fondos especiales municipales, tasa de uso del agua, etc.

4. METODOLOGÍA DE CÁLCULO: ANÁLISIS ENERGETICO

Los cuatro componentes asociados al ciclo Rankine (Bomba, caldera, turbina y condensador) son dispositivos de flujo estacionario, por tanto los procesos que lo conforman pueden ser analizados como tal.

Por lo general los cambios en la energía potencial y cinética son pequeños en relación con los términos de trabajo y de transferencia de calor, de manera que son insignificantes.

Potencia electrica de la turbina

- La eficiencia de la turbina es igual el trabajo que se produce en el eje de la turbina sobre el calor de alta, media y baja presión.

$$\dot{W}_{Sal} = \eta_t(Q_H + Q_M + Q_L)$$

Donde:

\dot{W}_{Sal} es el trabajo mecánico de salida en el eje de la turbina

η_t es la eficiencia de la turbina

Q_H es el calor extraído del vapor en la turbina de alta

Q_M es el calor extraído del vapor en la turbina de media

Q_L es el calor extraído del vapor en la turbina de baja

Bomba de agua alimentar y turbina de la bomba

Para el análisis de la bomba se evalúa también la turbina que la potencia.

$$\eta_b = \frac{\dot{W}_{bomba}}{\dot{m}_a \Delta h}$$

Donde

η_b es la eficiencia de la bomba

\dot{W}_{bomba} es la potencia que le aplica la bomba al flujo.

Δh es el cambio de entalpia en el flujo entre la entrada y la salida de la bomba.

Para hallar la potencia de la bomba usamos la potencia de la turbina que la alimenta:

$$\dot{W}_{bomba} = \eta_{eje} \cdot \eta_{turb} \cdot (\dot{m} \Delta h_{turb})$$

Donde:

\dot{W}_{bomba} es la potencia de la bomba.

η_{eje} es la eficiencia mecánica del eje.

η_{turb} es la eficiencia de la turbina.

\dot{m} es el flujo de vapor que pasa por la turbina.

Δh_{turb} es el cambio de entalpia en el vapor de la turbina.

Eficiencia del condensador

- $\eta_{comp} = 1 - \frac{Q_{out}}{Q_{in}}$
- Donde
- η_{comp} es la eficiencia del condensador.
- Q_{in} es el calor que sale de la maquina.
- Q_{out} es el calor que se transfiere al serpentín del condensador.

Eficiencia de la caldera

- $\eta_c = \frac{Q_{util}}{Q_{ent}} = \frac{\dot{m}_{vapor} \cdot \Delta h_c}{\eta_q \dot{m}_{comb} LHV}$
- Donde
- η_c es la eficiencia de la caldera.
- \dot{m}_{vapor} es el flujo másico de vapor que sale de la caldera.
- Δh_c es el salto de entalpia en la caldera.
- η_q es la eficiencia del quemador.
- \dot{m}_{comb} es el flujo másico de combustible.
- LHV es el poder calórico inferior del combustible.

5. CÁLCULO DE INDICADORES ENERGÉTICOS

- Cálculo de consumo específico de combustible

$$b_0 = \frac{B_0}{P_E}$$

Dónde:

b_0 es el consumo específico de combustible en $\frac{m^3}{Kw \cdot s}$

B_0 es el flujo volumétrico de combustible en $\frac{m^3}{s}$

P_E es la potencia eléctrica generada en Kw

- Cálculo del consumo específico de vapor

$$d_0 = \frac{D_0}{P_E}$$

Dónde:

d_0 es el consumo específico de vapor en $\frac{m^3}{Kw \cdot s}$

D_0 es el flujo volumétrico de vapor en $\frac{m^3}{s}$

P_E es la potencia eléctrica generada en Kw

Cálculos de la turbina

- Cálculo de la eficiencia térmica de la turbina

$$\eta_t = \frac{q_r}{P_E}$$

Dónde:

η_t es la eficiencia térmica de la turbina

q_r es el consumo de energía en la turbina en $\frac{kJ}{s}$

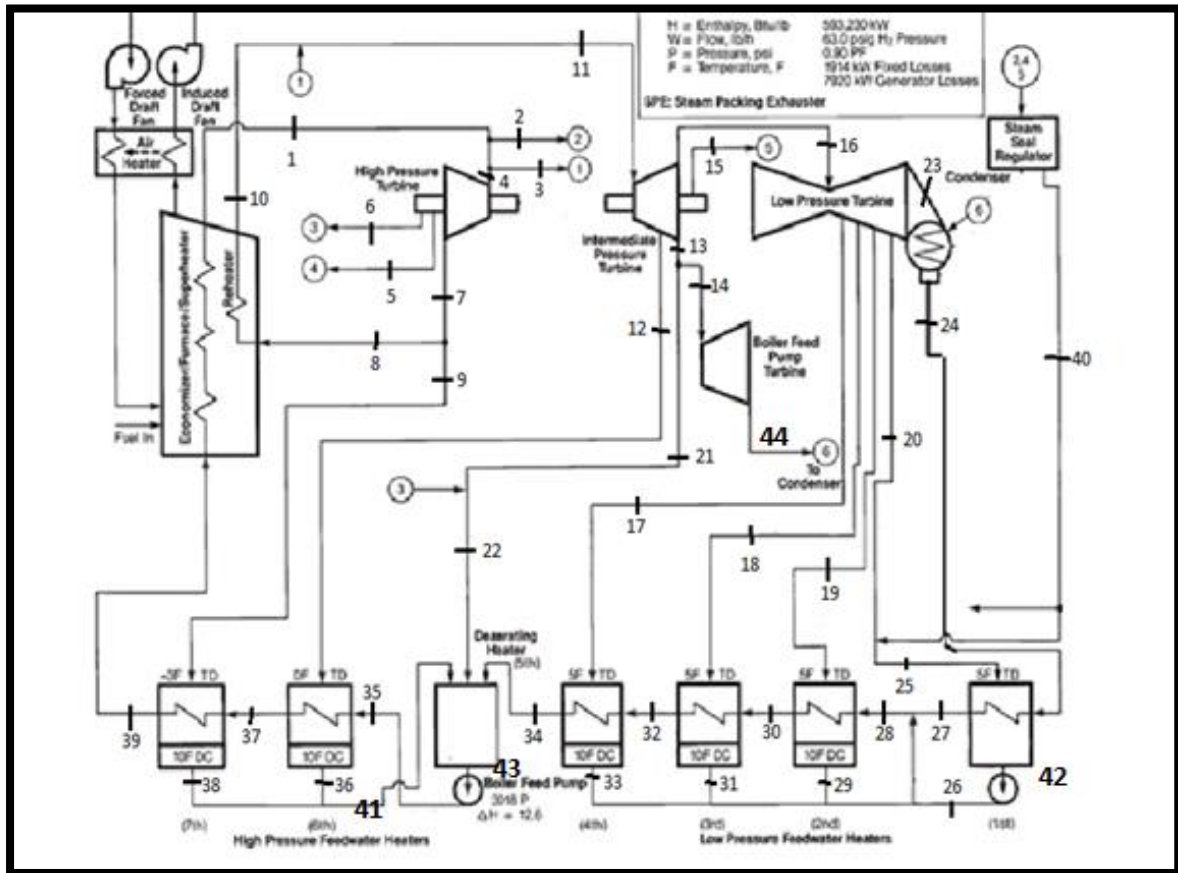
P_E es la potencia eléctrica generada en KW

- Calculo de HeatRate para una turbina

$$HR = \frac{q_r}{P_E}$$

6. EJEMPLO DE CÁLCULO

Cálculos Termo económicos e Indicadores



Potencia de la turbina:

$$\dot{W}_{Sal} = \eta_t (Q_H + Q_M + Q_L)$$

$$PE = \dot{W}_{Sal} \cdot \eta_{gen}$$

$$\eta_t = 0,86$$

$$\eta_{gen} = 0,94$$

Para la cual hace falta calcular el calor extraído en cada una de las etapas

$$\dot{Q}_H = \dot{m}_4 h_4 - \dot{m}_6 h_6 - \dot{m}_5 h_5 - \dot{m}_7 h_7$$

$$\dot{Q}_H = \left(998786 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \cdot 1780,7 \frac{\text{btu}}{\text{lb}}\right) - \left(2060 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \cdot 1715,55 \frac{\text{btu}}{\text{lb}}\right) - \left(1770 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \cdot 1715,55 \frac{\text{btu}}{\text{lb}}\right) - \left(994956 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \cdot 1715,55 \frac{\text{btu}}{\text{lb}}\right) = 65070907,9 \frac{\text{btu}}{\text{h}}$$

$$\dot{Q}_M = \dot{m}_{11}h_{11} - \dot{m}_{12}h_{12} - \dot{m}_{13}h_{13} - \dot{m}_{15}h_{15} - \dot{m}_{16}h_{16}$$

$$\dot{Q}_M = \left(894975 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \cdot 1891,49 \frac{\text{btu}}{\text{lb}}\right) - \left(25032 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \cdot 1789,42 \frac{\text{btu}}{\text{lb}}\right) - \left(100395 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \cdot 1758,61 \frac{\text{btu}}{\text{lb}}\right) - \left(1028 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \cdot 1758,61 \frac{\text{btu}}{\text{lb}}\right) - \left(767550 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \cdot 1758,61 \frac{\text{btu}}{\text{lb}}\right) = 119858893,8 \frac{\text{btu}}{\text{h}}$$

$$\dot{Q}_L = \dot{m}_{16}h_{16} - \dot{m}_{17}h_{17} - \dot{m}_{18}h_{18} - \dot{m}_{19}h_{19} - \dot{m}_{20}h_{20} - \dot{m}_{23}h_{23}$$

$$\dot{Q}_L = \left(767550 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \cdot 1758,61 \frac{\text{btu}}{\text{lb}}\right) - \left(22182 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \cdot 1704,21 \frac{\text{btu}}{\text{lb}}\right) - \left(50121 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \cdot 1682,08 \frac{\text{btu}}{\text{lb}}\right) - \left(26941 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \cdot 1631,65 \frac{\text{btu}}{\text{lb}}\right) - \left(34617 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \cdot 1603,58 \frac{\text{btu}}{\text{lb}}\right) - \left(633690 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \cdot 1083,52 \frac{\text{btu}}{\text{lb}}\right) = 441625587,3 \frac{\text{btu}}{\text{h}}$$

$$\dot{W}_{Sal} = 0,86 \left(65070907,9 \frac{\text{btu}}{\text{h}} + 119858893,8 \frac{\text{btu}}{\text{h}} + 441625587,3 \frac{\text{btu}}{\text{h}}\right)$$

$$\dot{W}_{Sal} = 538837634 \frac{\text{btu}}{\text{h}} = 157,917 \text{ MW}$$

$$PE = \dot{W}_{Sal} \cdot \eta_{gen} = 0,94 \cdot 157,917 \text{ MW} = 148,4419 \text{ MW}$$

Calor rechazado del condensador

Procedemos a calcular el calor rechazado por el condensador

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{cond} &= \dot{m}_{cond} \cdot \Delta h = \dot{m}_{23}(h_{23} - h_{24}) = 633690 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \cdot \left(1083,52 \frac{\text{btu}}{\text{lb}} - 66,98 \frac{\text{btu}}{\text{lb}}\right) \\ &= 644171232,6 \frac{\text{btu}}{\text{h}} = 188,78793 \text{ MW} \end{aligned}$$

Calor util de la caldera

$$\dot{Q}_{util} = \dot{m}_{vapor} \cdot \Delta h_c + \dot{m}_{rec} \Delta h_{rec} = \dot{m}_1(h_1 - h_{39}) + \dot{m}_8(h_8 - h_{10})$$

$$\eta_c = 0,76$$

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{util} &= \dot{m}_1(h_1 - h_{39}) + \dot{m}_8(h_8 - h_{10}) = 1000000 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \left(1780,7 \frac{\text{btu}}{\text{lb}} - 432,86 \frac{\text{btu}}{\text{lb}}\right) + \\ &894005 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \left(1892,87 \frac{\text{btu}}{\text{lb}} - 1715,55 \frac{\text{btu}}{\text{lb}}\right) \\ &= 1505664967 \frac{\text{btu}}{\text{h}} = 441,26679 \text{ kW} \end{aligned}$$

Entonces:

$$LHV = 8561.28 \frac{btu}{lb}$$

$$\dot{m}_{comb} LHV = \dot{Q}_{util} \cdot \frac{1}{\eta_c} \rightarrow \dot{m}_{comb} = \frac{\dot{Q}_{util}}{\eta_c LHV} = \frac{1505664967 \frac{btu}{h}}{8561.28 \frac{btu}{lb} \cdot 0,76} = 231406 \frac{lb}{h} comb$$

Indicadores Energéticos

Consumo específico de combustible

$$b_0 = \frac{\dot{m}_{comb}}{\dot{W}_{elec}}$$

$$\dot{m}_{comb} = 231406 \frac{lb}{h}$$

$$\dot{W}_{elec} = 506.507.376 \frac{Btu}{h}$$

$$b_0 = 0,000456866 \frac{lb}{Btu}$$

Consumo específico de vapor

$$d_0 = \frac{\dot{m}_{vap}}{\dot{W}_{elec}} = \frac{\dot{m}_1}{\dot{W}_{elec}} = \frac{\dot{m}_1}{\dot{W}_{elec}}$$

$$\dot{m}_1 = 1000000 \frac{lb}{h}$$

$$\dot{W}_{elec} = 506.507.376 \frac{Btu}{h}$$

$$d_0 = 0,0019743 \frac{lb}{Btu}$$

Eficiencia de la central termoeléctrica

$$\eta_{cte} = \frac{W_{elec}}{E_{ent,cte}} = \frac{\dot{W}_{elec}}{\eta_q \dot{m}_{comb} LHV}$$

$$\eta_{cte} = \frac{506.507.376 \frac{Btu}{h}}{0,94(231406 \frac{lb}{h})8561.28 \frac{btu}{lb}} = 0,27$$

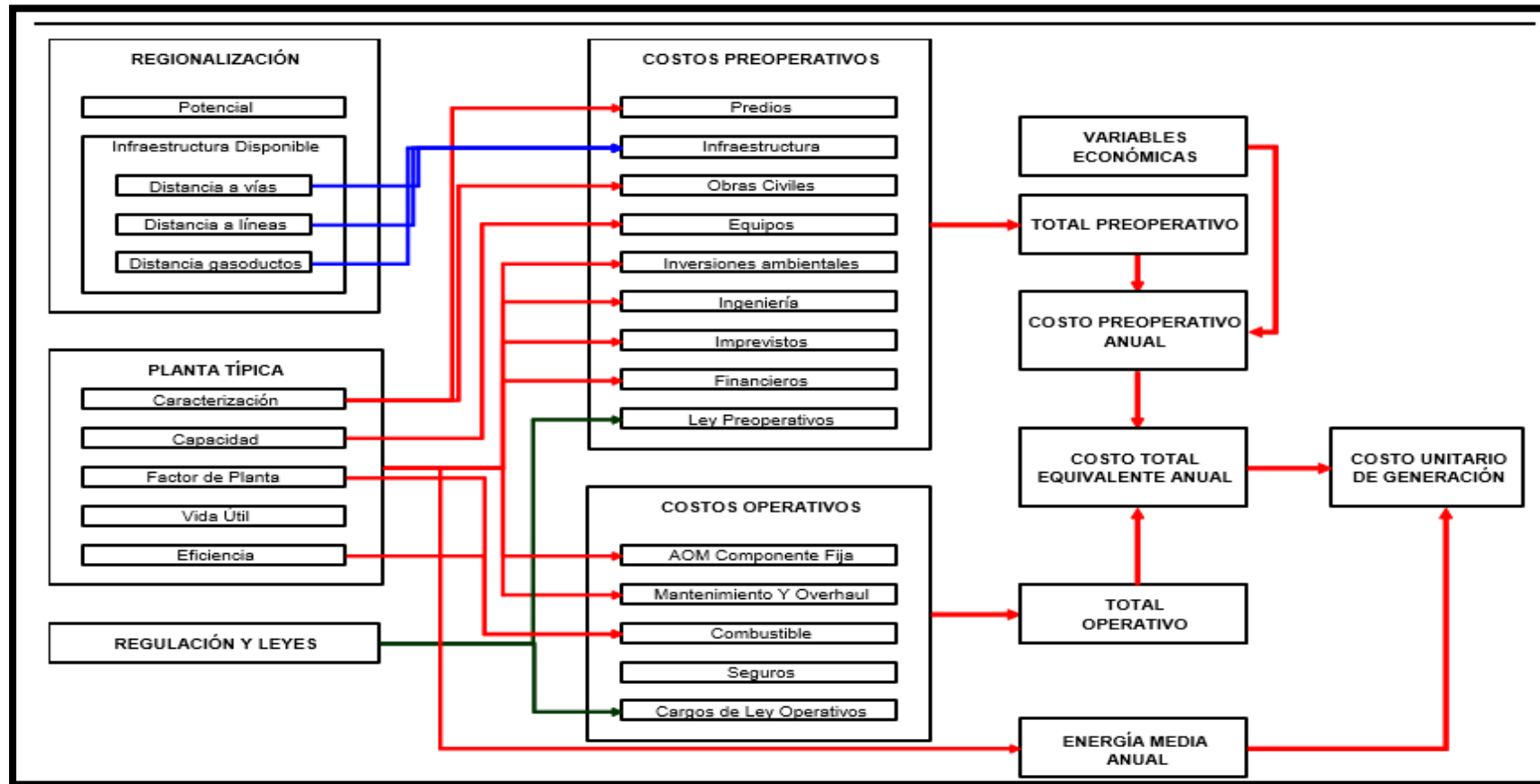
Heat Rate

$$HR = \frac{Q_{ent}}{\dot{W}_{elec}} = \frac{1}{\eta_{cte}} = \frac{\eta_q \dot{m}_{comb} LHV}{\dot{W}_{elec}}$$

$$HR = \frac{0,94(231406 \frac{lb}{h})8561.28 \frac{btu}{lb}}{506.507.376 \frac{Btu}{h}} = 3,67$$

Ejemplo de cálculos de Costos indicativos de Generación para CTE estudiada.

Flujograma metodológico:



Reunir datos de la planta y suposiciones.

Plantas típicas:

De acuerdo al documento costos de generación de energía eléctrica en Colombia, se evaluaron los costos unitarios de generación, los cuales son datos de entrada según la localización y configuración de la planta.

Para este ejercicio, se seleccionaron los costos unitarios para el caso:

Ciclo de generación: 150MW: Se han considerado plantas equipadas con turbinas a vapor, calderas con sus equipos secundarios. (8)

4.1 Costos Pre operativos - Costos de pre-desarrollo.

4.1.1 Estudios e investigaciones

En tecnologías que dependen de combustibles suministrados por terceros, como la generación térmica a gas natural u otro combustible, no se considera este ítem ya que en varios casos se cuentan con la información requerida, como en el caso de la caracterización de carbón y en todos los casos las investigaciones requeridas se consideran incluidas en el costo del combustible.

Por tanto para este recurso energético en particular, dada la investigación realizada desde hace varias décadas, que las centrales son modulares, compactas, y consideradas como “paquetes” tecnológicos, los costos de Estudios e Investigaciones podrían considerarse como nulos.(1)

4.2 Costos de construcción.

4.2.1 Predios:

Incluye el costo del terreno de la planta teniendo en cuenta sus instalaciones: vías de acceso, turbo grupos, planta de tratamiento de agua, tanques de almacenamiento de agua, subestación eléctrica y casino.

Dada la baja participación del costo de los predios en el presupuesto total de las plantas térmicas a gas, es posible considerar costos unitarios de predios (USD/ha) uniformes en el territorio nacional, para este estudio se establece como costo unitario de referencia USD 3500.

Tabla 1: Costos de predios

Planta	Requerimiento (ha)	Costo Unitario (USD/ha)	Costo Total (USD)
150 MW	30	3.500	\$105.000

4.2.2 Costos de infraestructura.

Para los costos de infraestructura se consideran los siguientes ítems:

- Vías de acceso: Incluye la construcción de vías para las etapas de construcción y operación del proyecto. Debido a que estas plantas no requieren transportes especiales, al contrario de las carboeléctricas, se ha supuesto una vía de bajas especificaciones.

El procedimiento general para la consideración de este ítem en todas las tecnologías y plantas típicas consistió en establecer los costos unitarios (USD/km) de las vías de acceso con base en las especificaciones de las vías requeridas dependiendo de cada planta típica, y luego se determina la longitud de la nueva vía para las diferentes zonas (Regiones) potenciales del recurso.

Para la determinación de las longitudes promedias de vía de acceso requerida se establecen las distancias promedias de cada sitio de la zona potencial a la vía más cercana que cumpla con las especificaciones requeridas.

Para este caso de estudio se selecciona una vía tipo II:

Vía Tipo II: Vía secundaria sin pavimentar, de 4 m de ancho de calzada, en afirmado de 0.2 m de espesor, incluye las obras de drenaje y protección requeridas. Esta vía es aplicable a las demás plantas típicas que requieran accesos para construcción y entrada de equipos pesados. (Documento upme)

Análisis de costos unitarios por km de la vía tipo II, separado en los principales componentes del costo:

En este caso se supone entonces un costo unitario de 250,600 USD /km, aplicable, a las plantas que requieran acceso de equipos y grandes cantidades de materiales.

Tabla 2: Análisis de costos Unitarios de la vía tipo II

ÍTEM	Unidad	C. Unitario USD	Cantidad	Costo Total USD
Movimiento de tierras	m3	5	34.000	176.800
Afirmado	m3	11	800	8.880
Obras de arte y drenajes	SG	35.000	1	35.000
Señalización y varios	SG	35.000	1	35.000
Total				255.680

- Línea de conexión

Para este caso se ha considerado una longitud de línea teniendo en cuenta que las características compactas de este tipo de plantas permiten ubicarlas en sitios cercanos a la infraestructura eléctrica existente.

Tabla 3. Costos de líneas de transmisión

Planta	Requerimiento (Km)	C. Unitario USD	Costo Total USD
150MW	5	165.000	825.000

- Campamentos:

Las plantas térmicas a carbón y gas se caracterizan por un diseño modular, compacto y estándar, que permite ubicarlas en lugares cercanos a pueblos, cabeceras municipales y ciudades, sin la necesidad de campamentos para el personal, por tanto no se considera este ítem.

- Gaseoducto:

Para cada caso se ha considerado una longitud de gaseoducto teniendo en cuenta que las características compactas de este tipo de plantas permiten ubicarlas en sitios cercanos a la infraestructura de transporte existente. El costo unitario del gaseoducto fue obtenido mediante la actualización del reportado en la literatura [2].

Tabla 4: Costo de Gasoducto

Planta	Requerimiento (Km)	Costo total
150 MW	3	\$850.269

4.2.3 Obras civiles

Las obras civiles del ciclo combinado pueden dividirse en tres grupos principales, a saber: fundaciones de la caldera (HRSG) y turbina a vapor, fundaciones turbogas, plantas de agua y otros. El primer grupo incluye las fundaciones necesarias de la caldera, la turbina a vapor y los equipos auxiliares. El costo de este ítem es aproximadamente el 3% del costo total FOB del proyecto [9] encontrado en el 6.7.1.5. El segundo grupo incluye la fundación de la turbina a gas, y su costo es aproximadamente el 0.5% del costo total del proyecto [9]. El tercer grupo incluye las plantas de tratamiento, las fundaciones y estructura de las torres de enfriamiento, la adecuación del sitio, entre otros, y su costo es aproximadamente el 8% del costo total del proyecto [9].

Tabla 5: Obras civiles

Planta	Fundaciones Turbina a vapor		Plantas de agua y otros	
	USD/KW	C. Tot (USD)	USD/KW	C. Tot (USD)
150 MW	18	\$ 3.570.717	\$ 46	\$ 9.148.950

4.2.4 Equipos Importados

En este numeral se presenta la desagregación de los principales equipos de generación y auxiliares los cuales, debido al desarrollo tecnológico, son

importados en su mayoría. Durante el estudio se recopilaban los costos índices de cada una de las plantas tipo para determinar el valor de los diferentes componentes en la central. Sin embargo, los datos obtenidos son reportados como costos overnight, o gastos totales directos [14], y estos incluyen los costos de ingeniería, mano de obra y costos de montaje para las plantas (Tabla 6.10). Por tanto, fue necesario discriminar cada uno de los costos con base en la información suministrada en la literatura tal como se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Distribución de costos

Costo de equipos - CTE 150 MW		
	TOTAL	
EQUIPO	USD/KW	USD
Turbina vapor	28,1	4,729,569
Generadores eléctricos	68,4	12,128,226
Caldera	73,3	10,512,797
Mis Mecánicos	57,7	7,512,924
Instrumentación y control	18,0	1,962,644
Mat. Eléctricos	46,0	5,535,567
Tratamiento de aguas	14,8	1,545,545
Total		43.927.272

Fuente, Ecopetrol 2004

Tabla 7: Costo Overnight

Equipo	% Costo Over Night
Turbina vapor	5%
Generadores eléctricos	12%
Caldera	12%
Mis Mecánicos	11%
Instrumentación y control	6%
Mat. Eléctricos	10%
Tratamiento de aguas	5%

4.3 Ingeniería

Considera los costos de diseño, interventoría y administración técnica y ambiental durante la construcción del proyecto. Se calcula como un porcentaje de la suma de los costos nacionales e importados. Para este aspecto se consideraron los datos expuestos en la literatura, que en general son un 8% aproximadamente para esta tecnología [9].

Planta (MW)	% Inversión	Costo Total (USD)
150	8	\$8. 827. 483

4.4 Imprevistos

Imprevistos obras civiles: Se estiman como un porcentaje del costo total de las obras civiles, el cual se asume como un 27.5% según la literatura (DOE, 1999). Imprevistos equipos: Se estiman como un porcentaje del costo total de los equipos, el cual se asume como un 16.6% para esta tecnología según la literatura [9]. Los valores encontrados se muestran en la siguiente tabla.

Planta	Fundaciones Turbina a vapor		Plantas de agua y otros	
	% Inversión	C. Tot (USD)	% Inversión	C. Tot (USD)
150 MW	27.5%	3. 632. 233	16.62%	10. 546 .080

4.5 Costos Financieros Pre operativos

Es el sobre costo dado por la escalación de los costos durante el período de construcción, cuya duración depende de la tecnología y el tamaño o capacidad de las unidades, así como los intereses preoperativos, normalmente incluidos dentro de los costos de instalación.

Se determina como un porcentaje de la suma de los costos de inversión, de ingeniería e imprevistos, calculado mediante ecuaciones de interés compuesto, utilizando una tasa de interés anual del 9%. En la Tabla 4.45 se presentan los porcentajes de costos financieros para diferentes duraciones del período constructivo.

Factor de costos financieros

Período de Construcción (años)	Costo financiero
0,5	1,9%
1	4,2%
2	9,1%
3	14,3%
4	19,8%
5	25,7%

Planta	Construcción (Años)	Costo total USD
150 MW	3	17. 382.224

4.6 Costos operativos

4.6.1 Operación y mantenimiento (OM)

Corresponde a los costos de funcionamiento de la empresa de generación, expresados en forma global (US\$/kW año). Se calcula tomando como referencia las ecuaciones encontradas por Charles T. Wong (Wong 1990), con los respectivos ajustes de moneda y actualizaciones.

Además de los anteriores costos de mantenimiento y operación de la central se utilizan los siguientes costos de mantenimiento de otras obras y equipos:

Mantenimiento de Líneas eléctricas: Se definió como un 2.0% del costo de las líneas eléctricas
Mantenimiento de Vías: Se definió como un 3.0% del costo de las vías
Mantenimiento de Conducciones: Se definió como un 1.5% del costo de las conducciones

Planta	USD/kW-año	Costo Total (USD/año)
150 MW	12.58	2 516 000

4.7 Combustible

El consumo de Gas Natural se determina con base en la eficiencia de la planta, la capacidad, y el factor de planta asignado en cada caso. La eficiencia es representada por el Heat Rate, capacidad de la planta para convertir 1BTU de combustible en 1kWh de energía eléctrica neta.

Estos índices los calculamos en el análisis energético de la CTE, explicado en la sección anterior.

Los resultados son:

Consumo específico de combustible:

$$b_0 = \frac{\dot{m}_{comb}}{\dot{W}_{elec}}$$

$$b_0 = 0,000456866 \frac{lb}{Btu}$$

Heat rate:

$$\eta_{cte} = \frac{\dot{W}_{elec}}{E_{ent,cte}} = \frac{\dot{W}_{elec}}{\eta_q \dot{m}_{comb} LHV}$$

$$HR = \frac{Q_{ent}}{\dot{W}_{elec}} = \frac{1}{\eta_{cte}} = \frac{\eta_q \dot{m}_{comb} LHV}{\dot{W}_{elec}} = 3,67$$

Luego el costo del consumo, lo evaluamos tomando de :

Precio de referencia del gas natural = 5,6537 USD/MBTU

Fuente, Ecopetrol 2014.

El costo de consumo de gas para esta central es:

Panta	USD/Año
150 MW	\$93.240 USD

4.8 Manejo ambiental

En este rubro se incluyen los planes de manejo ambiental y de las medidas necesarias para cubrir contingencias en esa área. Los costos se determinaron con base en el estudio de la UPME 2001 Construcción y aplicación de un sistema de indicadores de costos de gestión ambiental para el desarrollo sostenible del sector eléctrico colombiano, realizado por TRACTEBEL y MEJÍA VILLEGAS

Costos ambientales

Planta	%Inversión	Costo Total (USD/año)
150 MW	12.58	78.879

4.9 Seguros

Planta	%Equipos y obras	Costo Total (USD/año)
150 MW	1%	524. 783

Sumar el valor presente neto del total de los costos esperados para cada año:

$$NPV_{\text{Costos Esperados}} = \frac{\sum_i Capex_i + \sum_j Opex_j}{(1 + \text{Tasa de descuento})^n}$$

Donde n es el número de periodos de tiempo correspondiente a la tasa.

$$NPV_{\text{Costos Esperados}} = \$117.441 \text{ USD}$$

Paso 3: Sumar el valor presente neto del valor esperado de generación para cada año:

$$NPV_{Gen} = \frac{\sum_i \text{Generación eléctrica}_i}{(1 + \text{Tasa de descuento})^n}$$

Donde n es el número de periodos de tiempo correspondiente a la tasa.

Paso 4: Dividir El valor presente neto de los costos esperados entre el valor presente neto de la generación para obtener el costo de la generación estimado:

$$\text{Costos de generación}_{estimados} = \frac{NPV_{\text{costos esperados}}}{NPV_{Gen}}$$

$$\text{Costos de generación}_{estimados} = 0,089 \text{ USD/Kwh}$$

7. RESULTADOS OBTENIDOS

Descripción: Análisis e Indicadores energéticos.	Resultado
• Potencia eléctrica de la Turbina	148,4419 MW
• Calor rechazado del condensador	188,78793 MW
• Calor útil de la caldera	441.26679 kW
• Consumo específico de combustible	0,000456866 $\frac{lb}{Btu}$
• Consumo específico de vapor	0,0019743 $\frac{lb}{Btu}$
• Eficiencia De la CTE	0,27
• Heat Rate	3,67

Descripción: Valores Unitarios de costos de Generación	Resultado (USD)
• Predios	105.000
• Vías de acceso	255.680
• Línea de conexión	825.000
• Gaseoducto	850.269
• Obras civiles	12.719.667
• Equipos importados	43.927.272
• Ingeniería	8. 827. 483
• Imprevistos	14.178.313
• Costos Preoperativos	2 .516.000
• Combustible	93.240
• Manejo ambiental	78.879
• Seguros	524. 783
Costo Del KWh Generado:	0,089 USD/Kwh

8. Conclusiones

La generación de energía eléctrica en Colombia es un tema de estudio muy importante para las presentes y futuras generaciones.

Esto debido a la diversidad de recursos con que cuenta el país, y los cuales podemos potencializar con la implementación de tecnologías sostenibles que nos provean desarrollo científico y tecnológico.

Encontramos que el gas natural es un combustible abundante en el área nacional y que atrae menores costos de instalación para las centrales que lo utilizan como combustible principal, sin embargo el costo real de generación es elevado, considerando que el precio de referencia del gas natural es = 5,6537 USD/MBTU y para esta CTE el costo del KWh producido es: 0,087 USD. Un costo significativamente alto, frente a los de la generación actual.

Es por ello que se deben considerar alternativas efectivas que prometan la disminución del costo del KWh generado, considerando la implementación de circuitos que aumenten la eficiencia de la central, que hasta ahora llega a ser del 27% y por tanto se pueda obtener una generación neta mayor que 148.44 MW, lo cual aumente capacidad de la planta y disminuya el costo KW.

Consideramos que esta tecnología permite la implementación de un sistema recuperador de calor, por medio del cual se pueda aprovechar la energía cedida al ambiente ya que para una generación de 148,4419 MW, el condensador rechaza 188,78793 MW, lo cual promete una eficiencia al menor del 30% en toda la CTE.

Encontramos que el consumo específico de combustible es de $0,000456866 \frac{lb}{Btu}$ y el consumo específico de vapor de $0,0019743 \frac{lb}{Btu}$.

Luego en el cálculo de la eficiencia de la Central Termoelectrica encontramos que eficiencia es de 27% lo cual concuerda con la relación de calor rechazado por esta central, que no está siendo utilizado.

El heat Rate de la planta es un indicador que nos permite conocer la capacidad de esta para convertir 1BTU de combustible en 1kWh de energía eléctrica neta, con este indicador, la eficiencia de la planta y el factor de planta, se valoriza el consumo de combustible.

Es importante resaltar que este caso de estudio, es apenas el comienzo de la investigación sobre generación eléctrica en Colombia, lo cual nos abre camino para continuar haciendo aportes a los estudiosos de este tema, dejamos expuesta la metodología para análisis exergetico, para futuras evaluaciones.

Anexo

Se relacionan los valores de las propiedades termodinámicas en cada punto de la central.

Variante 1							
Punto	P (Psig)	T(°F)	m(lb/h)	h	s	Psia	
1	1814,7	1500	1000000	1780,7	1,7522	1800	
2	1814,7	1500	244	1780,7	1,7522	1800	
3	1814,7	1500	970	1780,7	1,7522	1800	
4	1814,7	1500	998786	1780,7	1,7522	1800	
5	470,1	1353	1770	1715,55	1,867	455,4	
6	470,1	1353	2060	1715,55	1,867	455,4	
7	470,1	1353	994956	1715,55	1,867	455,4	
8	470,1	1353	894005	1715,55	1,867	455,4	
9	470,1	1353	93500	1715,55	1,867	455,4	
10	424,56	1662,84	894005	1892,87	1,9688	409,86	
11	554,227	1662,84	894975	1891,49	1,938	539,527	
12	227,83	1478,26	25032	1789,42	1,9903	213,13	
13	149,95	1421,39	100395	1758,61	2,0236	135,25	
14	149,95	1421,39	40675	1758,61	2,0236	135,25	
15	149,95	1421,39	1028	1758,61	2,0236	135,25	
16	149,95	1421,39	767550	1758,61	2,0236	135,25	
17	65,83	1320,47	22182	1704,21	2,101	51,13	
18	47,7	1279,25	50121	1682,08	2,13667	33	
19	24,17	1184,59	26941	1631,65	2,2444	9,47	
20	18,89	1131,43	34617	1603,58	2,3169	4,19	
21	149,95	1421,39	59720	1758,61	2,0236	135,25	
22			61780	1757,09		-14,7	
23			633690	1083,52		-14,7	
24	15,62	98,9187	674364	66,98	0,1276	0,92	
25			37659	1614,34		-14,7	
26			37659			-14,7	
27	62,05		674364			47,35	
28			811267			-14,7	
29			26941			-14,7	
30	45,06		811267			30,36	
31			50121			-14,7	
32	23,41		61780			8,71	
33			22182			-14,7	
34	18,557		811267			3,857	
35			991579			-14,7	
36			25032			-14,7	
37			991579			-14,7	
38			93500			-14,7	

39	447,33		1000000	1205,13	1,4779	432,63
40		1385,86	3042	1735,24		-14,7
41			118532	326,74		-14,7
42			37659			-14,7
43			991579			-14,7
44			40675			-14,7

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Martínez T, Maigasha Olano. Balaces enrgeticos 1975-2006. Republica de Colombia. Ministerio de Minas y energía
- [2] Unidad de Planeación Minero energética, Plan de expansion de referencia, Generación transmisión (2005-2019).
- [3] Castro, Berrio, “Indicadores Energéticos Y Económicos En Bloques De Trigeneración Industrial Al Utilizar Diferentes Tecnologías Para El Enfriamiento Del Aire En Caso Abocol”, Cartagena, 2012. Universidad Tenologica De Bolívar, 2012.
- [4] Bermudez, L, “Metodo Para El Control Operacional En Linea De La Generación De Electricidad En Turbogas: Caso Biofilm S.A.” Universidad Tenologica De Bolívar, 2012.
- [6] Ballestas, Rodríguez. “Trigeneración Industrial-Calculos Termodinámicos Y Económicos Caso Abocol Cartagena”. Universidad Tenologica De Bolívar, 2012.
- [7] Hasan HE, Ali VA, Burhanettin, Ahmet D, Suleyman HS, Bahri S, Ismail T, Cengiz G, Selcuk A. Comparative energetic and exergetic performance analyses for coal-fired thermal power plants in Turkey. *International Journal of Thermal Sciences* 2009;48:2179–86.
- [8] Aljundi Islam H. Energy and exergy analysis of a steam power plant in Jordan. *Applied Thermal Engineering* 2009;29:324–8.
- [9] Datta A, Sengupta S, Duttagupta S. Exergy analysis of a coal-based 210MW thermal power plant. *International Journal of Energy Research* 2007;31:14– 28.
- [10] Naterer GF, Regulagadda P, Dincer I. Exergy analysis of a thermal power plant with measured boiler and turbine losses. *Applied Thermal Engineering* 2010;30:970–6.
- [11] Rosen MA. Energy- and exergy-based comparison of coal-fired and nuclear steam power plants. *International Journal of Exergy* 2001;3:180–92.
- [12] Ganapathy T, Alagumurthi N, Gakkhar RP, Murugesan K. Exergy analysis of operating lignite fired thermal power plant. *Journal of Engineering Science and Technology Review* 2009;2:123–30.
- [13] Zubair SM, Habib MA. Second-law-based thermodynamic analysis of regenerative-reheat Rankine-cycle power plants. *Energy* 1992;17:295–301.
- [14] Reddy BV, Butcher CJ. Second law analysis of a waste heat recovery based power generation system. *International Journal of Heat and Mass Transfer* 2007;50:2355–63.
- [15] Suresh MVJJ, Reddy KS, Ajit KK. Energy and exergy analysis of thermal power plants based on advanced steam parameters. In: National conference on advances in energy research. India: IITB; 2006.
- [16] Oktay Z. Investigation of coal-fired power plants in Turkey and a case study: can plant. *Applied Thermal Engineering* 2009;29:550–7.

[17] Department of energy & Climate change, 3 Whitehall Place, London SW1A 2AW.
www.gov.uk/decc

[18] UPME. 2001. Construcción y aplicación de un sistema de indicadores de costos de gestión ambiental para el desarrollo sostenible del sector eléctrico colombiano. Estudio realizado por TRACTEBEL.

[19] UPME. 2000 Establecimiento de un Plan Estructural, Institucional y Financiero, que Permita el Abastecimiento Energético de las Zonas No Interconectadas, con Participación de las Comunidades y el Sector Privado. Estudio realizado por AENE y HAGLER BAILLY para la UPME.

[20] ECOPEPETROL [Página Web]. Disponible en: www.ecopetrol.gov.co. Visitado en Febrero 2014

[21] Carlos de Greiff M., Carlos Vásquez G. 2002. Energía Soporte del Desarrollo. Cámara de Comercio de Medellín para Antioquia.

[22] U.S. Energy Information Administration. Energy Annual Outlook [Página Web] Disponible en www.eia.doe.gov. Visitado Febrero 2014.

[23] Gas Turbine World 2004-05. For project planning, Engineering and Operation. Pequot Publication, USA.

[24] Mosquera L, II Dialogo Mineroenergético 2013, Perú.

[25] Caiaffa, Jn. Preciogas. Fuente: <http://www.preciogas.com/electricidad/precio-kwh>, Visitado en Junio de 2014.