

UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

**“VALORACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA ECONÓMICA Y
FINACIERA PARA EL DESARROLLO DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN
DE ELECTRICIDAD UTILIZANDO COQUE DE PETRÓLEO COMO
COMBUSTIBLE, UBICADA EN VENEZUELA”
TOMO I**

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO
presentado ante la
UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
como parte de los requisitos para optar al título de
INGENIERO INDUSTRIAL

REALIZADO POR

Br. Guerrero Q., Andreína A.

Br. Maingon P., Alejandra C.

PROFESOR GUÍA

De Gouveia., Joao B.

FECHA

Febrero 2013

UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

**VALORACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA, ECONÓMICA Y
FINANCIERA PARA EL DESARROLLO DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN
DE ELECTRICIDAD UTILIZANDO COQUE DE PETRÓLEO COMO
COMBUSTIBLE, UBICADA EN VENEZUELA**

Realizado por: Guerrero Q., Andreína y Maingon P., Alejandra

Tutor: Ing. Joao B. De Gouveia

Fecha: Febrero 2013

RESUMEN

Venezuela país petrolero por excelencia, cuenta con los recursos necesarios para ser uno de los propulsores mundiales de la exportación de los productos y subproductos de este hidrocarburo. Sin embargo, el país vive diversas situaciones que lo han alejado de alcanzar su máximo potencial, entre ellas están la acumulación de coque de petróleo en los Complejos Mejoradores del conocido oro negro y el déficit energético a nivel nacional, buscar las posibles soluciones a estos problemas son la razón de ser del presente Trabajo Especial de Grado, proponiendo la implementación de una central termoeléctrica alimentada de coque de petróleo con una capacidad de 150 Mw (megavatios). El coque de petróleo, más allá de resultar poco atractivo por su alto contenido de azufre, presenta características como su alto poder calorífico y su fácil transporte, que lo hacen un combustible valioso. La investigación se llevó a cabo bajo la modalidad de un proyecto factible gracias a las entrevistas no estructuradas hechas a profesionales del Instituto de Investigación y Apoyo Tecnológico de Petróleos de Venezuela (INTEVEP) y la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC). Existen dos Complejos Mejoradores de coque de petróleo a nivel nacional, y dado a que se conoce que la materia prima no está limitada y que la demanda del consumo de energía existe, a efectos de este proyecto, fue necesario desarrollar los aspectos técnicos primero antes de caracterizar los posibles clientes de la transformación del coque en energía eléctrica. En este trabajo se presenta el estudio de las posibilidades de éxito de la puesta en marcha de una central termoeléctrica alimentada por coque de petróleo, la cual es novedosa para Venezuela, bajo condiciones de precios de electricidad regulados y con empresas estatales como dueñas del proyecto. Una vez finalizada la investigación se determina que el proyecto es no rentable financieramente requiriendo una inversión inicial de aproximadamente quinientos ochenta millones de dólares; y que de implementarse la planta propuesta se tardaría unos cuarenta años en eliminar las montañas de coque del Estado Anzoátegui, considerando que las mismas no aumenten. Ahora bien, a pesar de las condiciones adversas en las que se ejecutaría el proyecto, la puesta en marcha de una planta de generación de 150 Mw, beneficiaría hasta un millón de personas en las zonas aledañas al Complejo Mejorador Jose Antonio Anzoátegui, además de contribuir con la reducción del déficit energético en el sector y la progresiva eliminación de las montañas de coque. Finalmente como conclusión importante, el proyecto revela que de reactivarse las políticas de exportación del coque de petróleo por parte de PDVSA no solamente se mitigarían los efectos desfavorables ambientales y de salud por la acumulación del mismo, sino que también de las ganancias obtenidas por la venta del residuo del hidrocarburo se podría obtener hasta un sesenta y cinco por ciento de la inversión requerida para un proyecto como el propuesto en este Trabajo Especial de Grado.

Palabras clave: coque de petróleo, plantas termoeléctricas, PDVSA, INTEVEP y CORPOELEC

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL	I
ÍNDICE DE FIGURAS	IV
ÍNDICE DE GRÁFICOS	V
ÍNDICE DE TABLAS	VI
INTRODUCCIÓN	1
1. EL PROBLEMA	3
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	5
CAPÍTULO II	6
2. MARCO REFERENCIAL	6
2.1. ANTECEDENTES.....	6
2.2. BASES TEÓRICAS.....	7
2.2.1. <i>Coque de petróleo</i>	7
<i>Producción de coque en el mundo</i>	9
<i>Precio del coque</i>	10
2.2.2. <i>Energía</i>	11
2.2.3. <i>Centrales eléctricas</i>	12
2.2.4. <i>Tecnología de Combustión: Caldera de Combustión de Lecho Fluidizado (CFB)</i> ..	12
2.2.5. <i>Desmineralización de agua de mar</i>	12
2.2.6. <i>Ciclo Rankine</i>	14
2.2.7. <i>Pronósticos</i>	15
2.3. HERRAMIENTAS.....	16
CAPÍTULO III	17
3. MARCO METODOLÓGICO	17
3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	17
3.2. ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN.....	17
3.3. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	18
3.4. UNIDADES DE ANÁLISIS.....	18
3.5. RECOLECCIÓN DE DATA.....	19

3.5.1. OBSERVACIÓN	19
3.5.2. ENTREVISTA	20
3.6. ANÁLISIS DE LOS DATOS.....	20
3.7. ESTRUCTURA DESAGREGADA DE TRABAJO	21
CAPÍTULO IV.....	22
4. ESTUDIO TÉCNICO	22
4.1. BASES Y CRITERIOS DE DISEÑO.....	22
4.2. ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA	22
4.2.1. Complejo Mejorador de Jose.....	25
4.2.2. Centro de Refinación Paraguaná	26
4.2.3. Refinería El Palito.....	27
4.3. MATERIA PRIMA.....	29
4.4. MEDIO DE TRANSPORTE.....	30
4.5. CARACTERIZACIÓN DE LOS PROCESOS.....	31
4.6. SISTEMAS DE SUMINISTRO Y DESMINERALIZACIÓN DE AGUA DE MAR	33
4.6.1. Sistema de extracción de agua	33
4.7. SISTEMA DE COMBUSTIÓN DE LECHO FLUIDIZADO CIRCULANTE (CFB)	35
4.7.1. Proceso de adecuación del coque	35
4.7.2. Proceso de combustión de Lecho Fluidizado Circulante	36
4.7.3. Proceso de Post combustión.....	37
4.8. SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	38
4.8.1. Turbinas.....	38
4.8.2. Generador.....	39
4.9. BALANCE DE MASA	39
4.10. EQUIPOS REQUERIDOS.....	40
EN EL ANEXO IV-16 SE MUESTRAN LAS DESCRIPCIONES Y ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE LA PLANTA DE GENERACIÓN.....	41
4.11. REQUERIMIENTO DE ESPACIO	41
CAPÍTULO V.....	45
5. ESTUDIO DE MERCADO.....	45
5.1. CARACTERÍSTICAS DEL ESTUDIO.....	45
5.1.1. Necesidad Encontrada	46
5.1.2. Descripción del servicio.....	48
5.1.3. PDVSA y el coque	48

5.1.4. Descripción del Cliente	50
5.1.5. Modelo del negocio.....	51
5.1.6. Mercado potencial	52
5.1.7. Diferenciación del Servicio	53
5.2. MEDICIÓN Y PRONÓSTICO	53
5.2.1. Proyección de consumo energético	53
5.2.1. Resumen del estudio de mercado.....	67
CAPÍTULO VI.....	69
6. ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO	69
6.1. BASES Y CRITERIOS DE DISEÑO	69
6.2. INVERSIÓN INICIAL	70
6.2.1. Costos de Operación	74
6.3. PROYECCIÓN DE VENTAS	75
6.4. ESTADO DE GANANCIAS Y PÉRDIDAS	77
6.5. FLUJO DE CAJA	78
6.6. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.....	80
6.6.1. Valor Presente Neto	80
6.6.2. Tasa Interna de Retorno.....	80
6.7. VALORACIÓN DE LOS BENEFICIOS EN LA ELIMINACIÓN DEL COQUE	82
CONCLUSIONES	87
RECOMENDACIONES	89
BIBLIOGRAFÍA	91

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estructura Desagregada de Trabajo	21
Figura 2. Posible ubicación para la planta de generación cerca del Complejo Mejorador Jose.	25
Figura 3. Posible ubicación para la planta de generación en el Estado Falcón.	26
Figura 4. Ubicación del coque acumulado respecto a la posible ubicación de la planta de generación en el Edo. Falcón.....	27
Figura 5. Posible ubicación de la planta Edo Carabobo.....	28
Figura 6. Ubicación del coque acumulado respecto a la posible ubicación de la planta de generación en el Edo. Carabobo.....	28
Figura 7. Proceso de Generación de energía utilizando coque como combustible.....	32
Figura 8. Sistema de Ósmosis Inversa	34
Figura 9. Relación entre los procesos de la planta de generación eléctrica.	42
Figura 10. Layout esquemático de la planta.	43
Figura 11. Síntesis del estudio de mercado.	44
Figura 12. Necesidad Encontrada.....	47
Figura 13. Modelo de negocio para la planta de generación.	51
Figura 14. Modelo refinado del negocio.....	51
Figura 15. Modelo simplificado del negocio	51
Figura 16. Mercado Potencial.	52
Figura 17. Poblaciones cercanas al Complejo de Jose.....	63
Figura 18. Selección de las poblaciones estimadas a suplir con la planta propuesta.	67
Figura 19. Síntesis del estudio de mercado.	68

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Tecnologías de Desalinización disponibles.	14
Gráfico 2. Consumo de Energía per cápita nacional.	55
Gráfico 3. Consumo de Energía Eléctrico 1990-1998.	56
Gráfico 4. Consumo de Energía Eléctrico 1999-2009.	57
Gráfico 5. Consumo de Energía por habitante (f.m.c).	58
Gráfico 6. Pronóstico del consume de energía eléctrica en Venezuela.	60
Gráfico 7. Población de los Municipios cercanos al Complejo Mejorador de Jose. Fuente: Elaboración propia.....	64
Gráfico 8. Poblaciones cercanas a Jose. Función de mínimos cuadrados.	64
Gráfico 9. Pronóstico de habitantes en las poblaciones cercanas a Jose.....	66
Gráfico 10. Procesos de planificación del costo. Tipologías de clasificación de los estimados.	73
Gráfico 11. El costo como variable en un proyecto.	73
Gráfico 12. Horizonte de Planificación.	77
Gráfico 13. Comportamiento del VPN con respecto a la TRAM.....	81
Gráfico 14. Comportamiento del VPN en el horizonte de planificación.	82

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Estudios previos referentes al TEG.....	6
Tabla 2. Estudios previos al TEG.....	7
Tabla 3. Ventajas y desventajas del coque de petróleo.....	9
Tabla 4. Precios del coque de petróleo en función del contenido de azufre y la dureza HGI.....	11
Tabla 5. Herramientas utilizadas en el TEG.....	16
Tabla 6. Clasificación de la materia prima.....	23
Tabla 7. Clasificación del transporte.....	24
Tabla 8. Clasificación de la disponibilidad del agua.....	24
Tabla 9. Clasificación del clima.....	24
Tabla 10. Clasificación de la mano de obra.....	24
Tabla 11. Clasificación del costo de terreno.....	24
Tabla 12. Puntuación de la evaluación del estudio de localización a través del método de ponderación.....	29
Tabla 13. Equipos requeridos.....	40
Tabla 14. Fuentes de Información Analizadas para el Estudio de Mercado.....	45
Tabla 15. Consumo de Energía Eléctrica Nacional en MW-H /hab.....	54
Tabla 16. Pronostico del consumo de energía eléctrica nacional.....	59
Tabla 17. Pronostico de las poblaciones cercanas a Jose.....	65
Tabla 18. Costo de Inversión inicial para una planta generación de 150 Mw ubicada en Venezuela.....	71
Tabla 19. Inversión inicial de una planta de osmosis inversa de agua de mar..	72
Tabla 20. Inversión inicial de una planta de generación eléctrica utilizando coque de petróleo como combustible.....	72
Tabla 21. Costos de Operación de la planta de generación eléctrica.....	74
Tabla 22. Costos de operación y Mantenimiento de la planta de ósmosis inversa.....	74

Tabla 23. Costos totales de Operación y Mantenimiento (O&M).	75
Tabla 24. Ventas anuales de energía.	76
Tabla 25. Estado de Ganancias y Pérdidas	77
Tabla 26. Flujo de Caja.	78
Tabla 27. Flujo de caja proyectado	79
Tabla 28. Resumen del VPN respecto a las diferentes TRAM.....	80
Tabla 29. Beneficios Sociales de la planta de generación.	83
Tabla 30. Valoración monetaria del coque acumulado.	86

INTRODUCCIÓN

El coque de petróleo es un sub-producto del proceso de mejoramiento de los crudos pesados de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), con un alto poder calorífico hace del coque de petróleo un combustible menos costoso que el carbón y otros combustibles líquidos. Desde el punto de vista ambiental por su gran contenido de azufre lo hace un producto poco atractivo, sin embargo, por su disponibilidad creciente y acumulación en los estados productores de coque de petróleo en Venezuela, han surgido inquietudes por parte de empresas estatales y organizaciones del sector privado para buscar soluciones que logren por lo menos disminuir la situación actual que presenta el coque de petróleo en el país.

Por otra parte, existe un déficit de energía eléctrica en algunos sectores del país, por las limitaciones existentes en los sistemas de generación, transmisión y distribución eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN), trayendo esto como consecuencia recortes eléctricos algunos estados de Venezuela. La solución a este problema podría ser la implementación de centrales eléctricas que permitan abastecer la demanda de hoy en día.

Además es importante mencionar que el coque de petróleo puede generar beneficios, pues colabora de forma directa en resolver los dos problemas mencionados anteriormente.

El presente TEG consiste en evaluar la factibilidad de un proyecto de inversión para una planta de generación eléctrica a partir de coque de petróleo como combustible, y está conformado por seis (6) capítulos los cuales contemplan lo siguiente:

Capítulo I “Planteamiento del Problema”: se realiza una breve reseña de la situación actual de la acumulación del coque en Venezuela, además se plantea el problema que se desea estudiar y se describe tanto el objetivo general y objetivos específicos del estudio y por último se define el alcance y las limitaciones.

Capítulo II “Marco Referencial”: se presentan los estudios previos tomados en cuenta para la investigación y las bases teóricas que sustentan la misma.

Capítulo III “Marco Metodológico”: se explica el tipo de investigación, enfoque y diseño de la misma; se define la unidad de análisis, población y muestra y se explican los instrumentos para la recolección de datos y análisis de los mismos.

Capítulo IV “Estudio Técnico”: se establece la localización de la planta y se caracterizan los procesos asociados a la transformación de coque de petróleo en energía eléctrica, así como aquellos necesarios para la desmineralización de agua de mar. Además se presenta el balance de masa de los procesos mencionados y un listado de los equipos principales de la planta, finalmente se propone un layout esquemático de la distribución de la misma con su respectivo requerimiento de espacio.

Capítulo V “Estudio de Mercado”: busca dar respuesta a “¿a quién?”, “¿quiénes?”, “¿cuánto?” y “¿por qué?” a través de establecer la necesidad encontrada, realizar una reseña de la descripción y diferenciación del servicio, establecer el modelo de negocio a seguir por quienes sean los propietarios del proyecto. Además se establece el mercado potencial y, gracias a los pronósticos realizados, se determina la cantidad de habitantes a los que se les puede suplir energía con la planta propuesta.

Capítulo VI “Estudio Económico-Financiero”: se determina la inversión inicial a través de estimaciones de costos Clase IV, al igual que los costos de operación y mantenimiento para la planta de generación, se presenta el estado de ganancias y pérdidas y el flujo de caja de efectivo. Además revelan los indicadores financieros que demuestran la rentabilidad del proyecto como el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Se plantean las conclusiones finales de la investigación, así como una serie de recomendaciones necesarias para la implementación de una planta de generación de energía eléctrica alimentada por coque de petróleo.

Finalmente se presentan las referencias bibliográficas.

CAPÍTULO I

1. EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del Problema

Venezuela tiene importantes ventajas comparativas que la fortalecen para ser una gran potencia en el área energética y petrolera. Es un país con grandes reservas de gas natural y petróleo, posición geográfica favorable para acceder a mercados nacionales e internacionales, y disponibilidad de una importante infraestructura en áreas claves para la expansión.

Venezuela es reconocida como un importante exportador de petróleo con una producción diaria de aproximadamente 3,1 MBPD, de acuerdo con las cifras de Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA)¹; buena parte de la producción es para el mercado interno y el resto de la misma está destinada a la exportación de acuerdo con la cuota establecida por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) es la encargada de la exploración, producción, refinación, transporte y mercadeo de crudo y productos refinados en el país, siendo sus operaciones supervisadas y controladas por el Ministerio para el Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET). PDVSA cuenta con veinte (20) refinerías para el manejo del crudo, cinco (05) a nivel nacional y quince (15) en el resto del mundo.

Con el fin de comercializar los crudos extra pesados producidos en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), los cuales tienen una gravedad API (medida de densidad relativa del petróleo) de aproximadamente 9°API, se construyó el Complejo de Mejoradores José Antonio Anzoátegui, en operación desde el año 2001, y el cual permite convertir, los crudos extra pesados en crudos sintéticos y mejorados, con una gravedad entre 16 a 32°API, los cuales son más fáciles de transportar, refinar y tienen un mayor valor comercial.

En el proceso de mejoramiento de los crudos se produce un producto secundario llamado Coque, el cual es un sólido combustible menos costoso que el carbón y otros combustibles líquidos, que se usa además en la industria metalúrgica y en la fabricación de ánodos. Una entrevista con el profesor Gustavo González² reveló que: *“En el complejo José de cada cien (100) barriles de crudo extra pesado que se mejoran, noventa y seis por ciento (96%) de*

¹ Petróleos de Venezuela. Obtenido el día 3 de Octubre del 2012, desde: <http://www.pdvsa.com/>

² Gustavo González, profesor de la asignatura “Diseño de Plantas II” en la Escuela de Ingeniería Industrial de la Universidad Católica Andrés Bello.

estos terminan siendo un petróleo más liviano, dejando una diferencia del cuatro por ciento (4%) de este subproducto conocido como coque”.

Anteriormente este subproducto del petróleo se comercializaba a otros países. Debido a que el coque se encuentra acumulado en los alrededores del Complejo Mejorador de Jose se procedió a investigar cuales fueron los hechos que ocasionaron dicho acontecimiento. A través de entrevistas no estructuradas con profesionales en el área se recopiló la siguiente información, planteándose dos escenarios: según el profesor Gustavo González el Complejo Mejorador sufrió daños en los equipos y correas que transportaban el coque hasta las embarcaciones, por otro lado según el Magister Rolando López el cual tiene un cargo de profesional de investigación y desarrollo del grupo de manejo de optimización de energía en el Instituto de Investigación y Apoyo Tecnológico de Petróleo de Venezuela (INTEVEP), planteó que la razón de dicho hecho es que la división de PDVSA encargada de la comercialización del coque no tenía conocimiento pleno del potencial que tiene el mismo como combustible, es decir, PDVSA se percató de una apertura hacia un nuevo mercado, y posteriormente al subir sus precios los países que se beneficiaban de este subproducto, decidieron parar la compra. Sin importar cual fuese la razón; se ha ocasionado gran acumulación del mismo en los alrededores de la refinería.

El gobierno venezolano es consciente de la situación que se presenta en la instalación, por lo que a finales del año 2010 emprendió proyectos para solventar el problema con países como: Irán, China y con empresas locales, sin embargo, hasta la fecha, no se tiene noticia de estos proyectos.

Organizaciones ambientales advierten que en un año se ha duplicado la cantidad de coque, y para el primer semestre del año 2012 de acuerdo al Vicepresidente de Exploración y Distribución de PDVSA, Eulogio del Pino, se acumulan 6 millones de toneladas de este subproducto en el criogénico Jose³. Generando así que trabajadores y personas que viven en las comunidades cercanas al complejo tendrían probabilidades de sufrir enfermedades como problemas respiratorios, alergias y asma; además del problema de tipo operacional y ambiental que podría generar esta situación.

Por otro lado el problema de suministro eléctrico a nivel nacional, una situación de carácter público, debido a limitaciones en los sistemas de generación, transmisión y distribución eléctrica, lo cual ha ocasionado

³ Del Pino: solo hay 6 millones de toneladas en Jose. Informe 12. Obtenido el día 5 de enero del 2013, desde: <http://informe21.com/coque/12/07/08/del-pino-solo-hay-6-millones-de-toneladas-de-coque-en-jose>

recurrentes apagones y situaciones de racionamiento eléctrico a nivel nacional. Algunas fuentes estiman que el déficit de generación eléctrica en Venezuela supera los 3.000 Mw⁴. Según el portal del Correo del Orinoco los problemas eléctricos del estado Anzoátegui no son sólo de generación, sino además de problemas administrativos⁵. Sin embargo, el coque, siendo más que un problema, puede generar beneficios y soluciones a los habitantes de Venezuela, ya que puede colaborar de manera directa en solventar el problema de energía eléctrica que se sufre en el país.

Debido a que el coque puede ser utilizado como combustible en calderas de combustibles sólido; éste al ser quemado genera energía calorífica, que posteriormente produce energía mecánica, en la expansión de una turbina, y que a su vez ésta conectada a un generador, la transforma en energía eléctrica.

El presente TEG viene motivado por intereses del sector privado, donde una empresa en particular de ingeniería, procura y construcción intenta determinar la factibilidad de promover un proyecto que involucre al coque; sin embargo, por razones comerciales, esta empresa prefiere no ser mencionada en el presente trabajo.

Por todo lo antes expuesto surge la siguiente interrogante:

¿existen los factores necesarios para la creación de una planta de generación de energía eléctrica a partir de coque como combustible ubicada en Venezuela?

La respuesta a esta pregunta es la razón de ser de la presente investigación.

1.2. Justificación

Dado que la presente investigación es un proyecto de factibilidad y alcancé resultar factible o no económicamente, de ser negativo el resultado, está podría ser absorbida por el estado venezolano, debido a los beneficios ecológicos y sociales que produciría su implementación, dando justificación al presente Trabajo Especial de Grado.

⁴ América Económica. Venezuela: generación eléctrica requiere inversiones por US\$ 23.500 M. Obtenido el 5 de Octubre del 2012, desde <http://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/venezuela-generacion-electrica-requiere-inversiones-por-us23500m-segun-estudio>

⁵ Correo del Orinoco. Activaron protocolo especial para responder a fallas eléctricas que se presenten el 7-O. Obtenido el día 20 de Octubre del 2012, desde: <http://redaccion.correodelorinoco.gob.ve/energia/activaron-protocolo-especial-para-responder-a-fallas-electricas-que-se-presenten-7-o/>

CAPÍTULO II

2. MARCO REFERENCIAL

2.1. Antecedentes

Como parte de la realización del presente Trabajo Especial de Grado y para el logro de conocimientos relacionados al tema, es necesario recurrir a la obtención de información por medio de investigaciones y estudios contemplados en Trabajos Especiales de Grado previos. En la Tabla 2 se presentan documentos previos al proyecto de carácter no académico.

Tabla 1. Estudios previos referentes al TEG.

Fuente: Elaboración propia.

Título	Área de estudio, autores y profesores guías	Institución y fecha	Objetivo general	Aportes
Analysis of Power Generation Processes Using Petcoke.	Petroleum Engineering Autor: Ramkumar Jayakumar. Tutor: Maria A. Barrufet	Anna University. Chennai, India. Mayo de 2008	Evaluación detallada de los procesos de gasificación, combustión y los procesos de emisión. También El rendimiento en términos de potencia neta generada, la energía requerida por las operaciones de la unidad y un análisis de gastos generales, incluidos los gastos operativos y de capital.	Marco Referencial: <ul style="list-style-type: none"> Participación de los diferentes sistemas de combustión. Estudio Técnico: <ul style="list-style-type: none"> Descripción del proceso de transformación coque

Tabla 2. Estudios previos al TEG.

Fuente: Elaboración propia

Título	Autores	Fuente y fecha	Tipo de documento	Aportes
Análisis del consumo de coque en algunos sectores industriales	Aldo R. Santos y Rogerio J. Silva	Información Tecnológica, 2008 (EBSCO)	Artículo	Marco referencial: <ul style="list-style-type: none"> Definición del coque de petróleo Precio de coque Producción de coque en el mundo
Petcoke Report	Energy Publishing, LLC'S Domestic and International	Energy Publishing.biz 2012	Artículo	Marco Referencial: <ul style="list-style-type: none"> Precio del coque Producción de coque en el mundo.
Coque de petróleo como energía primaria para una planta de generación de electricidad.	Jose Ysmael Da Silva, Mariela Brandt y Armando Ferreira.	INELECTRA	Documento Técnico	Marco Referencial <ul style="list-style-type: none"> Precio de coque Componentes del coque Producción de coque en el mundo Estudio Técnico

2.2. Bases Teóricas

2.2.1. Coque de petróleo

El coque de petróleo es producido a través de la descomposición térmica del petróleo pesado, es decir, es un subproducto del petróleo. Debido a que este se origina de las fracciones más pesadas del petróleo, concentra las impurezas más densas como metales y componentes sulfurosos donde su concentración dependerá de la calidad del petróleo producido. Este subproducto se puede tener en el mercado internacional con contenidos de azufre que varían entre un 4 y 7,5 % de masa.⁶

⁶ Coquización de petróleo y Plantas mejoradoras de crudo. Aula Virtual de la Universidad Simón Bolívar. Visitado el día 20 de diciembre del 2012, desde:

El coque en Venezuela se produce a partir de dos procesos, que presentan configuración operacional y de procesos diferentes, estos son destilación atmosférica la cual consiste en una torre de destilación que permite separar la mezcla del hidrocarburo, fundamentándose en el principio físico que se basa en el proceso de la diferencia de volatilidad de los componentes; y el proceso de coquización retardada que es uno de los procesos de conversión profunda del crudo de petróleo, este se puede definir como un proceso de craqueo térmico empleado para transformar residuos pesados del petróleo en productos con un alto valor comercial.

Previamente al proceso de coquización retardada, debe ocurrir la separación del crudo de petróleo, para ello el crudo es fraccionado en torres de destilación atmosférica y de vacío. El fraccionamiento funciona por la graduación de temperaturas que se produce desde el fondo al extremo superior de la torre de destilación, haciendo que los componentes con punto de ebullición más alto se condensen primero, en tanto que las fracciones con punto de ebullición más bajo alcanzan una mayor altura en la torre antes de condensarse.

Las fracciones pesadas originadas en la destilación atmosférica, denominadas crudos reducidos o residuos, se conducen a una torre de destilación de vacío para su posterior fraccionamiento. A su vez el residuo de esta segunda etapa de destilación, rico en hidrocarburos, es enviado a un horno de coquización y posteriormente a un coquificador para su mejor aprovechamiento.

El material pesado pasa al horno de coquización donde se calienta hasta altas temperaturas a bajas presiones para evitar la coquización prematura en los tubos del calentador, donde ocurre el craqueo que es un proceso de conversión que modifica la estructura molecular del petróleo descomponiéndolo (rompiéndolo), y creando moléculas de hidrocarburos que no pueden encontrarse en el petróleo crudo, creando en esta etapa una mezcla de líquido-vapor.

Finalmente la mezcla de líquido-vapor se bombea desde el calentador a uno o más tambores de coque, donde el material caliente permanece aproximadamente 24 horas (retardo) a bajas presiones hasta que se descompone en productos más ligeros, donde el hidrógeno de la molécula de hidrocarburo se reduce de forma tan completa, que el residuo es una forma de

carbono casi puro, denominado coque. Cuando el coque alcanza un nivel predeterminado en un tambor, el flujo se desvía a otro tambor para mantener la continuidad de la operación. El vapor procedente de los tambores se devuelve al fraccionador para separar el gas, la nafta y los gasóleos, y reciclar los hidrocarburos más pesados. ⁷ En el **ANEXO II-1** se puede observar un esquema del proceso de coquización retardada.

El coque en los últimos años ha tenido un auge económico, por lo que ha estado sustituyendo al carbón, su principal razón es que el precio del coque es menor que el precio del carbón por BTU (energía). En la Tabla 3 se presentan las ventajas y desventajas del coque de petróleo.

Tabla 3. Ventajas y desventajas del coque de petróleo.

Fuente: Elaboración propia en base al trabajo de Ramkumar Jayakumar

Desventajas	Ventajas
Presenta alto contenidos de azufre, metales y también dificultades con el SO _x (dióxido de azufre)	Bajo costo
Por su contenido de vanadio resulta irritante	Alto poder calorífico, el cual es mucho mayor que el del carbón
Producción de coque mayor a la demanda interna	Fácil disponibilidad debido a su ubicación
Sus cenizas contienen un alto contenido de metales, los cuales deben ser minimizados antes de pasar por algún otro proceso.	Las cenizas pueden ser usadas en la industria cementera.

Producción de coque en el mundo

Un estudio, realizado por Inelectra (Ingenieros Eléctricos Asociados) en el año 2004, revela que la producción mundial de coque ha crecido un promedio de 4% interanual en los últimos 10 años y estiman que esa tendencia se

⁷ Petróleo y Gas natural. Biblioteca virtual de desarrollo sostenible y salud ambiental Visitado el día 20 de diciembre del 2012, desde: <http://www.bvsde.paho.org/bvsast/e/fulltext/enciclopedia/78.pdf>

mantendrá. Para la fecha Venezuela tenía una producción de 12.000 Toneladas diarias que representaba aproximadamente el 6% del coque producido a nivel mundial y se estimaba que esta producción aumentaría en el corto plazo⁸.

En Venezuela el coque de petróleo se produce en el Complejo Refinador de Paraguaná (Cardón y Amuay) y en los Complejos Mejoradores de crudos de Petrozuata, Cerro Negro, Sincor, y Hamaca (Jose Edo. Anzoátegui). Se estimó que para el año 2005 en Jose se pudiera llegar producir hasta 15.000 toneladas de coque diarias.

Estados Unidos de América es el más grande productor de coque de petróleo, con casi un 66% de la producción mundial⁹, también es importante mencionar que la producción de coque en el mundo está creciendo más rápido que la demanda del mismo. En el **ANEXO II-2** se puede observar la participación de los productores de coque en el mundo. Cabe destacar que, para el año 2009, Venezuela exportaba 92.152 Toneladas de coque con un valor total de \$9.867.837.¹⁰

Precio del coque

El precio de mercado de coque de petróleo se ve influenciado por varios factores, entre ellos se encuentra el precio internacional del carbón que cuando este aumenta la tendencia es que la demanda de coque de petróleo también lo haga, el contenido de azufre que infliere más en los precios que último factor influenciador el HGI¹¹ (Índice de Trituración Hardgrove). El hecho de que el coque es un subproducto de la refinación de petróleo con alto poder calorífico y bajo contenido de cenizas permite bajos costos de transporte y hace del coque de petróleo un combustible menos costoso que el carbón y otros combustibles líquidos.

En la Tabla 4 se presenta una comparación de precios (relativa a octubre de 2012) de la producción de coque en la región el Golfo de EUA y la producción de Venezuela, además de los precios del coque producido en la

⁸ Da Silva, J, Brandt, M y Ferreria, A (2004). Coque de petróleo como energía primaria para una planta de generación de electricidad. Inelectra.

⁹ Análisis del consumo de coque de petróleo en algunos sectores industriales. Obtenido el día 19 de noviembre del 2012, desde: www.ebscohost.com

¹⁰ Energy Publishing 2012. Petcoke Report.

¹¹ El Índice de Trituración de Hardgrove (HGI) es una medición de la resistencia del carbón a la trituración.

Costa Oeste de EUA. Además en el **ANEXO II-3** se muestra una comparación relativa de los precios del carbón y los del coque de petróleo.

Tabla 4. Precios del coque de petróleo en función del contenido de azufre y la dureza HGI.

Fuente: Petcoke Report

Origen	Azufre (%)	HGI	Precio (US\$/Ton)
Estados Unidos (Región del Golfo) y Venezuela	4-5	<50	68 a 73
	6	35 a 45	58 a 63
	6	50 a 70	59 a 64
Estados Unidos (Costa Oeste)	3	45 a 50	80 a 86
	4 ⁺	45 a 50	74 a 80

2.2.2. Energía

Según la Real Academia Española en su vigésima segunda edición¹² la energía se puede definir como:

(Del lat. energía, y este del gr. ἐνέργεια).

1. f. Eficacia, poder, virtud para obrar.
2. f. Fís. Capacidad para realizar un trabajo. Se mide en julios. (Símb. E).

Además “la energía es la capacidad para hacer trabajo, la generación de calor y hacer emisión de luz... Otra parte de la definición de energía es la radiación, que es la luz y la energía emitida en forma de ondas que viajan a la velocidad de la luz. La energía se mide en unidades de calorías y joules... La energía es un insumo esencial para el desarrollo económico y mejorar la calidad de vida” (A.K. Raja, p. 3)¹³.

En el mundo existen diversas formas de energía y, para ellas, diferentes interpretaciones según la bibliografía que se consulte. A efectos de este trabajo de investigación se toma como referencia el glosario energético del MENPET¹⁴, donde se definen. (Ver **ANEXO II-4**)

¹² Real Academia Española. Obtenido el día 29 de septiembre del 2012, desde: <http://lema.rae.es/drae/?val=energ%C3%ADa> /

¹³ Raja A.K, Prakash A, Dwivedi M. (2006). *Power Plant Engineering*. New Deli, India. New age international publishers

¹⁴ Glosario Energético del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. Obtenido el 9 de Septiembre del 2012, desde: <http://www.menpet.gob.ve/secciones.php?option=view&idS=16>

2.2.3. Centrales eléctricas.

Una central eléctrica es aquella instalación que tenga como función principal transformar energía potencial en trabajo. Estas centrales son las encargadas de la producción de energía eléctrica. Su ubicación es generalmente a los alrededores de fuentes de energía básica, como ríos o yacimientos de carbón, también pueden localizarse cerca de zonas industriales o donde el consumo eléctrico es elevado.

Los diferentes tipos de centrales eléctricas se clasifican según el tipo de materia prima empleada para la obtención de energía y se diferencian por el tipo de energía potencial primaria utilizada para la transformación. En el **ANEXO II-5** se muestra la dicha clasificación.

2.2.4. Tecnología de Combustión: Caldera de Combustión de Lecho Fluidizado (CFB)

La tecnología de combustión de lecho fluidizado se fundamenta en el concepto de gasificación; este es un proceso de conversión, que transforma sólidos (carbón, coque de petróleo, biomasa) o líquidos combustibles en gas, denominado como gas sintético y es caracterizado por estar compuesto de hidrogeno (H_2) y monóxido de carbono (CO). Hoy en día la gasificación se ha integrado con la producción de energía, actuando como un puente entre el carbón, el coque de petróleo, o combustibles pesados y las turbinas a gas.

El proceso de lecho fluidizado hace posible la producción de energía a partir de la ignición de una gama amplia de combustibles. Se caracteriza por las bajas temperaturas de combustión alcanzadas ($1550-1650^{\circ} F / 845-900^{\circ} C$)¹⁵, además este tipo de tecnología ha exhibido la capacidad de quemar residuos y combustibles considerados anteriormente antieconómicos. En el **ANEXO II-6** se muestra la evolución de la combustión CFB.

2.2.5. Desmineralización de agua de mar

Según la Real Academia Española¹⁶, desalinizar se define como:

1. tr. Quitar la sal del agua del mar o de las aguas salobres, para hacerlas potables o útiles para otros fines.

¹⁵ Zlotnicki (2003). 47 th International Energy Agency Workshop on Large Scale CFB, Poland.

¹⁶ Real Academia Española. Obtenido el día 2 de diciembre del 2012, desde: <http://lema.rae.es/drae/?val=desalinizar>

En la actualidad la desmineralización del agua se considera como un importante proceso industrial. El mar ofrece enormes posibilidades, cubriendo tres cuartas partes de la superficie de la tierra, y entre ellas esta encontrar agua dulce. La desalinización del agua es el proceso por el cual el agua de mar y las aguas salobres se convierten en agua apta para el consumo del hombre, agrícola e industrial.¹⁷

Hoy en día se utilizan diferentes tecnologías para la desalinización del agua, divididas en dos procesos fundamentales: térmicas y membranas. Los principales procesos térmicos son: la destilación flash multietapa, la destilación múltiple efecto y la destilación con compresión de vapor. Mientras que para la tecnología de membranas se utiliza la ósmosis inversa para el tratamiento de agua de mar y para las aguas salobres es usado el proceso de electrodiálisis.

A efectos de esta investigación se desea conocer más a fondo la tecnología de ósmosis inversa por las siguientes razones:

- Es la tecnología más aplicada en las plantas de desalinización de agua alrededor del mundo. (Ver Gráfico 1)
- Tiene menor consumo energético que las demás tecnologías.
- Menores costos de inversión y producción.
- Mayor flexibilidad de ampliación en casa del aumento de la demanda.

¹⁷ Tecnologías de procesos para Desalinización de Agua. Comisión Nacional de Energía Atómica. Obtenido el día 23 de Noviembre del 2012, desde: http://www.cnea.gov.ar/pdfs/revista_cnea/9/desalinizacion_de_aguas.pdf

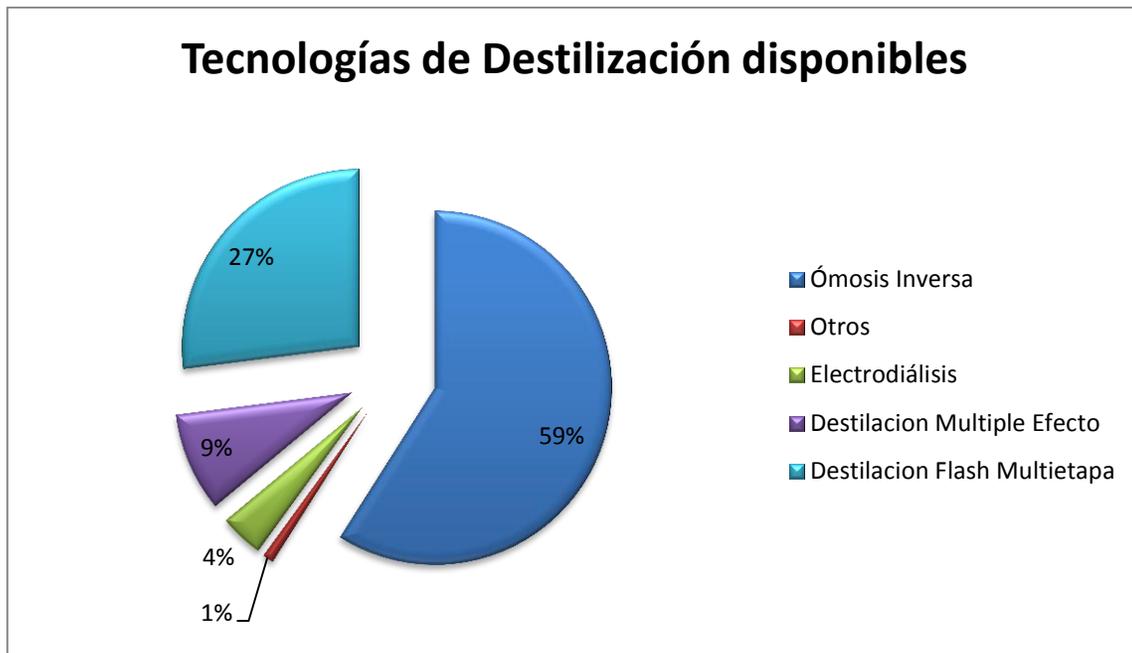


Gráfico 1. Tecnologías de Desalinización disponibles.
Fuente: The Economics of Desalination for varios uses¹⁸

- **Proceso de Ósmosis Inversa**

La ósmosis inversa (RO) es un método a través del cual se extraen sólidos disueltos del agua como sales, utilizando una membrana semipermeable, la cual tiene una permeabilidad mayor a la del agua y menor a las sales, sin involucrar ningún cambio de fases. En el Capítulo IV se desarrolla más detalladamente este proceso.

2.2.6. Ciclo Rankine

Se conoce como ciclo termodinámico a cualquier serie de procesos termodinámicos tales que, durante su transcurso, el sistema finalice en su estado inicial, es decir, que la variación de las magnitudes termodinámicas propias del sistema sea nula.

El ciclo Rankine considerado el ideal para las centrales eléctricas, se caracteriza por ser un ciclo de potencia de vapor en donde el fluido de trabajo se evapora y se condensa alternadamente, se considera como fluido de trabajo

¹⁸ Campos, C (Sin referencia). The Economics of Desalination for varios uses. Water Technology Center

el vapor agua porque es el más usado en los ciclos de potencia. El ciclo Rankine ideal no incluye ninguna irreversibilidad interna y está compuesto de cuatro procesos, explicados en el **ANEXO II-7**, donde también se explica detalladamente la configuración del Ciclo Rankine y sus diagramas asociados.

2.2.7. Pronósticos

El pronóstico de la demanda futura constituye la base para las decisiones estratégicas y operacionales de la cadena de suministros. Los pronósticos pueden ser a largo plazo o agregados, en ambos casos es esencial que presenten el valor esperado, y la media del error de la proyección, esto bajo el supuesto, de que los pronósticos están siempre equivocados.

El objetivo del pronóstico es filtrar el componente aleatorio (ruido) y estimar el componente sistemático. El “error de pronóstico” mide la diferencia entre el pronóstico y la demanda real. La proyección se basa en la medida del componente sistemático, en tanto que el componente aleatorio se basa en el “error de pronóstico”.¹⁹

Para la determinación de los pronósticos existen diferentes modelos; a efecto de esta investigación se utilizará como referencia el trabajo de los autores: Eppen, G.D., Gould, F.J. y Schmidt, C.P.²⁰ (Ver **ANEXO II-8**)

- *Error de pronóstico*

El error de pronóstico se establece para conocer qué tan cercanos o alejados se encontraran los valores pronosticados de la función de mínimos cuadrados obtenida de los valores reales de una data. Este valor se obtiene de la diferencia entre el valor de la función ajustada por estacionalidad menos el valor de la función de los mínimos cuadrados en cada punto. Sin embargo, los valores de los pronósticos no son muy confiables, por lo que interesa conocer es el valor de la desviación estándar de dichos errores para saber que tanto se se aleja o no la función de mínimos cuadrados ajustada por estacionalidad a los datos, es decir, cuál es su dispersión, mientras menor sea el valor de la desviación mejor es el pronóstico.

¹⁹ Láminas de la cátedra de Cadena de Suministros dictada por el Profesor Luis Gutiérrez.
UCAB

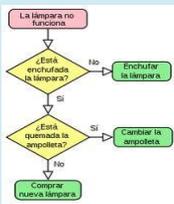
²⁰ Eppen, G.D., Gould, F.J. y Schmidt, C.P. (1992). Investigación de operaciones en la ciencia administrativa. Tercera edición. Editorial Prentice hall hispanoamericana. México

Por otra parte, el **ANEXO II-9** presenta las definiciones básicas aplicables a todo estudio de factibilidad

2.3. Herramientas

Para el presente TEG es necesario utilizar diversos diagramas y herramientas, que son un conjunto de representaciones gráficas que tienen la finalidad de plasmar de forma esquemática situaciones o procedimientos. En la Tabla 5 se representa una lista de los diagramas más relevantes utilizados, su descripción y su función.

Tabla 5. Herramientas utilizadas en el TEG.
Fuente: Fundación Iberoamericana para la Gestión de la Calidad

Diagrama de Flujo	Gráficos SmartArt Microsoft Office	Diagrama de Relaciones
<p>Representación gráfica de una secuencia de pasos que se realizan para obtener un resultado. Este puede ser un producto, un servicio, o bien la combinación de ambos.</p> <p>Características principales:</p> <ul style="list-style-type: none"> Permite la puesta en común de conocimientos individuales sobre un proceso, facilita la mejor comprensión global del mismo. Proporciona información sobre los procesos de forma clara, ordenada y concisa.  <pre> graph TD A[La lámpara no funciona] --> B{¿Está enchufada la lámpara?} B -- No --> C[Enchufar la lámpara] B -- Si --> D{¿Está quemada la bombilla?} D -- Si --> E[Cambiar la bombilla] D -- No --> F[Comprar nueva lámpara] </pre>	<p>Gráficos que ofrece la herramienta Microsoft Office para la comunicación de información de manera visual.</p> <p>Gráficos utilizados:</p> <ul style="list-style-type: none"> Gráficos de relación Gráficos de proceso Gráficos de lista Gráficos de ciclo 	<p>Es un diagrama de doble entrada en el cual la relación entre cada actividad existente y toda las demás actividades pueden ser registradas. La idea básica es mostrar que actividades deben colocarse cercanas unas a otras y cuales separadas, con toda las relaciones entre ellas.²¹</p> 

²¹ Láminas de la cátedra de Diseño de Plantas I, dictada por el profesor Alirio Villanueva.

CAPÍTULO III

3. MARCO METODOLÓGICO

El presente capítulo permite establecer los aspectos necesarios para comprender el “cómo” se realiza el estudio, contempla el tipo, enfoque y diseño del TEG, así mismo trata sobre la unidad de análisis, instrumentos de recolección y análisis de datos.

3.1. Tipo de Investigación

El presente TEG se contempla dentro de una investigación de tipo “Proyecto Factible”, porque se pretende idear, diseñar, trazar o disponer de un plan para ejecutar la creación de una nueva planta de generación eléctrica utilizando coque como combustible ubicada en el Estado Anzoátegui.

Según el Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestrías y Tesis Doctorales (UPEL 2006)²², en su sección tercera dice que “el Proyecto Factible consiste en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales; puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos”. (pág. 13). Además se puede decir que este tipo de proyecto debe incluir una investigación documental, de campo o un diseño que incluya a ambas. Está comprendido en las siguientes etapas: el diagnóstico, el planteamiento y la fundación teórica de la propuesta, el procedimiento metodológico, los recursos necesarios para la ejecución y el análisis y conclusiones sobre la viabilidad para la ejecución del Proyecto.

3.2. Enfoque de la Investigación

Las investigaciones se pueden realizar bajo dos tipos principales de enfoque, el cualitativo y cuantitativo. Según Hernández, Fernández y Baptista (2003) se puede definir como una investigación de enfoque cualitativo aquella que “utiliza recolección de datos sin medición numérica para descubrir o afinar preguntas de investigación y puede o no probar hipótesis en su proceso de interpretación” (pág. 11), y la de tipo cuantitativo es aquella que “usa

²² Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestrías y Tesis Doctorales. Escuela de Ingeniería Eléctrica Universidad Central de Venezuela. Obtenido el día 11 de Noviembre del 2012 desde: <http://neutron.ing.ucv.ve/NormasUPEL2006.pdf>

recolección de datos para probar hipótesis con base en la medición numérica y el análisis estadístico para establecer patrones de comportamiento”²³ (pág. 10).

3.3. Diseño de la Investigación

El diseño de una investigación es definido por Hernández, Fernández y Baptista (2003) como, “plan o estrategia que se desarrolla para obtener la información que se requiere en una investigación” (pág.184), y se divide en dos tipos: experimentales y no experimentales. Esta investigación se considera de tipo no experimental porque no se controlan las variables independientes involucradas a lo largo del estudio.

Una vez establecido que el diseño de la investigación es de tipo no experimental, es necesario indicar qué tipo de investigación no experimental es el presente estudio. Hernández, Fernández y Baptista (2003), establecen que una investigación no experimental puede clasificarse:

Por su dimensión temporal o el número de momentos o puntos en el tiempo en los cuales se recolectan los datos.

En algunas ocasiones la investigación se centra en analizar cuál es el nivel o estado de una o diversas variables en un momento dado, o bien en cuál es la relación entre un conjunto de variables en un punto en el tiempo. En estos casos el diseño apropiado (bajo un enfoque no experimental) es el transversal.

En cambio, otras veces la investigación se centra en estudiar cómo evoluciona o cambia una o más variables o las relaciones entre éstas. En situaciones como ésta el diseño apropiado (bajo un enfoque no experimental) es el longitudinal. De acuerdo a lo indicado anteriormente, se establece que el presente Trabajo Especial de Grado es de tipo no experimental de tipo explicativa y descriptiva, pues las variables de estudio, serán evaluadas una única vez.

3.4. Unidades de Análisis

La unidad de análisis se refiere a las personas, organizaciones, comunidades, eventos, etc., que serán objeto específico de la investigación, para la obtención de información.

Con la finalidad de definir la problemática en el Complejo Mejorador de José en el Edo. Anzoátegui, se debe establecer un proceso de levantamiento

²³ Hernández R, Fernández C, Baptista P (2003). *Metodología de la Investigación*. México, 3era Edición. McGraw-Hill

de información que involucra a los objetos a los que se le aplicaron las técnicas de recolección de datos, quedando definida la unidad de análisis como:

- Organizaciones: Petróleos de Venezuela (PDVSA), Instituto de Investigación y Apoyo Tecnológico de Petróleos de Venezuela (INTEVEP) y la Empresa Socialista de Electricidad (COPORELEC)
- Personas: profesionales en el área, como lo son:
 - El Magister Rolando López, profesional de investigación y desarrollo del grupo de manejo de optimización de energía de INTEVEP.
 - Ing. Gustavo González profesor de la asignatura “Diseño de Plantas II” de la Escuela de Ingeniería Industrial de la UCAB.
 - Ing. Humberto Castellanos profesor de la asignatura “Electricidad Industrial” de la Escuela de Ingeniería Industrial de la UCAB y contacto para la presente investigación por parte de COPORELEC.

3.5. Recolección de Data

Una vez definido el diseño de la investigación, su enfoque y la muestra adecuada, es preciso comenzar con la recopilación de la información y seleccionar técnicas aplicables para ello. Las técnicas seleccionadas para la recolección de datos fueron la observación directa no participante y la entrevista.

3.5.1. OBSERVACIÓN

La observación, según Hernández, Fernández y Baptista (2003), “consiste en el registro sistemático, válido y confiable de comportamiento o conducta manifiestos” (pág.428). Puede caracterizarse como participante o no participante. Como se dijo anteriormente, fue utilizada la segunda tipología en la que el observador no interactúa con los sujetos observados.

3.5.2. ENTREVISTA

La entrevista se define como una conversación sostenida por una persona, que toma el rol de entrevistador, y otra que toma el rol de entrevistado, en la que se pretende obtener información para el entendimiento de temas, procedimientos, situaciones particulares, contextos, etc.

Esta técnica se aplicará con el Magister Rolando López el cual tiene un cargo de profesional de investigación y desarrollo del grupo de manejo de optimización de energía en el Instituto Tecnológico Venezolano de Petróleo, el profesor Gustavo González el cual se encuentra actualmente activo en el área petrolera y el profesor Humberto Castellanos el cual se desenvuelve funciones en CORPOELEC.

Es importante aclarar, que las conversaciones no estarán bajo ninguna regla o esquema específico. Tienen más bien, un carácter no estructurado con el objetivo de crear naturalidad y sencillez, y no establecer presiones. Se espera que los logros obtenidos con el uso de estas entrevistas no estructuradas sean: la comprensión profunda de procedimientos y procesos llevados a cabo y la obtención de documentos y datos que ayudaron a establecer todos los factores involucrados para la visualización de una planta de generación eléctrica utilizando el coque como combustible.

3.6. Análisis de los datos

En cuanto a los datos cualitativos, permitirán dar paso al estudio y comprensión de la situación actual que se presenta con el coque y al diagnóstico de la problemática. Para tal fin se partió de la iniciativa propia de solventar el problema puesto que es una situación palpable que afecta a comunidades.

En cuanto a los datos cuantitativos, se pronosticará la cantidad de habitantes para el año 2018 de igual manera el consumo de energía eléctrica, esto con la intención de conocer si la planta al momento de su funcionamiento podrá suplir a las comunidades que se determinen según su localización. También se realizará un estudio económico y financiero para determinar si el estudio es factible o no.

3.7. Estructura desagregada de trabajo



Figura 1. Estructura Desagregada de Trabajo
Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO IV

4. ESTUDIO TÉCNICO

En el presente capítulo se tiene como objeto establecer los requerimientos técnicos - operativos para la implementación de una planta de generación eléctrica alimentada con coque de petróleo. Además tiene información pertinente del proceso productivo, las materias e insumos necesarios para la transformación de estas y los equipos e instalaciones que darán soporte a las operaciones. Se desarrollará bajo los fundamentos de una ingeniería conceptual²⁴.

4.1. Bases y Criterios de diseño

Para establecer requerimientos técnicos-operativos es importante conocer las bases y criterios para el diseño de la planta de generación eléctrica.

- Para efectos de esta Ingeniería Conceptual, se considera una capacidad de generación eléctrica nominal de 150 Mw. Otras capacidades de generación y su impacto en la economía del proyecto no son parte del alcance de este trabajo. Además basados en esta capacidad se evitaría posibilidades de sobre-dimensionamiento.
- Se decidió utilizar el coque de petróleo como combustible debido a su gran disponibilidad, precio y acumulación.
- Los equipos a utilizar fueron elegidos por su gran participación en planta de este tipo y recomendados por el experto, como lo son la caldera de lecho fluidizado, turbinas, ósmosis inversa, entre otros.
- Las tecnologías para el control de los gases contaminantes como son el NO_x, SO_x, CO y CO₂ no son motivo de estudio en este TEG.
- El agua destinada a ser tratada y ser agua potable no son motivo de este estudio.

4.2. Estudio de localización de la planta

La ubicación de un proyecto tiene una gran influencia en el diseño del mismo sin importar el tipo de empresa, sin embargo para este TEG por la

²⁴ Se define como ingeniería conceptual aquella ingeniería que define el alcance y objetivos de un proyecto, con bases y criterios elegidos para determinar su factibilidad técnica-económica, además de su rentabilidad. Extraído de las láminas de la cátedra de Diseño de Plantas II dictada por el profesor Gustavo González.

naturaleza de la planta es crucial determinar la localización de la misma debido a que se deberá tomar en cuenta diversos factores como es la ubicación del agua y la materia prima. El objetivo de un estudio de localización es elevar las ganancias al máximo y reducir los costos del proyecto al mínimo.

Se decidió desarrollar el método de factores de ponderación. Este método es el más usado para ubicación, es útil para la industria de servicios y las tasas de utilización de factores de ubicación se dividen en:

Tangibles, los cuales son los factores cuantitativos como pueden ser los costos a corto y largo plazo, y los Intangibles son los factores cualitativos como las competencias laborales, calidad, entre otros²⁵.

En esta etapa se debe efectuar en donde se va a evaluar y considerar todos los factores que deben ser tomados en cuenta para tomar la decisión, a través de consultas a expertos y profesionales en el área se concluyó que los factores a considerar son: materia prima, transporte, disponibilidad de agua, clima, mano de obra, ubicación del terreno y costo del mismo.

El estudio de localización de la investigación, tiene un enfoque de macro-localización, entendiéndose éste, “cuando una empresa de carácter nacional analiza varias regiones dentro de una nación o país determinado para fijar sus operaciones de producción o de servicios.”²⁶

Tablas de calificaciones (ponderaciones): consiste en una lista de las características que se consideran importantes, a la cual se asignan calificaciones, y se selecciona la localización de acuerdo a la máxima valoración de cualidades²⁷. A continuación se presentan las tablas de calificaciones para el estudio de localización.

Tabla 6. Clasificación de la materia prima.

Fuente: Elaboración propia

Materia Prima	Evaluación
Disponible en otro estado donde será ubicada la planta.	0
Disponible dentro del mismo estado donde será ubicada la planta.	50

²⁵ Láminas de la cátedra de Diseño de Plantas I, dictada por el profesor Alirio Villanueva. UCAB

²⁶ Láminas de la cátedra de Diseño de Plantas I, dictada por Alirio Villanueva. UCAB

²⁷ Láminas de la cátedra de Gerencia de Proyecto dictada por el profesor de Joao B. De Gouveia. UCAB

Tabla 7. Clasificación del transporte.

Fuente: Elaboración propia

Transporte	Evaluación
Difícil acceso, con distancia mayor a 500 km	0
Moderado acceso, con distancia menor o igual a 500 km	25
Fácil acceso, con distancia menor o igual a 1 km	50

Tabla 8. Clasificación de la disponibilidad del agua.

Fuente: Elaboración Propia

Disponibilidad del agua	Evaluación
No disponible	0
Disponible, con inversión de desalinización y desmineralización	25
Disponible, sin inversión de desalinización y desmineralización	50

Tabla 9. Clasificación del clima.

Fuente: Elaboración Propia

Clima	Evaluación
Insano	0
Muy variables, muy pocas catástrofes	10
Temperatura variable, pocas catástrofes	20
Temperatura variable, no hay catástrofe	30
Temperatura constante, muy húmedo	40
Temperatura constante, poco húmedo	50

Tabla 10. Clasificación de la mano de obra.

Fuente: Elaboración Propia

Mano de obra	Evaluación
Personal no calificado	0
Personal calificado, fácil contratación pero alta rotación	25
Existe personal calificado, fácil contratación y difícil despido, poca competencia.	50

Tabla 11. Clasificación del costo de terreno.

Fuente: Elaboración Propia

Costo del terreno	Evaluación
Requiere inversión	0
Se desconoce	25
No requiere inversión	50

Las opciones a considerar para la implementación de la planta de generación eléctrica son: Complejo Mejorador de José, Centro de Refinación Paraguaná y la Refinería El Palito.

4.2.1. Complejo Mejorador de Jose

El Complejo Mejorador de Jose está ubicado en el Edo. Anzoátegui, teniendo una superficie de 740 hectáreas, específicamente en la costa norte entre las poblaciones Puerto Píritu y Barcelona, en la jurisdicción compartida entre los municipios Simón Bolívar y Fernando de Peñalver. En este complejo, operan las empresas mixtas que desarrollan actividades en la Faja Petrolífera del Orinoco, y que sirve de asiento a las operaciones de los diferentes Mejoradores de crudo extra-pesado en la franja norte costera del estado Anzoátegui. En la Figura 2 se muestra la posible ubicación de la planta de generación de energía. En el **ANEXO IV-1** se encuentra los factores que afectan a Jose con su respectiva ponderación.

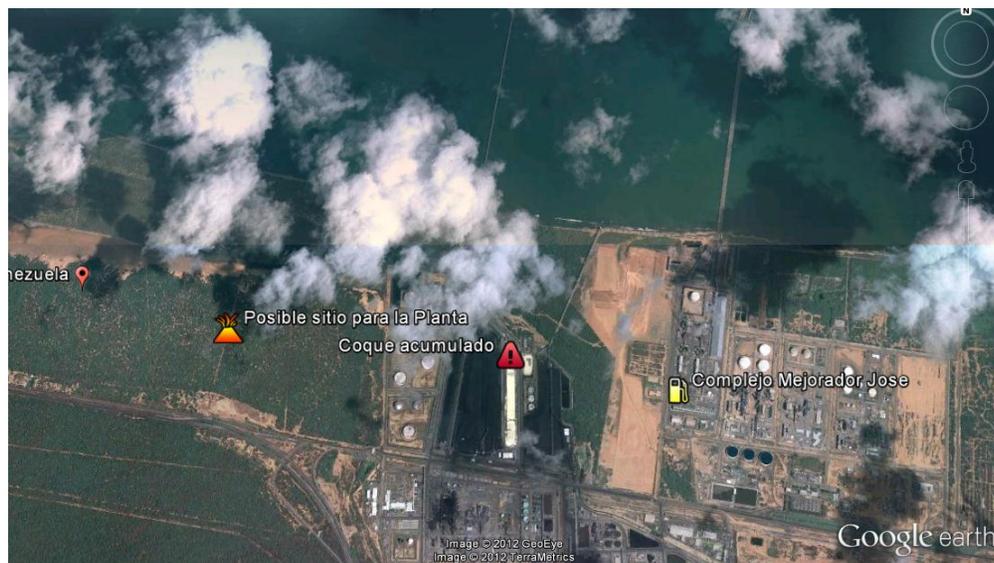


Figura 2. Posible ubicación para la planta de generación cerca del Complejo Mejorador Jose.

Fuente: Google Earth

4.2.2. Centro de Refinación Paraguaná

El centro de Refinación de Paraguaná (CRP) está conformado por las Refinerías de Amuay, Cardón y Bajo Grande (Edo Zulia), con una capacidad de refinación actual de 305 mil barriles diarios²⁸, ubicada en la Península de Paraguaná en el extremo noroccidental del país, Estado Falcón.

El CRP cubre 67% de la demanda de combustibles a nivel nacional, incluyendo la transferencia de componentes para mezclas y productos terminados al resto de las refinerías que conforman el circuito nacional. A continuación se presenta en Figura 3 y Figura 4 la posible ubicación de la planta en el Estado Falcón. En el **ANEXO IV-2** están los factores con sus ponderaciones que afectan la localización en Paraguaná.

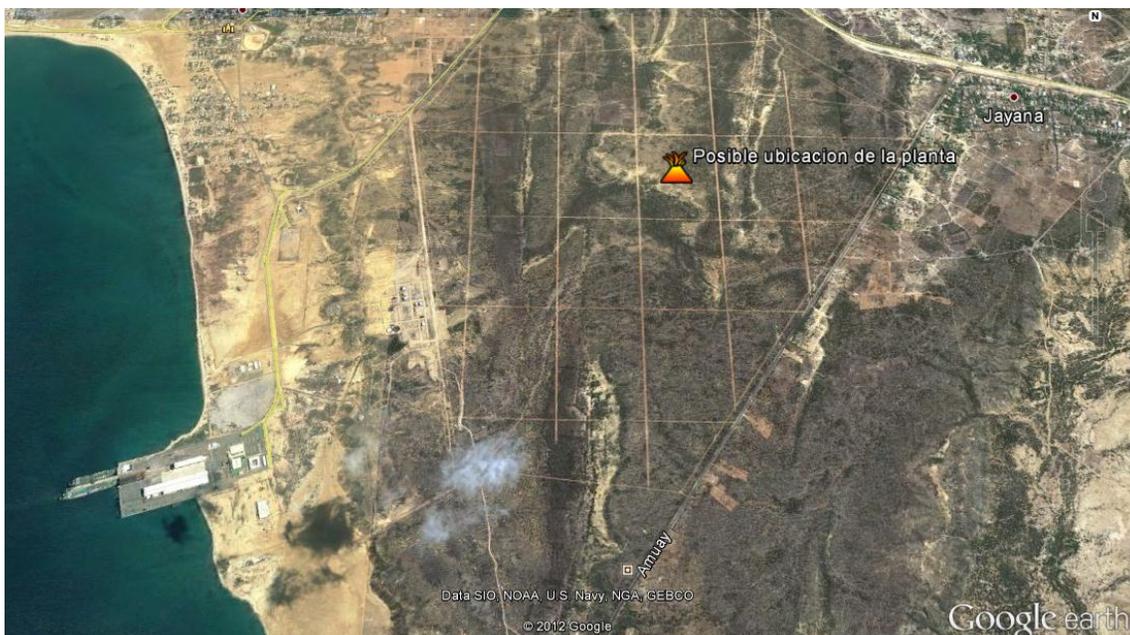


Figura 3. Posible ubicación para la planta de generación en el Estado Falcón.

Fuente: Google Earth

²⁸ Petróleos de Venezuela. Refinación. Obtenido el día 3 de diciembre del 2012, desde: <http://www.pdvsa.com/>

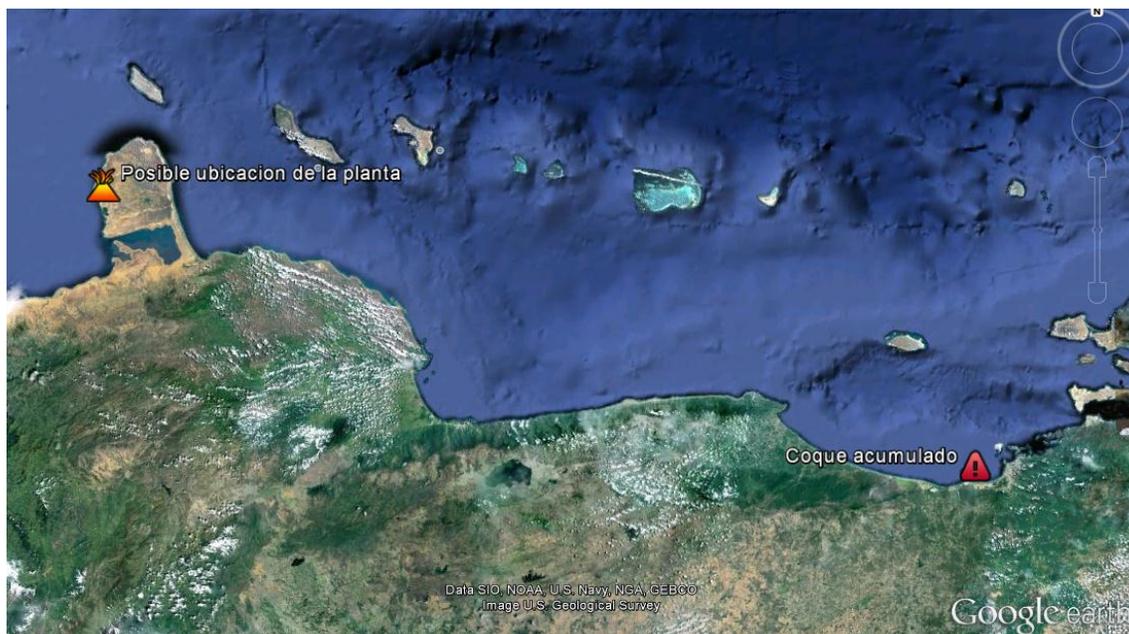


Figura 4. Ubicación del coque acumulado respecto a la posible ubicación de la planta de generación en el Edo. Falcón.

Fuente: Google Earth

4.2.3. Refinería El Palito

La Refinería El Palito (ELP) tiene una capacidad de procesamiento de 140 MBD. Se encuentra ubicada en la región central del país, específicamente en el municipio Puerto Cabello, cercana a la población de El Palito, en las costas del Estado Carabobo, produciendo en la actualidad crudo mediano²⁹. A continuación se presenta en la Figura 5 y Figura 6 la posible ubicación de la planta en el Estado Carabobo. Además el **ANEXO IV-3** refleja los factores que afectan esta localización con sus respectivas ponderaciones.

²⁹ Petróleos de Venezuela. Refinación. Obtenido el día 3 de diciembre del 2012, desde: <http://www.pdvsa.com/>



Figura 5. Posible ubicación de la planta Edo Carabobo.
Fuente: Google Earth.

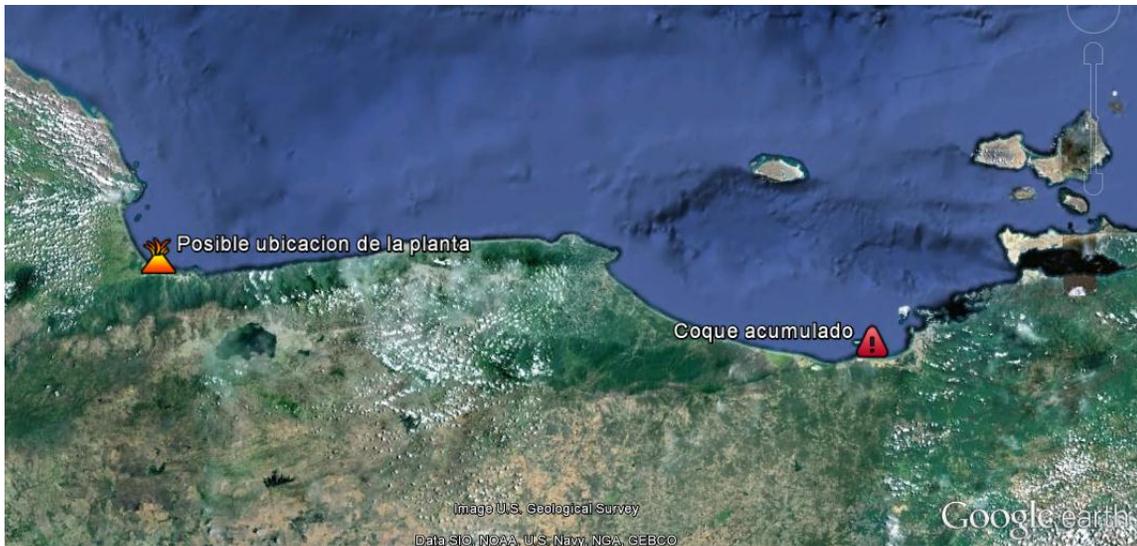


Figura 6. Ubicación del coque acumulado respecto a la posible ubicación de la planta de generación en el Edo. Carabobo.
Fuente: Google Earth

Tabla 12. Puntuación de la evaluación del estudio de localización a través del método de ponderación.

Fuente: Elaboración propia.

Posible Ubicación	Puntaje
Alrededores del Complejo Mejorador de Jose, Edo. Anzoátegui	275
Centro de Refinación Paraguaná, Edo. Falcón	145
Refinería El Palito	200

Una vez realizado el estudio de localización utilizando el método de ponderación el cual hace ganador la ubicación que tenga el mayor puntaje se concluye que la planta de generación eléctrica debe estar ubicada en los alrededores del Complejo Mejorador de José. También para reafirmar dicha decisión se acudió al experto Rolando López quien señalo las ventajas y desventajas de dichas localizaciones:

“La refinería El palito no lo hemos considerado en el estudio, en el caso de Paraguaná es buena opción porque se encuentra el centro de producción de coque de petróleo más grande del mundo, sin embargo, el estado emprendió un proyecto de generación eléctrica con la planta Josefa Camejo por lo que no se hace necesario otra planta de generación en este lugar. Les recomiendo que por tener la materia prima, acceso al agua de mar y el enfoque de su TEG la más recomendable es en El Complejo de Jose”.

Conocida la localización de la planta se debe conocer aspectos como: la disponibilidad de la materia prima, el medio de transporte y la caracterización de los procesos asociados a la planta de generación eléctrica utilizando coque como combustible.

4.3. Materia Prima

Es importante conocer los componentes del coque de petróleo según donde se encuentre, debido a que estos pueden tener variaciones ocasionadas por el tipo de proceso que se lleve a cabo en dicha refinería o mejorador. Es decir, para el caso del Complejo Mejorador de Jose, el proceso por el cual se produce es coquización retardada. En el **ANEXO IV-4** se establecen dichos componentes.

4.4. Medio de Transporte

Como ya se ha mencionado anteriormente, actualmente en Jose la materia prima se encuentra acumulado en montañas de coque, por lo que es necesario trasladarlo desde este lugar hasta donde estará ubicada la planta propuesta de generación eléctrica. El coque debe ser trasladado una segunda vez, desde su nuevo lugar de almacenamiento hasta la entrada de la caldera para utilizarlo como combustible para la obtención de energía eléctrica.

El medio de transporte que se decidió utilizar es el de tipo de cintas transportadoras, en donde su trayectoria será desde las montañas de acumulación hacia un área destinada de almacenaje en la planta de generación, la razón principal de esto es por la cercanía de ubicación de la planta con respecto al Complejo Mejorador de Jose y la recomendaciones de los expertos en el área. Para ver en detalle las generalidades de las cintas transportadoras y sus aplicaciones referirse al **ANEXO IV-5**.

Dentro de los atributos mencionados en el **ANEXO IV-5**, pueden existir distintos tipos de cintas, para la planta de generación eléctrica a la cual se le está realizando el estudio se considera que la más adecuada debe ser las transportadoras de bandas no planas, es decir en forma de “V”, el motivo de esto es porque se quiere evitar que el coque se libere al aire o al suelo mientras este se encuentre en su proceso de transporte.

Después de una entrevista con el experto en área se concluyó que es importante mencionar que el ángulo de reposo del coque (ángulo que se toma cuando está almacenado), este es considerablemente pronunciado lo que es una característica positiva. En terreno, la práctica consiste en vaciar el material granular desde un camión y medir la pendiente del talud³⁰ así formado.³¹

“Se denomina ángulo de reposo al ángulo máximo con que un montículo de suelo se mantiene estable sin que se produzca una falla por deslizamiento. Ésta es una propiedad del suelo que está determinada por la fricción, cohesión y forma de las partículas. Cuando el material granular es vertido lentamente sobre una superficie horizontal, éste fluye formando un montículo en que la

³⁰ Inclinación de un terreno o del parámetro de un muro. Obtenido el día 31 de diciembre del 2012, desde: <http://www.wordreference.com/definicion/talud>

³¹ Rodas, R. - Rousé, P. Análisis Comparativos de Métodos para la Medición del Ángulo de reposo de suelos granulares. Obtenido el día 31 de diciembre del 2012, desde: <http://www.scielo.cl/pdf/rconst/v9n1/art11.pdf>

superficie libre va fallando intermitentemente hasta que el proceso se detiene y se forma una pendiente estable”.³²Rolando López, señaló que:

“El ángulo de reposo del coque de petróleo generado en los Mejoradores puede ser mayor a los 45°, lo que indica que el material tiene limitada fluidez, es decir, que se requiere asistencia externa para facilitar su movimiento en las tolvas y en las pilas de almacenamiento. Este parámetro es crítico considerarlo, en particular, cuando se están diseñando las tolvas”.

Un segundo transporte que debe realizarse, es el del coque pulverizado, aquel que ya es el combustible sólido necesario para la transformación de energía calórica en eléctrica, para ello debe ser trasladado desde donde se encontrará almacenado hasta el tope de la caldera CFB, el mecanismo elegido para este proceso, por medio a consultas a expertos, es el de cangilones cerrados de tipo cadena que son elevadores de alto rendimiento diseñados para aplicaciones críticas en la manipulación de materiales a granel, tales como cemento, cal, productos químicos, carbón, etc. En el **ANEXO IV-6** se muestra su figura esquemática ³³

4.5. Caracterización de los procesos

A continuación en la Figura 7 se presentará el proceso global de la transformación de coque para la generación de energía eléctrica.

³² Análisis Comparativos de Métodos para la Medición del Ángulo de reposo de suelos granulares. Obtenido el día 31 de diciembre del 2012, desde: <http://www.scielo.cl/pdf/rconst/v9n1/art11.pdf>

³³ Creación de bases de datos para equipos en planta y actualización de stock de repuestos, para elevadores de cangilones, en una planta cementera. Biblioteca Central de la Universidad de San Carlos Guatemala. Obtenido el día 13 de enero del 2013, desde: http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0545_MI.pdf

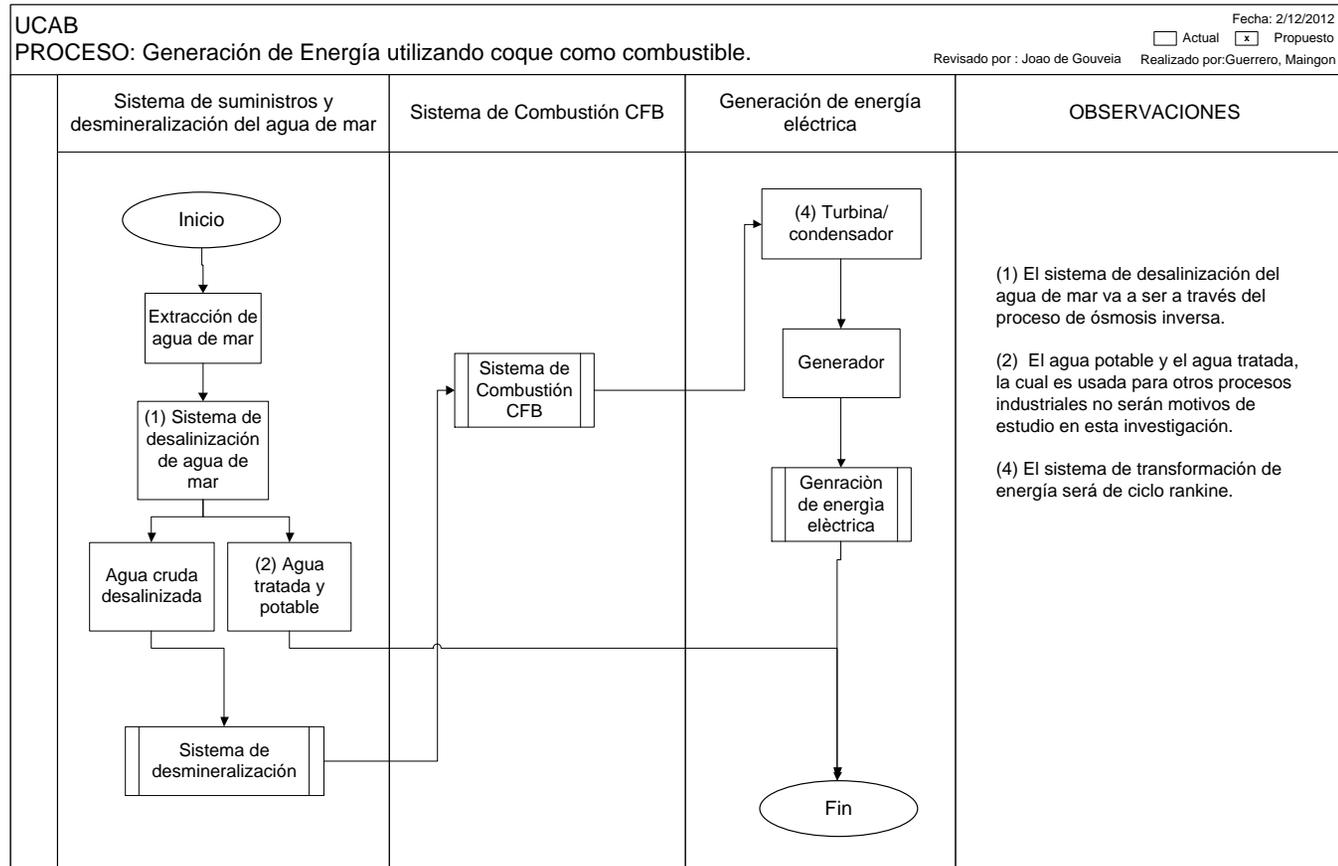


Figura 7. *Proceso de Generación de energía utilizando coque como combustible.*
Fuente: *Elaboración propia*

A continuación se desarrollaran los procesos, y sus respectivos procedimientos.

4.6. Sistemas de suministro y desmineralización de agua de mar

El **ANEXO IV-7** presenta el proceso de suministros y desmineralización del agua de mar. Debido a que la planta de generación va a estar ubicada en las cercanías del Complejo Mejorador de José y está localizado a pocos metros del mar, implica que el agua utilizada para el funcionamiento de la planta va a ser agua de este tipo. Como se mencionó anteriormente el proceso seleccionado para la desmineralización del agua es ósmosis inversa, dicho proceso se explica a continuación:

4.6.1. Sistema de extracción de agua

La mayoría de las plantas de desalinización son alimentadas con agua superficial extraída del mar con una profundidad entre 1 a 6 metros, esta agua contiene grandes cantidades de arena, algas, peces y microorganismos. Para obtener una mejor calidad de agua lo ideal es que sea extraída por debajo de los 35 metros de profundidad debido a que la carga de escombros, peces, etc. es veinte (20) veces menor que en la superficie.³⁴

La mejor localización para una planta de desalinización es en aguas profundas alrededor de 35 metros, en donde pueda ser alcanzado a unos 50 metros de la costa, logrando bajar los costos y también el proceso de pre-tratamiento no necesariamente es llevado a cabo.⁴⁶ Lo más común es que las aguas profundas se encuentren alrededor de unos 500 metros de la costa, por lo que los costos de las tuberías por debajo o encima del mar son bastante altos, es entonces cuando se toman decisiones de pre-tratamiento.⁴⁶

El agua de mar será extraída a través de un sistema de bombas de alimentación centrífuga vertical. Una vez extraída el agua de mar esta va a ser almacenada en una fosa, posteriormente una porción del agua elevará su energía potencial con una bomba de alta presión el cual destinará el agua al proceso de pre-tratamiento. El resto de agua será devuelta al océano, con una finalidad de preservar las condiciones ambientales.

1) Sistema de pre-tratamiento

El sistema de pre-tratamiento consiste en unos pre-filtros los cuales tienen el propósito de remover las partículas del agua de mar relativamente grandes (como granos de arena), con la finalidad de evitar daños a las bombas y la obstrucción de la membrana del sistema de ósmosis inversa.

³⁴ Elsevier (2003), Seawater intakes for desalination plants, Alemania.

2) Sistema de ósmosis inversa

Una vez realizado el pre-tratamiento al agua de mar se elevará a través de bombas a alta presión, con el propósito de dar comienzo al proceso de ósmosis inversa. Este proceso, tiene como finalidad eliminar las sales disueltas que se encuentran como iones, esto se realiza en una cámara la cual está dividida por una membrana en dos secciones, donde por una de ellas entra el agua de mar a alta presión ocasionando que se aumente la concentración de partículas y la disminución del volumen de agua permitiendo que el agua desalinizada pueda pasar a través de la membrana acumulándose en la otra sección de la membrana.

La membrana de ósmosis inversa permite una ultra filtración impidiendo el paso de partículas muy pequeñas, incluyendo microorganismos que son físicamente muy grandes para pasar por los poros de la membrana.

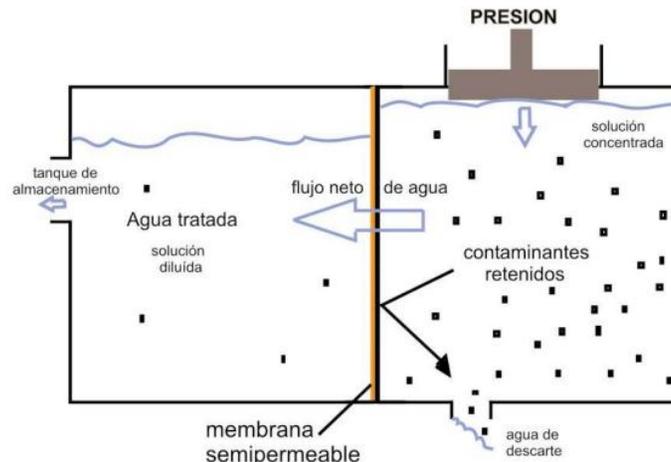


Figura 8. Sistema de Ósmosis Inversa

Fuente: Tratamiento de agua por Ósmosis Inversa³⁵

3) Tanques

Luego del proceso de desalinización el agua desalinizada se almacenará en tres tanques, los cuales estarán destinados para:

- Agua tratada, destinada a otros procesos industriales.
- Agua cruda desalinizada, destinada a un proceso de post-tratamiento para el arranque de las calderas.

³⁵ Tratamiento de agua por Ósmosis Inversa. Prowater. Obtenido el día 3 de octubre del 201e, desde: http://www.prowaterargentina.com.ar/articulos/INFO_OSM_INV_06.pdf

- Agua potable, destinada al consumo humano, servicios, entre otros.

4) Sistema de post-tratamiento

El agua que se encuentra almacenada en los tanques de agua cruda debe pasar a través de un proceso en el cual se le agregan aditivos los cuales atrapan las moléculas de los minerales del agua, haciendo que se precipiten hacia el fondo del recipiente. Este proceso es muy importante debido a que los minerales presentes en el agua a altas temperaturas tienen un comportamiento físico-químico diferente, provocando así, que si el proceso no es realizado de una manera eficaz puedan ocurrir daños en las tuberías creando incrustaciones y piedras en su interior. El agua desmineralizada tiene como destino ser almacenada en un tanque en el cual será utilizada en el proceso de combustión.

4.7. Sistema de combustión de Lecho Fluidizado Circulante (CFB)

En el **ANEXO IV-8** se puede observar el diagrama del proceso del sistema de combustión de lecho fluidizado circulante.

4.7.1. Proceso de adecuación del coque

El coque de petróleo se encuentra localizado a los alrededores de las instalaciones del Complejo Mejorador de José. El proceso de preparación del coque consiste en dos principales operaciones, triturar y secar.

El proceso de trituración es un paso crítico para el proceso de combustión, el coque debe estar en granos muy pequeños antes de entrar a la cámara de combustión y de esta manera aumentar la capacidad de ignición, de almacenamiento y transporte porque se encuentran las partículas en un tamaño uniforme. Los parámetros importantes a tomar en cuenta en el proceso de trituración son HIG (índice de trituración) y el índice de Bond, el cual es una medida de porcentaje mínimo de materia prima que debe pasar a través del tamaño de malla deseado³⁶.

El coque posteriormente de ser triturado debe pasar por la operación de secado, llevada a cabo en una atmósfera inerte con nitrógeno como su medio. El nitrógeno se usa para eliminar el contenido de humedad en exceso de la carga de alimentación.

³⁶ Reducción de tamaño. Instituto Superior de Calkini. Obtenido el día 15 de diciembre del 2012, desde: <http://www.itescam.edu.mx/principal/sylabus/fpdb/recursos/r85164.PDF>

4.7.2. *Proceso de combustión de Lecho Fluidizado Circulante*

Para la combustión del coque de petróleo se manejará la tecnología de lecho fluidizado circulante³⁷. Consiste en la combustión de sólidos pulverizados, desde carbón mineral hasta residuos de refinería con altos porcentajes de azufre y metales, para producir gases de combustión (CO_2 , H_2O , NO_x y SO_2), calor y yeso. El calor producido puede ser utilizado para la producción de electricidad o el suministro de vapor a procesos.

Los generadores de vapor de lecho circulante presentan las siguientes generalidades³⁸:

- El proceso consiste en una mezcla de partículas sólidas en un flujo ascendente de gas.
- Solamente entre un 2 y 3 % del lecho es carbonoso; el resto está compuesto de material inerte (arena).
- Cuando el contenido de azufre del combustible es elevado, se añade caliza al lecho fluido para lograr un alto grado de retención de azufre en el mismo.
- La combustión tiene lugar en bajas temperaturas de combustión 800 – 900 °C.
- El calor al agua se transfiere por conducción y convección.
- Condiciones del vapor son la mayoría sub críticas³⁹.

Para la selección de una caldera de este tipo, deben tomarse en cuenta las siguientes configuraciones como: la presión de operación de la caldera, el tipo de lecho, la alimentación del aire de combustión, la alimentación del combustible, el sistema de separación primaria de sólidos, el tipo de válvulas para la recirculación de los sólidos, según la presión y temperatura del vapor.

La unidad de operación toma lugar en el horno, una cámara vertical donde ocurre la fluidización del material del lecho (justo antes de la turbina), el cual está compuesto por los siguientes materiales: cenizas y combustible. El combustible que alimenta al horno debe tener el tamaño apropiado para ser quemado, a una temperatura de combustión relativamente baja. Dentro del horno ocurre una reacción que da como resultado el yeso, que junto con la ceniza puede ser removido fácilmente.

³⁷ Se define como lecho circulante aquel que presenta velocidades muy elevadas del aire de fluidización produciendo el arrastre de gran cantidad de sólidos del lecho, los cuales se reciclan nuevamente por diversos sistemas de separación

³⁸ López, R. (2012). Tecnologías de Combustión de Coque de petróleo. INTEVEP

³⁹ Las condiciones del vapor sub críticas en el Ciclo Rankine son aquellas que se encuentra por debajo del punto crítico del agua, en el domo termodinámico, con una presión de entrada del vapor por debajo de este punto.

En el horno se introduce el material de lecho fluidizado⁴⁰, con una combinación de aire primario, aire secundario y gases de combustión, produciendo una velocidad suficiente para crear una columna de suspensión de sólidos en movimiento. Los sólidos (cenizas) enviados fuera del horno se separan del gas de combustión en un separador de partículas y son devueltos al horno por la parte inferior.

Los gases son expulsados por el tope del separador de partículas (ciclones) y son enviados a la caldera.

Las cenizas descargadas del horno tienen como destino enfriadores que también controlan la velocidad de descarga de cenizas del sistema. Una baja temperatura de la fuente de agua es requerida para un buen funcionamiento del sistema. **El ANEXO IV-9** muestra las ventajas y desventajas de la caldera CFB y el **ANEXO IV-10** muestra el diagrama esquemático de la caldera

4.7.3. *Proceso de Post combustión*

El proceso de post combustión se entiende como todo aquel proceso implícito en el manejo de los productos de la combustión, como son las cenizas, los gases emitidos y el vapor de agua.

Las cenizas resultantes de la quema del coque tienen un alto contenido de metales pesados, como el vanadio, el níquel y el azufre. Es conocido que estos metales son tóxicos y son tan dañinos para las tuberías de los equipos, como para los seres humanos y el medio ambiente, por lo que deben colocarse mecanismos de limpieza en las vías de escape de la combustión.

Los gases emitidos más contaminantes en el proceso de combustión son óxidos de nitrógeno (NOx), los óxidos de azufre (SOx), el dióxido de carbono (CO₂) y el monóxido de carbono (CO), conocidos por su contribución en fenómenos como la lluvia ácida y la capa de ozono. En el presente TEG no se realizará un estudio de tecnología para la selección de eliminación de los mencionados contaminantes, sin embargo al ser conscientes del grave daño que se hace al medio ambiente con la incineración de combustibles sólidos, se presenta en el **ANEXO IV-11** las diferentes tecnologías existentes para la eliminación y control de los NOx, SOx, CO₂ y CO .

Además de los gases, otro producto de la combustión del coque en una caldera CFB es el yeso con un alto contenido de metales pesados, que una vez removidos puede ser empleado como suministro para la industria cementera del

⁴⁰ Material sólido que se comporta como un fluido.

país, es decir, con este producto se está en presencia de un posible nicho de mercado.

El vapor de agua que se genera en el proceso de combustión mencionado, pasa directamente al proceso de generación eléctrica, y es en la siguiente sección donde será explicado.

4.8. Sistema de generación de energía eléctrica

En el **ANEXO IV-12** se presenta el diagrama de flujo del sistema de generación eléctrica.

4.8.1. Turbinas

El vapor de agua sobre calentado, se expande en una turbina de manera irreversible⁴¹ y produce trabajo al hacer girar el eje conectado a un generador eléctrico, durante la expansión del vapor de agua se presenta un iteración mecánica, generando un cambio de volumen del vapor de agua $V_f > V_i$ y un intercambio de trabajo que produce la variación de la energía interna del vapor de agua, $W > 0$ y $\Delta U = -W$.

Dónde:

V_f : Volumen final del vapor de agua

V_i : Volumen inicial del vapor de agua

W : trabajo

ΔU : Variación de la energía interna

El vapor de agua una vez expandido, es condensado y se divide en dos corrientes: una de recirculación a la caldera y la otra a una corriente de purga para evitar su exceso y buscar el equilibrio del sistema.

⁴¹ Un proceso se denomina irreversible cuando ocurre el efecto opuesto a un proceso reversible, y este se define como aquel proceso que se puede invertir sin dejar ningún rastro en los alrededores, es decir, tanto el sistema como los alrededores vuelven a su estado inicial una finalizado el proceso inverso. (Cengel, Y y Boles, M, pág. 298).

4.8.2. Generador

Un generador eléctrico es una máquina que convierte energía mecánica en energía eléctrica, se fundamenta en la ley de Michael Faraday⁴². La fuerza generada en las aspas de la turbina, hace girar el rotor (parte giratoria de una máquina electromagnética), que a su vez hace girar una espira en el interior del campo magnético, de manera que corte continuamente sus líneas de fuerza. En este caso se induce en la bobina una fuerza electromotriz, debido a su movimiento respecto al campo magnético. La tensión generada se transfiere al exterior mediante la conexión a unos anillos metálicos, sobre los cuales se desplazan unas escobillas de carbón, esta tensión es alterna y se caracteriza por el hecho de que a periodos regulares, cambia la magnitud de su tensión y su polaridad, según una función sinusoidal.⁴³ El **ANEXO IV-13** muestra un generador elemental

4.9. Balance de Masa

El balance de masa se fundamenta en el principio químico de la conservación de la masa, que se enuncia como: *“La masa total de cada elemento se conserva durante una reacción química. Es decir, la materia total de cada elemento de una ecuación de la reacción química (los productos), debe ser igual a la masa total del elemento del lado izquierdo (reactivos) aun cuando los elementos existan en compuestos químicos diferentes en los reactivos y en los productos”*. (Cengel, Y y Boles, M, pág.770). En el **ANEXO IV-14** se muestran los balances de masa de suministro y desmineralización del agua de mar y el balance de masa de la combustión del coque de petróleo, considerándolos los procesos principales de la planta de generación de electricidad. Además en el **ANEXO IV-15** están las conversiones de flujo másico a volumétrico del agua de mar.

⁴² Cuando se desplaza un material conductor por un campo magnético en la misma dirección de sus líneas de fuerza, en la opuesta no se detecta fenómeno alguno, pero cuando este conductor se desplaza cortando dichas líneas de fuerza, se detecta en sus extremos la presencia de una fuerza electromotriz inducida.

⁴³ Enciclopedia Autodidáctica Interactiva OCEANO. Año 1990.

4.10. Equipos requeridos

Los equipos requeridos para la planta de generación eléctrica, fueron establecidos y recomendados por los expertos en el área ya nombrados, y se desglosan en la Tabla 13.

Tabla 13. Equipos requeridos.

Fuente: Elaboración propia

TAG	Equipo	No. de unidades	Parámetros de diseño
Sistema de suministro y desmineralización del agua de mar			
T-01	Fosa de Agua de Mar	1	En concreto. Cap.: 75000 m ³ .
P-01 A/B/C	Bomba de Alimentación de Agua de Mar	2+1	Centrífuga, vertical, 2000HP
X-01	Unidad Desalinizadora por Osmosis Reversa	1	Cap.: 75000 m ³ /día
T-02	Tanque de Agua Tratada	1	Tanque atmosférico, techo cónico, de acero al carbono. Cap.: 42960 BIs
T-03	Tanque de Agua Cruda Desalinizada	1	Tanque atmosférico, techo cónico, de acero al carbono. Cap.:8400 BIs
T-04	Tanque de Agua Potable	1	Tanque atmosférico, techo cónico, de acero al carbono. Cap.:8400 BIs
T-05	Tanque de Agua Arranque de Calderas	1	Tanque atmosférico, techo cónico, de acero al carbono. Cap.:6850 BIs
X-02 A/B	Unidad Desmineralizadora de Agua	1	Cap.: 50 m ³ /h
Sistema de Combustión y Generación Eléctrica			
T-06	Tanque de Fuel Oil	1	Tanque atmosférico, techo cónico, de acero al carbono. Cap.:5040 BIs
P-02 A/B/C	Bombas de Agua de Alimentación a Caldera	2+1	Centrífuga, 25 HP
B-01	Caldera de combustión de Lecho Fluidizado	1	150 MW, 540 t/h vapor sobrecalentado @ 125 bar, 540 °C ⁴⁴
ST-01 A/B	Turbina de Vapor	2	De condensación, de 100 MW, carcasa simple – GE Modelo SC/SAC series

⁴⁴ Circulating fluidised bed technology. Alstom. Obtenido el día 13 de enero del 2013, desde: <http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/circulating-fluidised-bed-boiler-technology-coal-oil-power.pdf>

TAG	Equipo	No. de unidades	Parámetros de diseño
-	Generador	1	150 MW
-	Trituración y secado	1	Tamaño de partícula < 6.4 mm (0.25") (590 micras) y humedad < 6% ⁴⁵
Medio de transporte			
-	Bandas transportadoras	1	No planas, tipo en "V".
-	Cangilones	1	Cangilones cerrados de cadena.

En el **ANEXO IV-16** se muestran las descripciones y especificaciones de los equipos principales de la planta de generación.

4.11. Requerimiento de espacio

El requerimiento de espacio no es más que la distribución física de los equipos, donde se debe tomar en cuenta el manejo de materiales, espacios para almacenamiento, trabajadores indirectos y todas aquellas actividades que se encuentran involucradas en el desarrollo diario de las actividades de la planta.

Para determinar la distribución de la planta, se pueden aplicar distintos métodos que ayuden a diseñar un plano que permita minimizar los costos y un mínimo manejo de materiales. Es importante mencionar que una mala distribución de la planta aumenta la duración total del trabajo, ya sea porque origina movimiento innecesario de material y trabajadores.

Existentes diversos métodos de distribución, sin embargo, a efectos de esta investigación se aplicará el método SLP (Systematic Layout Planning), puesto que por la naturaleza de este trabajo se utiliza una técnica poco cuantitativa al proponer distribuciones con base en la conveniencia de cercanía de los procesos. En el **ANEXOIV-17** se muestra la simbología y el diagrama de relaciones utilizado.

En la Figura 9 se puede apreciar la relación entre los procesos de la planta que darán como resultado el layout esquemático de la misma como se muestra en la Figura 10.

⁴⁵ Instituto Tecnológico Venezolano de Petróleo.

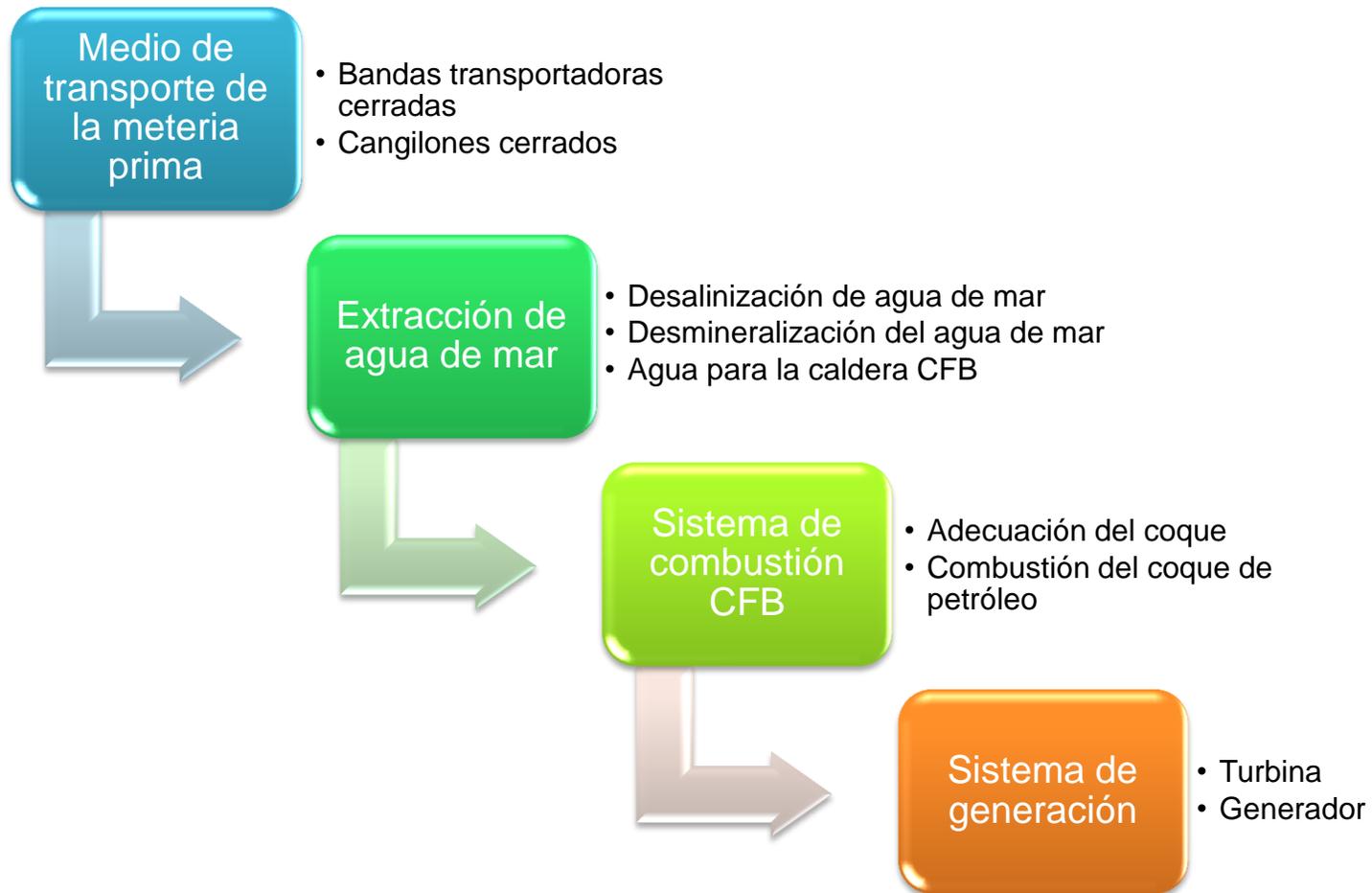


Figura 9. Relación entre los procesos de la planta de generación eléctrica.

Fuente: Elaboración propia

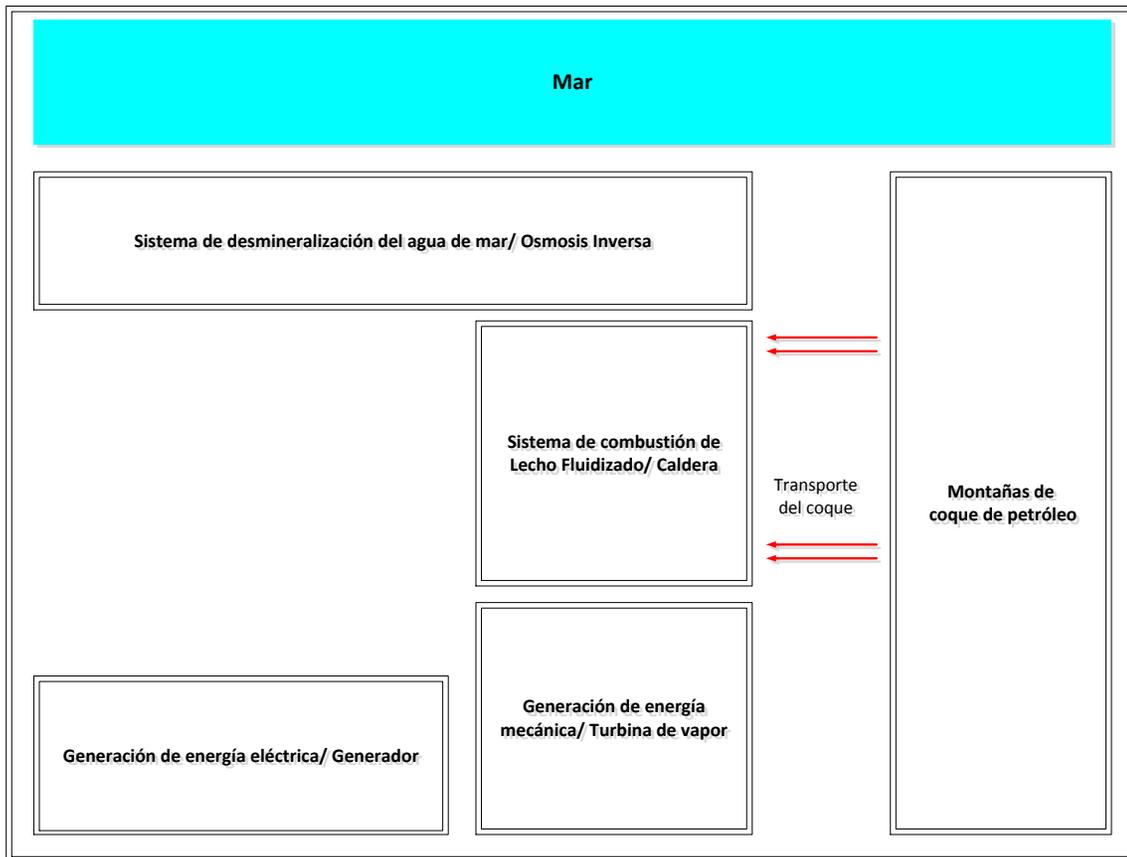


Figura 10. Layout esquemático de la planta.

Fuente: Elaboración propia.

Luego de proponer el layout esquemático de la planta se quiere conocer el valor aproximado de área que ocuparía la planta, sin embargo, esto no representa una limitante para el proyecto. Este valor será un estimado, debido a que se conoce el área de una planta de generación eléctrica bajo las mismas condiciones con una potencia nominal de 145 Mw⁴⁶, en el Estado de California, Estados Unidos, la cual tiene un área de 16,38 acres, es decir, 6,63 hectáreas, por lo que se espera que la planta de generación eléctrica propuesta en la presente investigación ocupe aproximadamente 7 hectáreas.

⁴⁶ Tracy Peaker Plant. Project Description. Archivos del profesor Gustavo González.

Del estudio técnico se puede concluir que la localización de la planta, será en el Estado Anzoátegui, específicamente en los alrededores del Complejo Mejorador Jose, así como también la caracterización de los procesos, y los equipos principales necesario para la generación de energía a partir de coque de petróleo. Además se estimó que el área de la planta sería de 7 hectáreas, con una distribución esquemática y asumiendo que se cuenta con un espacio suficiente para su construcción. Por último se presenta en el **ANEXO IV-18** el proceso general de la transformación de coque de petróleo en energía eléctrica, además en la Figura 11 se presenta una síntesis del estudio técnico.

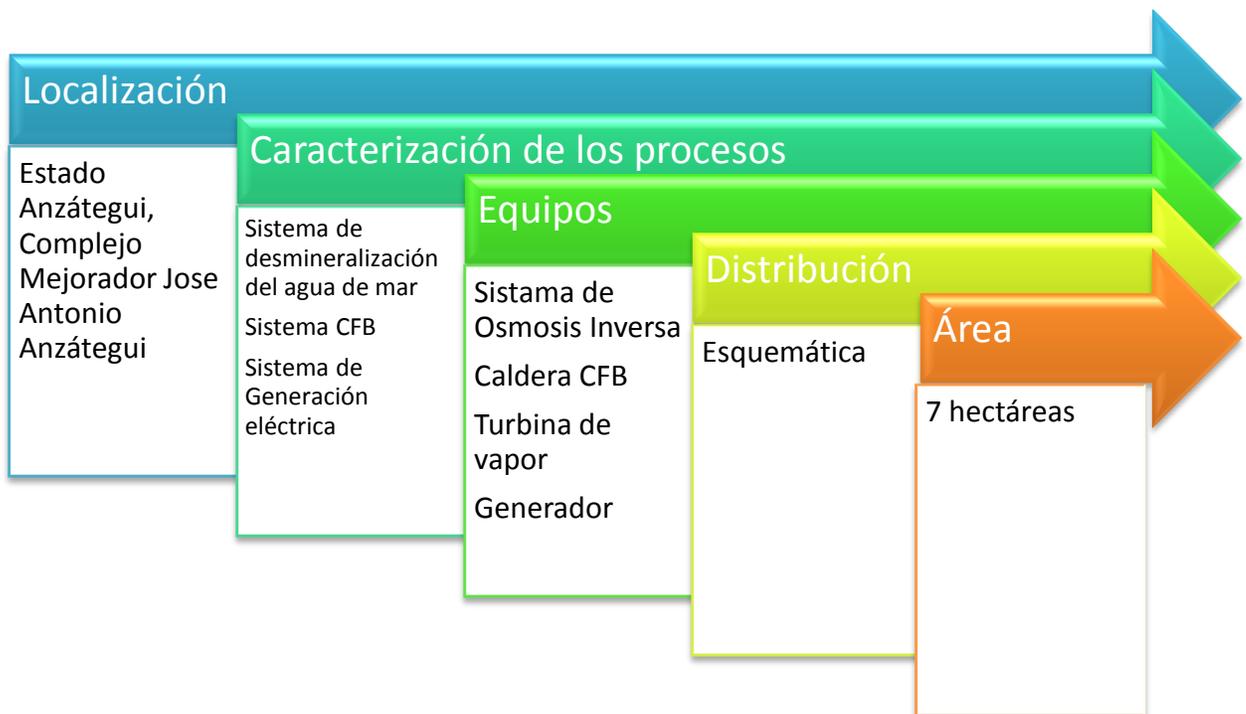


Figura 11. Síntesis del estudio de mercado.

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO V

5. ESTUDIO DE MERCADO

El siguiente capítulo contiene información referente al estudio de mercado para una planta de generación eléctrica ubicada en el Estado Anzoátegui, que busca satisfacer las necesidades de insuficiencia energética en comunidades cercanas al Complejo Mejorador de Jose, además de buscar una solución para la acumulación de coque de petróleo en sus alrededores. A continuación se realiza un análisis de la oferta y la demanda y se definen tanto las características del mercado objetivo como también la conducta y el comportamiento del mercado potencial.

5.1. Características del estudio

Para llevar a cabo el estudio de la planta de transformación, la recopilación de información, obtención de los responsables del manejo de la planta y la situación actual de la oferta y la demanda en la región, resultó ser un proceso engorroso, dado a que la información es considerada confidencial tanto para la estatal de petróleos (PDVSA) como para la estatal eléctrica (CORPOELEC).

Con la finalidad de conocer la situación actual del mercado se utilizaron diversas fuentes de información primarias y secundarias en la Tabla 14 se muestran las distintas fuentes consultadas así como las herramientas utilizadas para obtener la información requerida para llevar a cabo el estudio de mercado, destacando que en las fuentes de información secundarias a consultar, la información era escasa, no existía o simplemente no la compartían por ser información confidencial.

Tabla 14. Fuentes de Información Analizadas para el Estudio de Mercado.

Fuente: Elaboración propia

Fuentes de Información Analizadas para el Estudio de Mercado			
Tipo de Fuente	Fuente de Información	Descripción de la fuente de información	Herramientas utilizadas para la obtención de la información
Primaria	Ing. Rolando López (INTEVEP)	<ul style="list-style-type: none"> Porcentaje de participación del mercado Mercado Potencial 	Entrevista no estructurada
	Profesor Gustavo González	<ul style="list-style-type: none"> Estudio de localización Balances de masa. Equipos. 	

Tipo de Fuente	Fuente de Información	Descripción de la fuente de información	Herramientas utilizadas para la obtención de la información
Secundaria	Profesor Joao De Gouveia	<ul style="list-style-type: none"> Descripción de la metodología del estudio de mercado 	Entrevista no estructurada
	Profesor Humberto Castellanos	<ul style="list-style-type: none"> Consumo de la energía eléctrica Sistema Interconectado Nacional de energía (SIN) 	

5.1.1. Necesidad Encontrada

En los últimos años se ha venido mostrando notables deficiencias que se manifiestan con constantes cortes de energía y un plan de racionamiento de la misma, principalmente en el interior del país. Se han publicado resoluciones por parte de las autoridades para solventar el problema, sin embargo éste persiste. Una de las primeras medidas tomadas por el Ministerio para la Energía Eléctricas fue establecer las condiciones para los equipos, se publicaron medidas para promover el uso eficiente de la energía a establecimientos comerciales, elaborar planes para el ahorro energético, multas, menor uso de ascensores o escaleras mecánicas, entre otras.

El presidente de la Federación de Trabajadores de la Industria Eléctrica de Venezuela (FETRAELEC), advierte que las ineficiencias en el sector eléctrico son causadas por la escasez de transmisión y distribución. Por otra parte señala que el crecimiento interanual de la demanda nacional de electricidad está en 7% en promedio, en el Estado Anzoátegui está creciendo un 14 % lo que lo convierte en la región con mayor crecimiento a nivel nacional, también es importante aclarar que la demanda energética en el año 2000 era de 11.000 megavatios (Mw) y actualmente la demanda máxima es de 17.965 megavatios, esto es un 63% más, debido al incremento de la población.⁴⁷

Según el consultor internacional José Aguilar de sistemas eléctricos señala que “Se necesitan unos 1.100 Mw adicionales, más un 10% de reserva para un aproximado de 1.250 Mw que deben estar instalados entre el Oriente y

⁴⁷ Crisis Eléctrica Entraba el Desarrollo. Soberanía. Obtenido el día 17 de diciembre del 2012, desde: http://www.soberania.org/Articulos/articulo_7998.htm

Occidente para bajarle la fiebre a la RTT (Red Troncal de Trasmisión)".⁴⁸ Otro punto importante mencionar es que no se ha logrado igualdad entre la oferta y la demanda, en los últimos meses se ha avanzado para atacar la crisis eléctrica en el país pero la demanda también avanza con ésta.⁴⁹ A si mismo otra necesidad encontrada para llevar a cabo el desarrollo de la planta de generación eléctrica es la acumulación de coque que se encuentra actualmente en el país, como ya se ha mencionado anteriormente. En un entorno de combustibles a precios altos para el sector industrial los ahorros que puede ofrecerle el coque pueden llegar a ser significativos. Es por esto que el gobierno nacional ha tenido gran interés en invertir tiempo y dinero para realizar estudios relacionados a cómo se debe usar este subproducto del petróleo como combustible.



Figura 12. Necesidad Encontrada.

Fuente: Elaboración propia

⁴⁸ Estiman que equidad en sistema eléctrico está lejos de lograrse. Soberanía. Obtenido el día 17 de diciembre del 2012, desde: <http://www.eluniversal.com/economia/121129/estiman-que-equidad-en-sistema-electrico-esta-lejos-de-lograrse>

⁴⁹ Estiman que equidad en sistema eléctrico está lejos de lograrse. Soberanía. Obtenido el día 17 de diciembre del 2012, desde: <http://www.eluniversal.com/economia/121129/estiman-que-equidad-en-sistema-electrico-esta-lejos-de-lograrse>

5.1.2. Descripción del servicio

El servicio que se quiere ofrecer al Complejo Mejorador de Jose y a las comunidades cercanas al mismo, es generar electricidad utilizando el coque que dicho Mejorador produce diariamente. Para la producción de la energía en base a coque se propone una planta de generación de 150 megavatios (Mw); la razón de elegir esta capacidad, se debe a que estas soluciones son internacionalmente construidas de forma modular y una planta de 150 Mw es la alternativa más pequeña, de tal manera, que la elección es para evitar sobredimensionamiento y apuntar a la factibilidad del presente proyecto.

La solución que se propone consta de varios procesos que a modo groso se pueden describir como: proceso de desmineralización del agua, combustión y generación de la energía. En cada uno de estos procesos se encontraran diferentes desechos o residuos: en el proceso de desmineralización, el agua que se devuelve al mar debe estar bajo restricciones establecidas por las leyes de ambiente para no dañar el ecosistema (Ver **ANEXO V-1**), en el proceso de postcombustión se producen cenizas como el vanadio, níquel (Ni) y gases como el ácido sulfúrico (SOx), que son contaminantes por lo que se deben manejar de manera oportuna y cuidadosa; por último en el proceso de generación se tendrá la electricidad como resultado final.

Cabe destacar que de forma independiente a la factibilidad económica del presente proyecto, la generación de energía eléctrica es un recurso que en los actuales momentos de crisis energética a nivel nacional, se presentaría como una solución que podría favorecer a este problema, además de la eliminación del coque, cuya acumulación podría convertirse en un problema ambiental de proporciones graves.

5.1.3. PDVSA y el coque

Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) es la responsable de todas las actividades que se desarrollan en la producción y comercialización del petróleo, como lo establece la Ley de Orgánica de Hidrocarburos en su Capítulo I, Artículo número 1 dice, *“Todo lo relativo a la exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento, comercialización, conservación de los hidrocarburos, así como lo referente a los productos refinados y a las obras que la realización de estas actividades requiera, se rige por esta Ley”*⁵⁰.

⁵⁰ Ley Orgánica de Hidrocarburos. Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. Obtenido el día 26 de diciembre del 2012, desde:

Además es importante mencionar que el Ingeniero Rolando López (INTEVEP), experto en el área informó que *“Existen políticas internas de seguridad y medio ambiente de PDVSA”,* donde se establece que *“PDVSA es responsable de los pasivos generados hasta la disposición final”,* es decir, el coque que se encuentra en Jose pertenece a la empresa, quienes son los responsables de los beneficios o daños que el desecho cause. Por lo tanto los procesos necesarios para la combustión del coque dependen completamente de Petróleos de Venezuela, y una vez que éste llegue al proceso de transformación de energía mecánica en eléctrica es donde termina las responsabilidades por parte de PDVSA.

El Artículo 55 del Capítulo VII, de la Ley Orgánica de Hidrocarburos también está relacionado con este tema, la cual establece que: *“Cuando en los procesos de refinación de hidrocarburos naturales y en los de industrialización de los productos refinados, aparecieren sustancias, con valor comercial, industrial o estratégico, distintas a las previstas en las licencias o permisos, las empresas deberán notificarlo al Ejecutivo Nacional, quien decidirá sobre las condiciones para el destino y utilización de las mismas”*⁵¹

Por lo antes mencionado y considerando que el coque se encuentra acumulado en el Complejo Mejorador Jose, se concluye que PDVSA se convierte en el proveedor de la materia prima para la planta que se propone y en el dueño del negocio que se planteará en la presente investigación.

Por otra parte, a través de entrevistas al Ing. Humberto Castellanos por parte del sistema de distribución de energía se establece que de *“construirse una planta de electricidad el SIN (Sistema Interconectado Nacional) se quiere toda la energía que se pueda”* y en la entrevista al Ing. Rolando López por parte de la sistema de adecuación y manejo del coque de petróleo se puede establecer que *“para una planta de 150 Mw es preferible mandar toda la energía a la red y así contribuir a deshacerse del coque”*. Entonces como conclusión se puede indicar que toda la energía generada por la planta propuesta va a ser enviada al SIN, con altas probabilidad se de ser consumida por las comunidades aledañas a Jose.

http://www.menpet.gob.ve/repositorio/imagenes/file/normativas/leyes/LEY_ORGANICA_DE_HIDROCARBUROS_CORREGIDA.pdf

⁵¹ Ley Orgánica de Hidrocarburos. Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. Obtenido el día 26 de diciembre del 2012, desde: http://www.menpet.gob.ve/repositorio/imagenes/file/normativas/leyes/LEY_ORGANICA_DE_HIDROCARBUROS_CORREGIDA.pdf

5.1.4. Descripción del Cliente

Luego de una investigación a través de entrevistas no estructuradas, a diferentes personas involucradas en el sistema de generación eléctrica en el país y quienes están interesados en ser los dueños del negocio de la planta de electricidad (PDVSA), se llegó a la conclusión que para el presente TEG el cliente sería la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC).

CORPOELEC es creada en julio del año 2007 bajo el decreto presidencial N°5.330 definiéndola como “una empresa operadora estatal encargada de la realización de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de potencia y energía eléctrica”⁵². Además desde el pasado 31 de diciembre de 2011 CORPOELEC obtuvo el traspaso definitivo de todos los activos de las empresas eléctricas del país, siendo ésta la “única organización responsable de la Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica en Venezuela”⁵³, por lo que hoy en día es CORPOELEC la única organización adscrita al Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE) autorizada para la venta de electricidad. Entiendo esto como que empresas del sector como EDELCA, La EDC, ENELVEN, ENELCO, ENELBAR, CADAFE, GENEVAPCA, ELEBOL, entre otras, dejaron de funcionar como privadas, y pasaron a ser manejadas administrativamente por la estatal CORPOELECT.

En la actualidad el patrimonio de generación eléctrica en el país está compuesto por once (11) plantas termoeléctricas, nueve (9) plantas hidroeléctricas y veinticinco (25) plantas de generación distribuida (grupos electrógenos)⁵⁴. Para la transmisión CORPOELEC posee una red eléctrica, con un total de 18 mil kilómetros de líneas en 400, 230 y 115 kilovoltios; 180 subestaciones y una capacidad de transformación que supera los 24 mil MVA⁵⁵. Mencionado el último proceso modular que es la distribución de energía, la organización cuenta con Sistema Eléctrico Nacional de Distribución (SEND).

⁵² Corporación Eléctrica Socialista. Visitado el día 26 de diciembre del 2012, desde: <http://www.corpoelec.gob.ve/qui%C3%A9nes-somos>

⁵³ Corporación Eléctrica Socialista. Visitado el día 26 de diciembre del 2012, desde: <http://www.corpoelec.gob.ve/qui%C3%A9nes-somos>

⁵⁴ Un grupo electrógeno es una máquina que mueve un generador de electricidad a través de un motor de combustión interna.

⁵⁵ Corporación Eléctrica Socialista. Obtenido el día 20 de enero del 2013, desde: <http://www.corpoelec.gob.ve/transmisi%C3%B3n>

5.1.5. Modelo del negocio

La presente investigación presenta el modelo de negocios que debería implementarse si llegará a desarrollarse la planta de generación de electricidad utilizando coque como combustible, bajo las siguientes consideraciones:

1. Se asume que PDVSA es el dueño del proyecto, quién contratará a una empresa de ingeniería, procura y construcción (IPC) del sector privado para la construcción del planta, le venderá la energía generada a CORPOELEC y esta organización se encarga de la venta al consumidor final, que serían la comunidad (en el año cero de la inversión):



Figura 13. Modelo de negocio para la planta de generación.
Fuente: Elaboración Propia

2. La relación actual existente entre PDVSA y CORPOELEC, se desconoce por lo que se tomará la premisa de que será el mismo dueño del proyecto quien venda la energía generada por la planta directamente a la comunidad, quedando fuera del modelo de negocios CORPOELEC (en el año cero de la inversión):



Figura 14. Modelo refinado del negocio.
Fuente: Elaboración Propia

3. Una vez la planta de generación se encuentre en funcionamiento, la empresa IPC sale del modelo de negocios, finalmente quedando:



Figura 15. Modelo simplificado del negocio
. Fuente: Elaboración Propia

5.1.6. Mercado potencial

El cliente secundario o mercado potencial para la presente investigación está compuesto de acuerdo al modelo simplificado para el negocio por aquellas comunidades adyacentes a la planta propuesta para la generación de energía eléctrica. Dicha instalación, como se ha mencionado anteriormente, estará situada en los alrededores del Complejo Mejorador de José ubicado en el Estado Anzoátegui.

En la Figura 16 se muestran las posibles comunidades a las que el servicio de energía eléctrica producida por la planta propuesta podría suplir. Cabe destacar que el número de comunidades podría incrementarse o reducirse según los análisis en conjunto de proyección de crecimiento poblacional y consumo eléctrico.



Figura 16. Mercado Potencial.

Fuente: Elaboración Propia

5.1.7. Diferenciación del Servicio

La planta de generación eléctrica utilizando coque de petróleo como combustible es innovadora para Venezuela, por lo que se han tenido que realizar estudios para conocer el potencial del coque y las tecnologías usadas, además por ser un subproducto del petróleo es un combustible que para un país como Venezuela es de muy fácil acceso. El propósito principal de la planta es ofrecer soluciones a un bajo costo.

5.2. Medición y Pronóstico

5.2.1. Proyección de consumo energético

Para el desarrollo de las proyecciones de energía, es necesario el cumplimiento de pasos previos, debido a que para el desenvolvimiento de pronósticos basados en series de tiempo es importante el correcto análisis de la información y así lograr un resultado exitoso. Es importante aclarar que con el pronóstico se quiere entender el pasado y no predecir el futuro.

En primer lugar es necesario analizar la fuente de información suministrada, la naturaleza de los datos siempre están en duda. La proyección será sin ajuste por estacionalidad, puesto que los datos a trabajar no son una serie de valores continuos que represente el consumo todos los días del año, sino que representan el consumo de energía acumulado en un año por habitante.

Como primer paso se debe analizar el comportamiento del consumo de energía, para lo cual se cuenta con información procedente de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) donde se señala el consumo de energía eléctrica por habitante en toda Venezuela⁵⁶. Esta información está suministrada en unidades Bep⁵⁷/ habitante, por lo que se debe realizar una conversión de unidades a megavatios hora (Mwh) por habitante, y a continuación se presenta dicha conversión⁵⁸. (Ver **ANEXO V-2**)

⁵⁶ Indicadores Económicos-Energéticos Regionales-Venezuela, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Obtenido el día 20 de enero del 2013, desde: <http://www.olade.org/indicadores-economico-energeticos-regionales-venezuela>

⁵⁷ Bep: Barril equivalente de petróleo, consumo de energía no renovable.

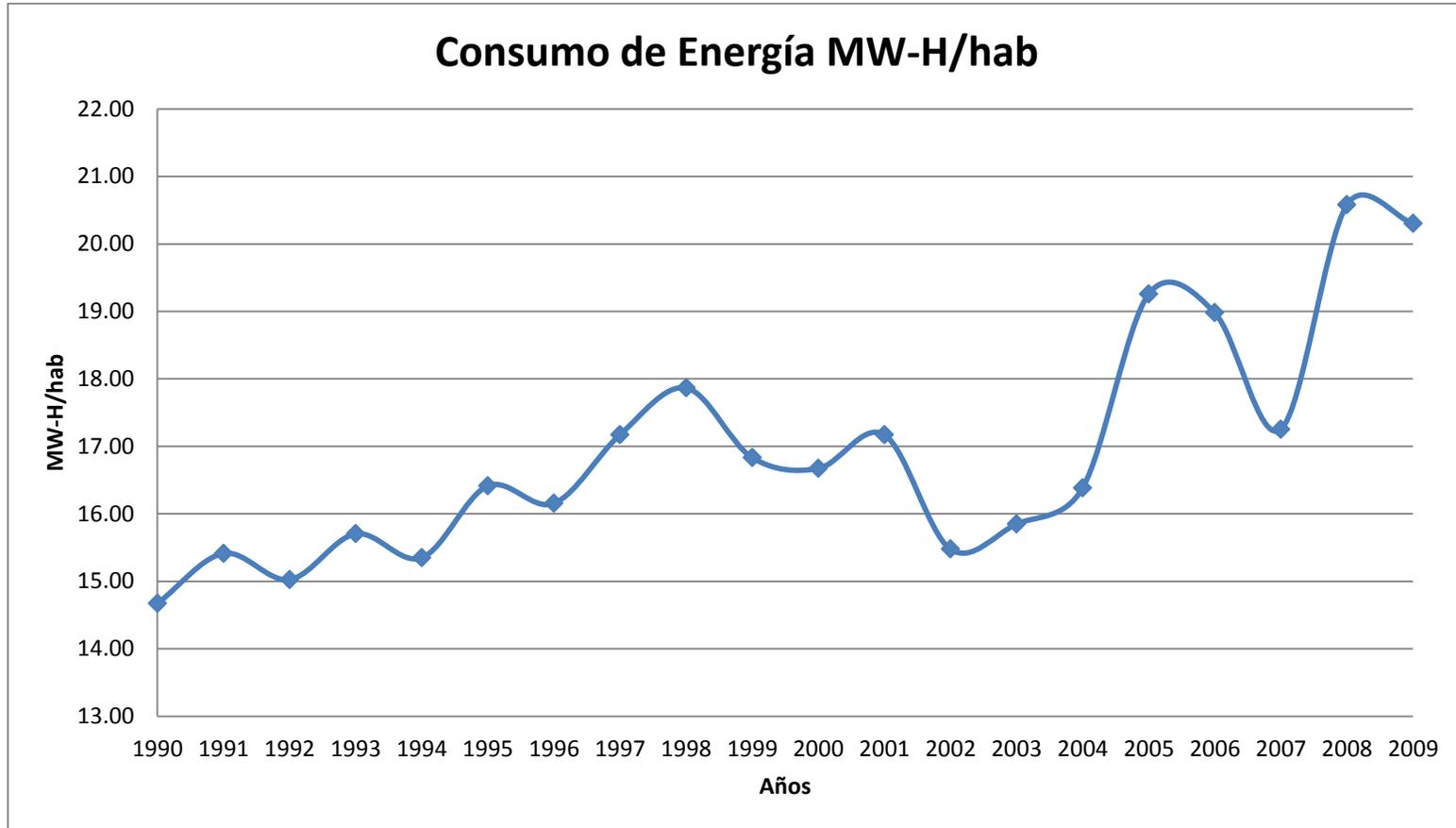
⁵⁸ Sistema de Información Económica Energética, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Obtenido el día 20 de enero del 2013, desde: <http://www.olade.org/sites/default/files/PLEGABLE2010final.pdf>

$$\frac{MWh}{0,61960bep} * \frac{\# bep}{hab} = \frac{MWh}{hab}$$

*Tabla 15. Consumo de Energía Eléctrica Nacional en MW-H /hab
Fuente: Adaptado de la Organización Latinoamericana de Energía*

Años	Bep/hab	MWh/hab.
1990	9,09	14,67
1991	9,55	15,41
1992	9,31	15,03
1993	9,73	15,70
1994	9,51	15,35
1995	10,17	16,41
1996	10,01	16,16
1997	10,64	17,17
1998	11,07	17,87
1999	10,43	16,83
2000	10,33	16,67
2001	10,64	17,17
2002	9,59	15,48
2003	9,82	15,85
2004	10,15	16,38
2005	11,93	19,25
2006	11,76	18,98
2007	10,69	17,25
2008	12,75	20,58
2009	12,58	20,30

El Gráfico 2 presenta el consumo de energía per cápita nacional.



*Gráfico 2. Consumo de Energía per cápita nacional.
Fuente: Adaptado de Organización Latinoamericana de Energía*

Al analizar el Gráfico 2 se puede notar que se tiene un comportamiento en crecimiento, pero se aprecia un cambio significativo en la curva del consumo de energía eléctrica entre los años 1998 y 2002; las razones de este se pueden inferir a los problemas económicos y políticos acarreados en el país durante dicho periodo de años. Debido a este cambio en los datos se procede a analizar el comportamiento por separado en dos periodos de tiempo: en la Gráfico 3 desde 1990 hasta 1998 (comportamiento homogéneo) y en Gráfico 4 de 1999 hasta 2009 (comportamiento menos homogéneo), esto con la finalidad de comprender el comportamiento del consumo de energía eléctrica.

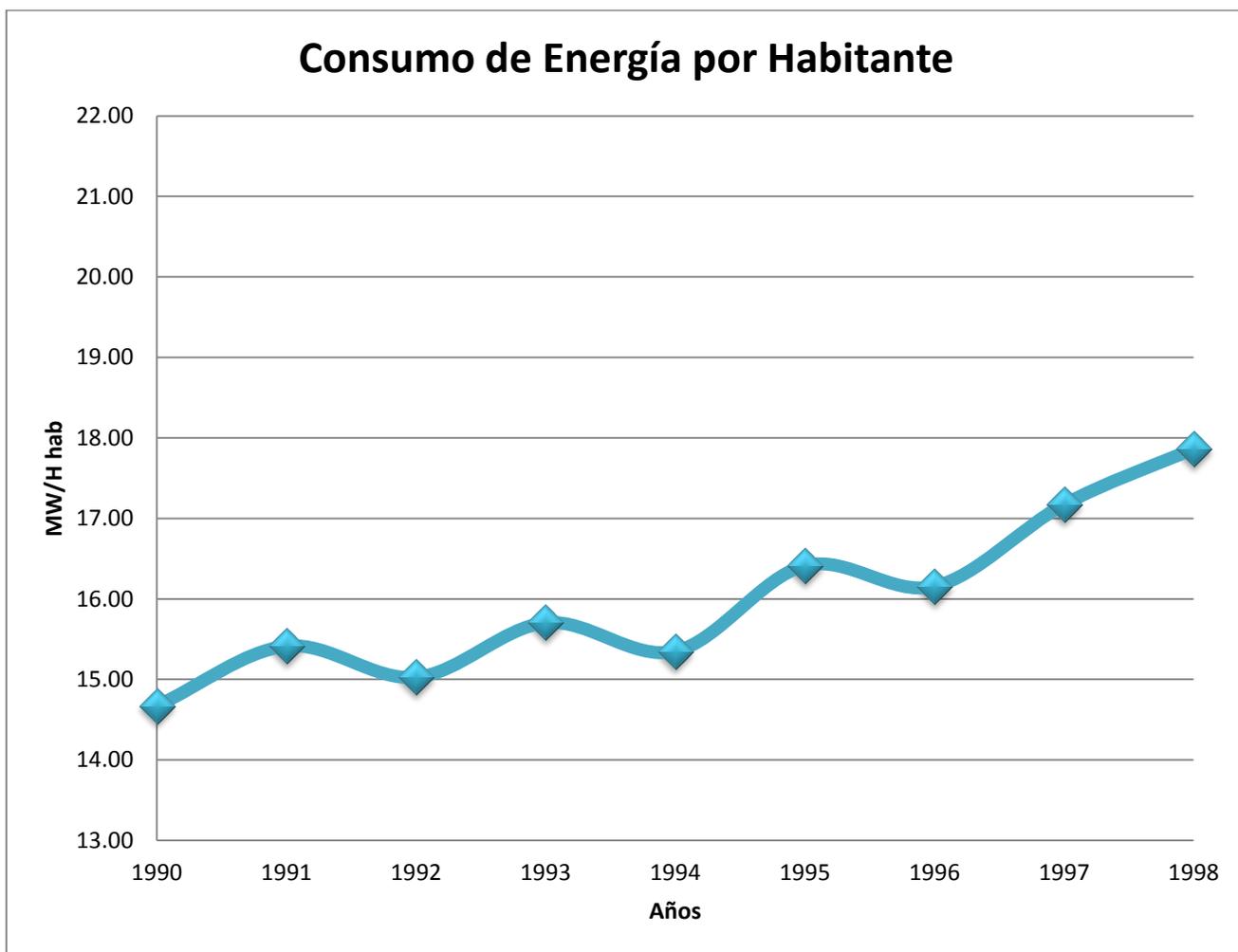
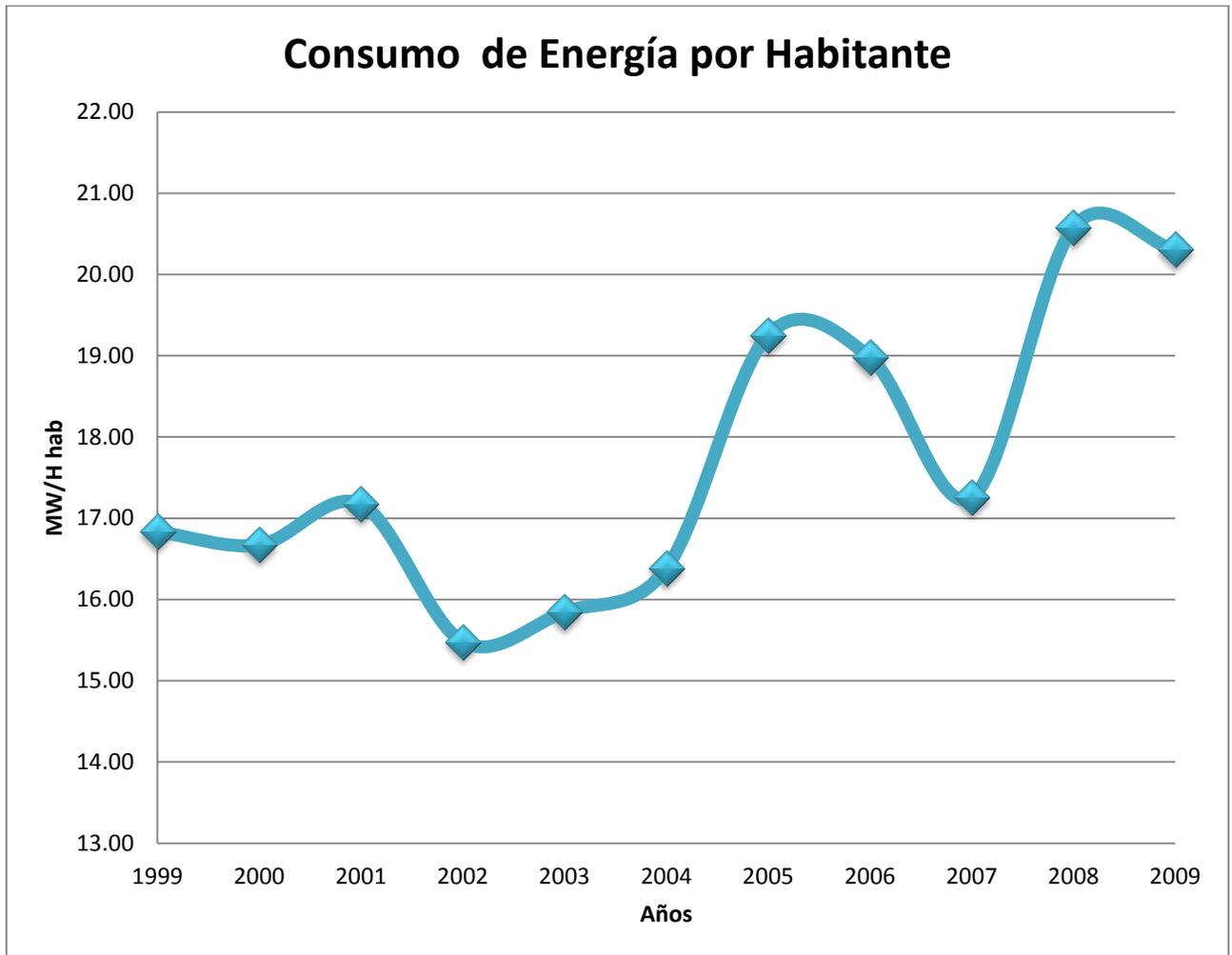


Gráfico 3. Consumo de Energía Eléctrico 1990-1998.

Fuente: Adaptado de la Organización Latinoamericana de Energía



*Gráfico 4. Consumo de Energía Eléctrico 1999-2009.
Fuente: Adaptado de la Organización Latinoamericana de Energía.*

Luego de analizar la demanda para ambos periodos de tiempos se concluye que a pesar de las influencias de los aspectos económicos y políticos para dichos periodos, en general el consumo energético está en crecimiento, por lo tanto se procede a realizar el pronóstico para los próximos nueve años contemplando todo los datos. Como primer paso se debe calcular la función de mínimos cuadrados que se ajuste mejor a la serie de datos. En el **Gráfico 5** se representa las funciones de mínimos cuadrados generada.

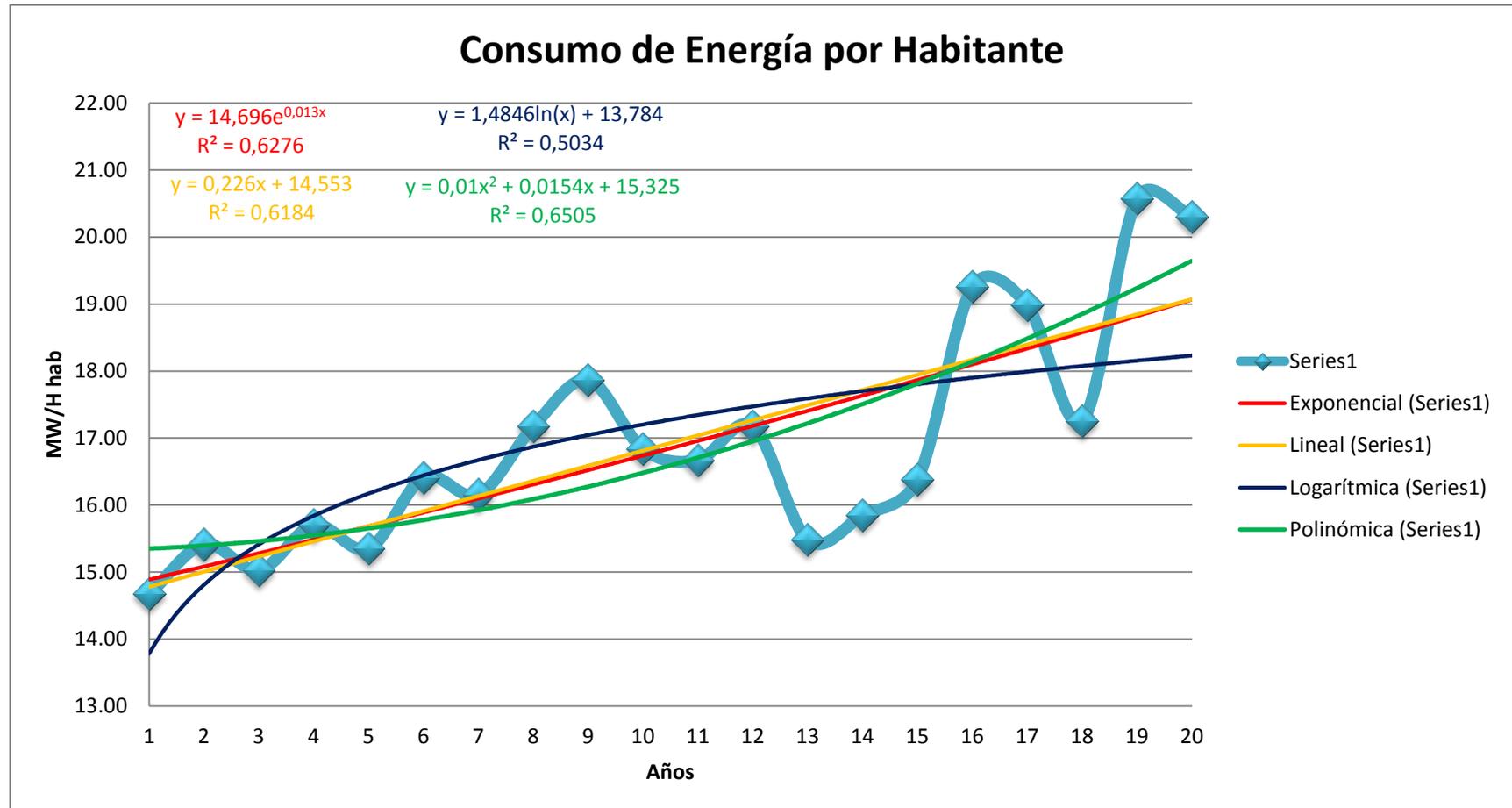


Gráfico 5. Consumo de Energía por habitante (f.m.c).
Fuente: Elaboración propia

En el Gráfico 5 se concluye que la función de mínimos cuadrados que mejor se ajusta es una función polinómica de grado dos arrojando como resultado un coeficiente de determinación de 0,6505. En la Tabla 16 se presenta el pronóstico del consumo de energía eléctrica en Venezuela para los siguientes nueve años a partir del último año de data (2009).

Tabla 16. Pronostico del consumo de energía eléctrica nacional

Fuente: Elaboración propia.

Años		Bep/Hab	MWH hab.	Valor de la f.mc (Pronóstico)	Error de Pronóstico	Desviación Estándar	Coefficiente de Variación
1990	1	9,09	14,67	15,35	0,68	0,59	0,029
1991	2	9,55	15,41	15,40	0,02	-	-
1992	3	9,31	15,03	15,46	0,44	-	-
1993	4	9,73	15,70	15,55	0,16	-	-
1994	5	9,51	15,35	15,65	0,30	-	-
1995	6	10,17	16,41	15,78	0,64	-	-
1996	7	10,01	16,16	15,92	0,23	-	-
1997	8	10,64	17,17	16,09	1,08	-	-
1998	9	11,07	17,87	16,27	1,59	-	-
1999	10	10,43	16,83	16,48	0,35	-	-
2000	11	10,33	16,67	16,70	0,03	-	-
2001	12	10,64	17,17	16,95	0,22	-	-
2002	13	9,59	15,48	17,22	1,74	-	-
2003	14	9,82	15,85	17,50	1,65	-	-
2004	15	10,15	16,38	17,81	1,42	-	-
2005	16	11,93	19,25	18,13	1,12	-	-
2006	17	11,76	18,98	18,48	0,50	-	-
2007	18	10,69	17,25	18,84	1,59	-	-
2008	19	12,75	20,58	19,23	1,35	-	-
2009	20	12,58	20,30	19,63	0,67	-	-
2010	21	-	-	20,06	-	-	-
2011	22	-	-	20,50	-	-	-
2012	23	-	-	20,97	-	-	-
2013	24	-	-	21,45	-	-	-
2014	25	-	-	21,96	-	-	-
2015	26	-	-	22,49	-	-	-
2016	27	-	-	23,03	-	-	-
2017	28	-	-	23,60	-	-	-
2018	29	-	-	24,18	-	-	-

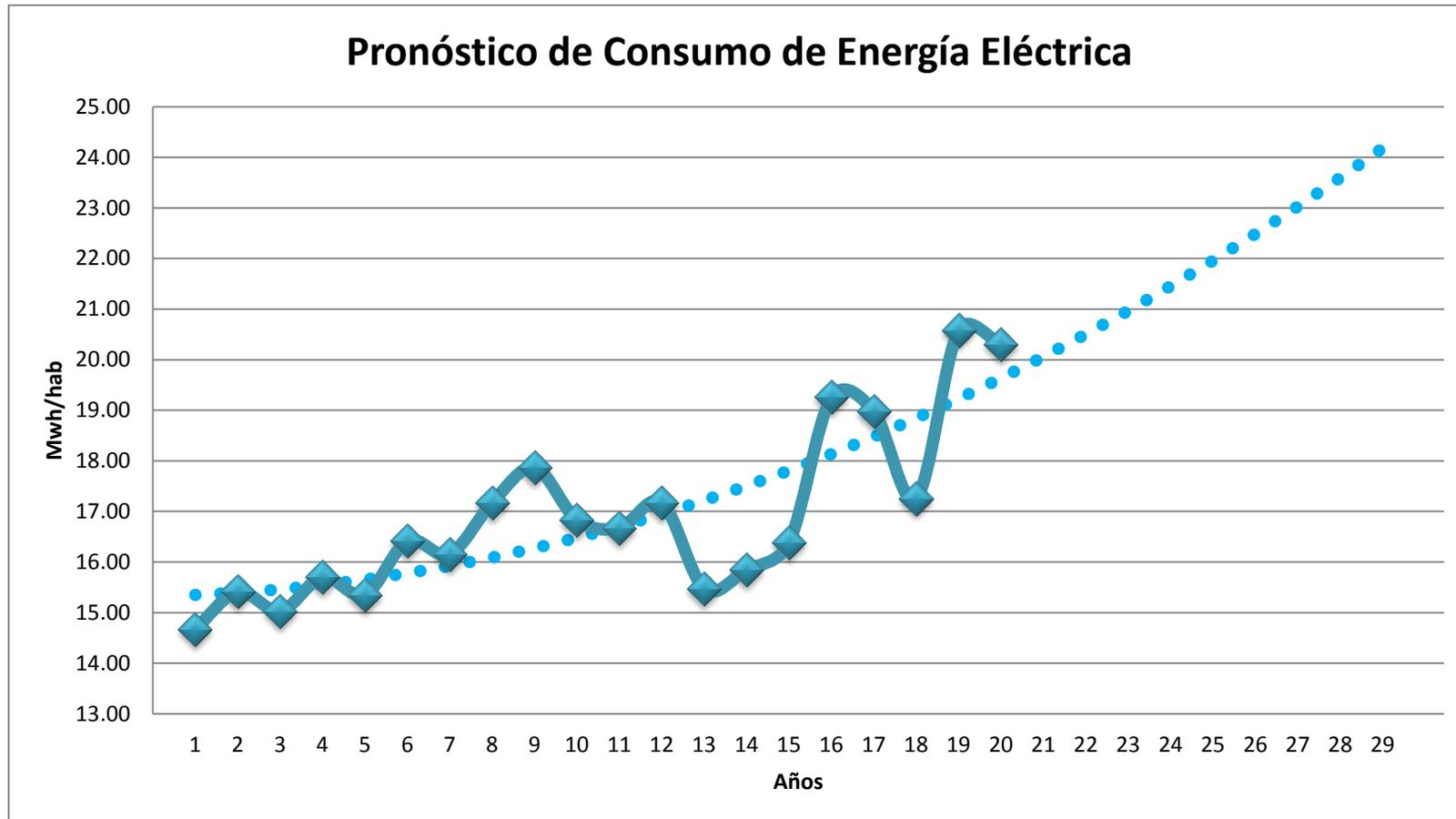


Gráfico 6. Pronóstico del consume de energía eléctrica en Venezuela.

Fuente: Elaboración propia

Luego de analizar el pronóstico se puede observar que la tendencia desde 1990 ha sido creciente, se aprecian altos y bajos a inicios de los años 1998-1999 pero aun así se mantiene la misma tendencia, las razones de este continuo crecimiento puede darse por el aumento de la población en el transcurso de los años por lo que esto justifica la intención de este TEG. Con respecto a la desviación estándar y el coeficiente de variación se puede concluir que se espera que la variabilidad de los datos sea baja en el futuro, teniendo como conclusión que el comportamiento del consumo energético podría tener bajos y altos pero con tendencias al crecimiento.

La planta de generación eléctrica estará ubicada en el estado Anzoátegui por lo que se debe conocer la población que allí habita y su consumo eléctrico. Debido a que los datos del consumo eléctrico per cápita son nacionales se debe recurrir al censo realizado en el año 2011 (**ANEXO V-3**) para conocer cuánto representa la población de Anzoátegui con respecto a la población de Venezuela. Dado a que no se conoce la relación del consumo energético de cada región con respecto a la nacional, se procederá a considerar una relación de forma lineal entre la cantidad habitantes y la población nacional, recordando que estos datos permitan tener de forma general el comportamiento del consumo energético para la región en estudio en base la cantidad de habitantes.

Ahora bien, la población total de Venezuela es de 27.227.930⁵⁹ habitantes, en el estado Anzoátegui hay 1.469.747⁶⁰ habitantes, por lo que el porcentaje que representa dicho estado es de:

$$\frac{1.469.747}{27.227.930} * 100 = 5,39\%$$

Ya conocido que el 5,39% de la población de Venezuela es de Anzoátegui se quiere determinar cuántos Megavatios (Mw) hora por habitante

⁵⁹ Resultados Básicos, Censo 2011 (2012), Instituto Nacional de Estadística. Obtenido el día 20 de enero del 2013, dese: <http://www.ine.gov.ve/documentos/Demografia/CensodePoblacionyVivienda/pdf/ResultadosBasicosCenso2011.pdf>

⁶⁰ Resultados Básicos, Censo 2011 (2012), Instituto Nacional de Estadística. Obtenido el día 20 de enero del 2013, dese: <http://www.ine.gov.ve/documentos/Demografia/CensodePoblacionyVivienda/pdf/ResultadosBasicosCenso2011.pdf>

año se consumen en el estado para la proyección de 9 años a partir del año 2009.

$$24,18 \frac{MWh}{\text{año hab}} * 0,0539 = 1,303 \frac{MWh}{\text{año hab}}$$

Una vez conocido el consumo por habitante que se tiene en el estado Anzoátegui se determinó la cantidad de personas que se le puede suplir energía generando 150 Mw, en donde se supone que la planta está operando todo el día.

$$\text{Energía máxima generada} = 150Mw * 24 \text{ horas}$$

$$\text{Energía máxima generada} = \frac{3600 MWh}{\text{día}}$$

$$\text{Energía máxima generada anual} = \frac{3600 MW h}{\text{día}} * \frac{365 \text{ días}}{\text{año}}$$

$$\text{Energía máxima generada anual} = 1.314.000 \frac{MWh}{\text{año}}$$

$$\text{Habitantes} = \frac{1.314.000 \frac{MWh}{\text{año}}}{1,303 \frac{MW h}{\text{año} - \text{hab}}} = 1.008.208,38$$

$$\text{Habitantes} = 1.008.208$$

Esta cantidad de habitantes pronosticada contempla el número máximo a la que se le puede suministrar energía en el año 2018 con una potencia de 150 Mw. Conocido este dato, se procede a estimar el crecimiento poblacional para las zonas aledañas a la planta teniendo como base la información del último CENSO realizado en el año 2011. Ahora bien para seleccionar las poblaciones a las que se estima llegar con el suministro de energía se utilizarán dos criterios: la cercanía a la planta en conjunto con las cercanías al tendido eléctrico y la cantidad de habitantes (**Ver ANEXO V-4**).

En la Figura 17 se muestra las poblaciones a seleccionar (marcadas con una estrella) en base a la cercanía al complejo y al tendido eléctrico (demarcado en la figura con color amarillo).



Figura 17. Poblaciones cercanas al Complejo de Jose.

Fuente: MENPET

Una vez seleccionadas estas poblaciones se procede a mostrar (ver Gráfico 7), el comportamiento poblacional según los datos del CENSO del año 2011. Estas poblaciones son: Puerto Píritu-municipio Fernando Peñalver, Píritu Municipio Píritu, Puerto La Cruz-municipio Juan Antonio Sotillo, Clarines-municipio Manuel Ezequiel Bruzual y Barcelona-municipio Simón Bolívar y Guanta-municipio Guante.

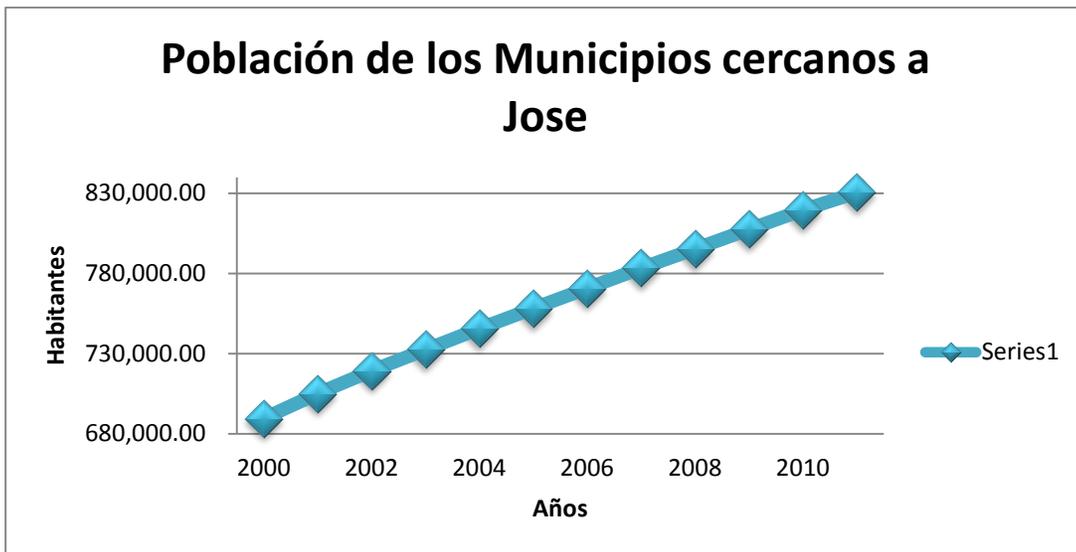


Gráfico 7. Población de los Municipios cercanos al Complejo Mejorador de Jose.

Fuente: Elaboración propia

En el Gráfico 7 se observa de forma conjunta para estas poblaciones un comportamiento lineal y creciente en el tiempo, y el Gráfico 8 se presenta los datos y las funciones de mínimos cuadrados para realizar el pronóstico del comportamiento poblacional para los años de estimación del proyecto, teniendo como año de partida el año 2012 y año de finalización el año 2018.

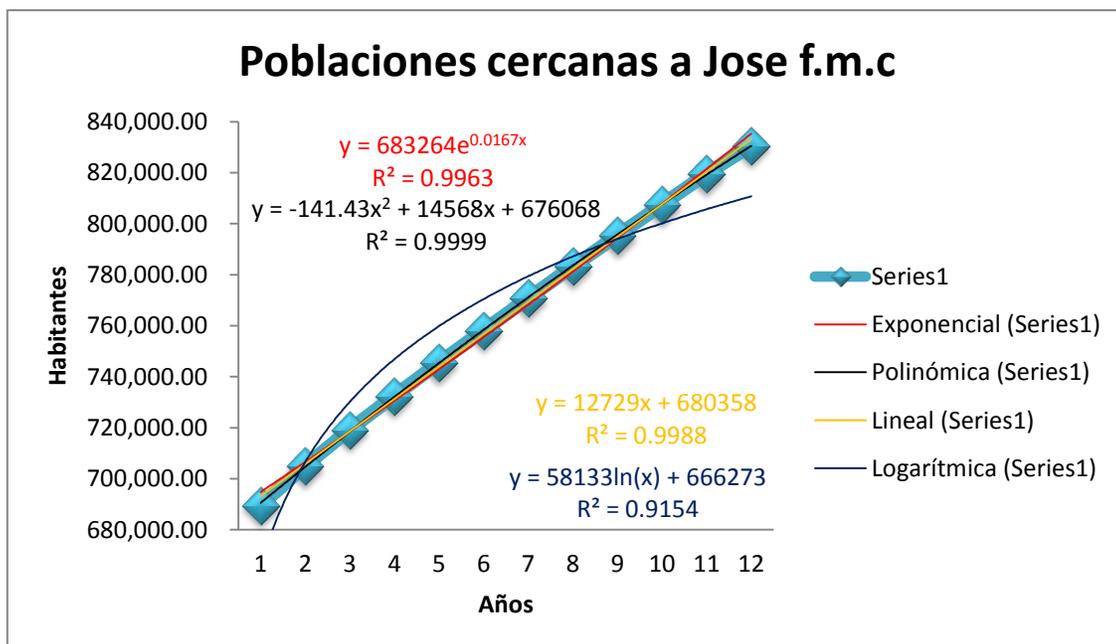


Gráfico 8. Poblaciones cercanas a Jose. Función de mínimos cuadrados.

Fuente: Elaboración propia.

En el Gráfico 8 se concluye que la función de mínimos cuadrados con mejor coeficiente de determinación es la polinómica de grado dos arrojando un valor de 0,9999 y en la Tabla 17 y en el Gráfico 9 se presentan los pronósticos de las poblaciones que habitan cerca al Complejo Mejorador de Jose.

Tabla 17. Pronostico de las poblaciones cercanas a Jose.

Fuente: Elaboración propia.

Año		Habitantes	Valor de f.m.c (Pronóstico)	Error de Pronóstico	Desviación estándar	Coefficiente de Variación
2000	1	689.604,00	690.621,57	1.017,57	6.132,03	0,0074
2001	2	704.994,00	705.146,28	152,28	-	-
2002	3	719.308,00	719,642.13	334,13	-	-
2003	4	732.473,00	734.109,12	1.636,12	-	-
2004	5	745.466,00	748.547,25	3.081,25	-	-
2005	6	758.181,00	762.956,52	4.775,52	-	-
2006	7	770.806,00	777.336,93	6.530,93	-	-
2007	8	783.217,00	791.688,48	8.471,48	-	-
2008	9	795.400,00	806.011,17	10.611,17	-	-
2009	10	807.510,00	820.305,00	12.795,00	-	-
2010	11	819.616,00	834.569,97	14.953,97	-	-
2011	12	830.611,00	848.806,08	18.195,08	-	-
2012	13	-	863.013,33	-	-	-
2013	14	-	877.191,72	-	-	-
2014	15	-	891.341,25	-	-	-
2015	16	-	905.461,92	-	-	-
2016	17	-	919.553,73	-	-	-
2017	18	-	933.616,68	-	-	-
2018	19	-	947.650,77	-	-	-

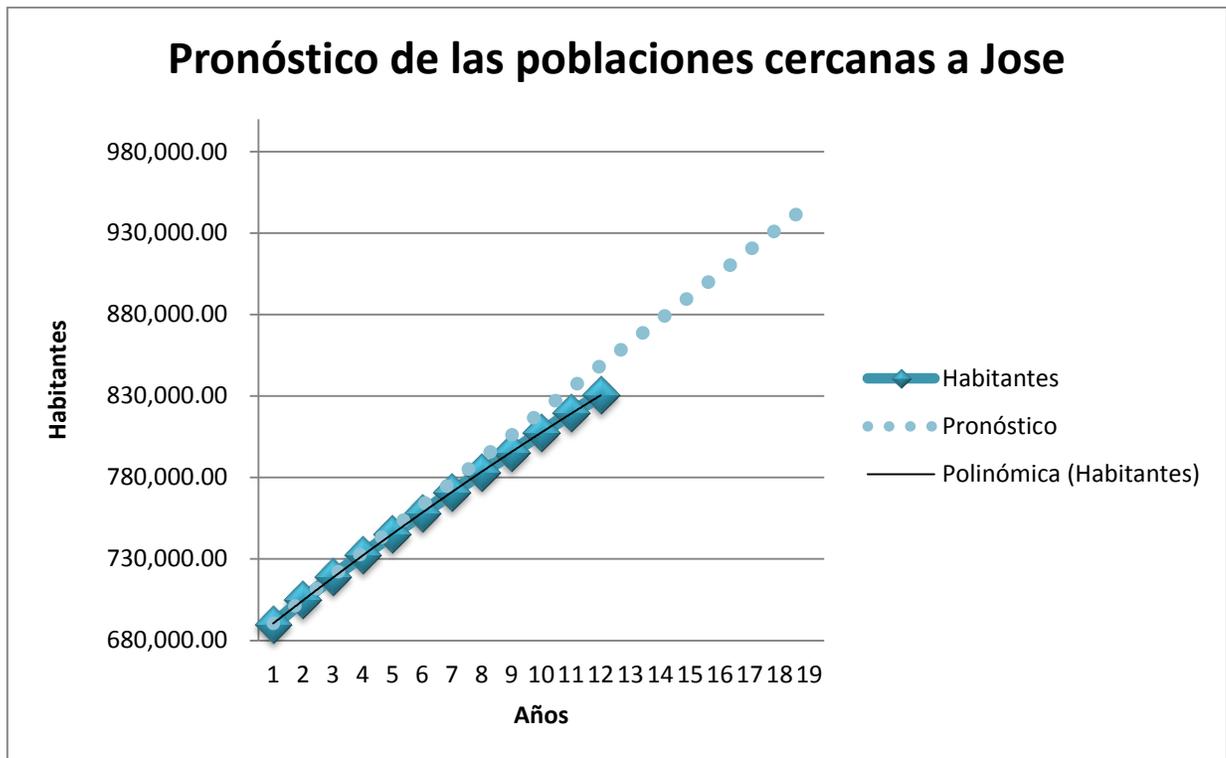


Gráfico 9. Pronóstico de habitantes en las poblaciones cercanas a Jose.
Fuente: Elaboración propia.

Después de conocer la cantidad de habitantes que se pueden suplir de energía con una planta de 150 Mw, el cual en términos aproximados es de 1.008.208 habitantes para el año 2018, de igual manera al conocer el comportamiento de la poblaciones aledañas al complejo, las cuales en conjunto para el 2018 tendría una cantidad pronosticada aproximadamente de 950.000 habitantes, y dejando una holgura cercana a los 50.000 habitantes como posibilidad de crecimiento, se puede establecer específicamente que la planta en cantidad de habitantes podría tener probabilidad de factibilidad. En la Figura 18 se presenta como resumen las poblaciones verificadas y descartadas del mercado potencial establecido para el proyecto.



Figura 18. Selección de las poblaciones estimadas a suplir con la planta propuesta.
Fuente: Elaboración Propia

5.2.1. Resumen del estudio de mercado

En la Figura 19 se presenta un esquema estructurado de forma sintetizada de los resultados del estudio de mercado.

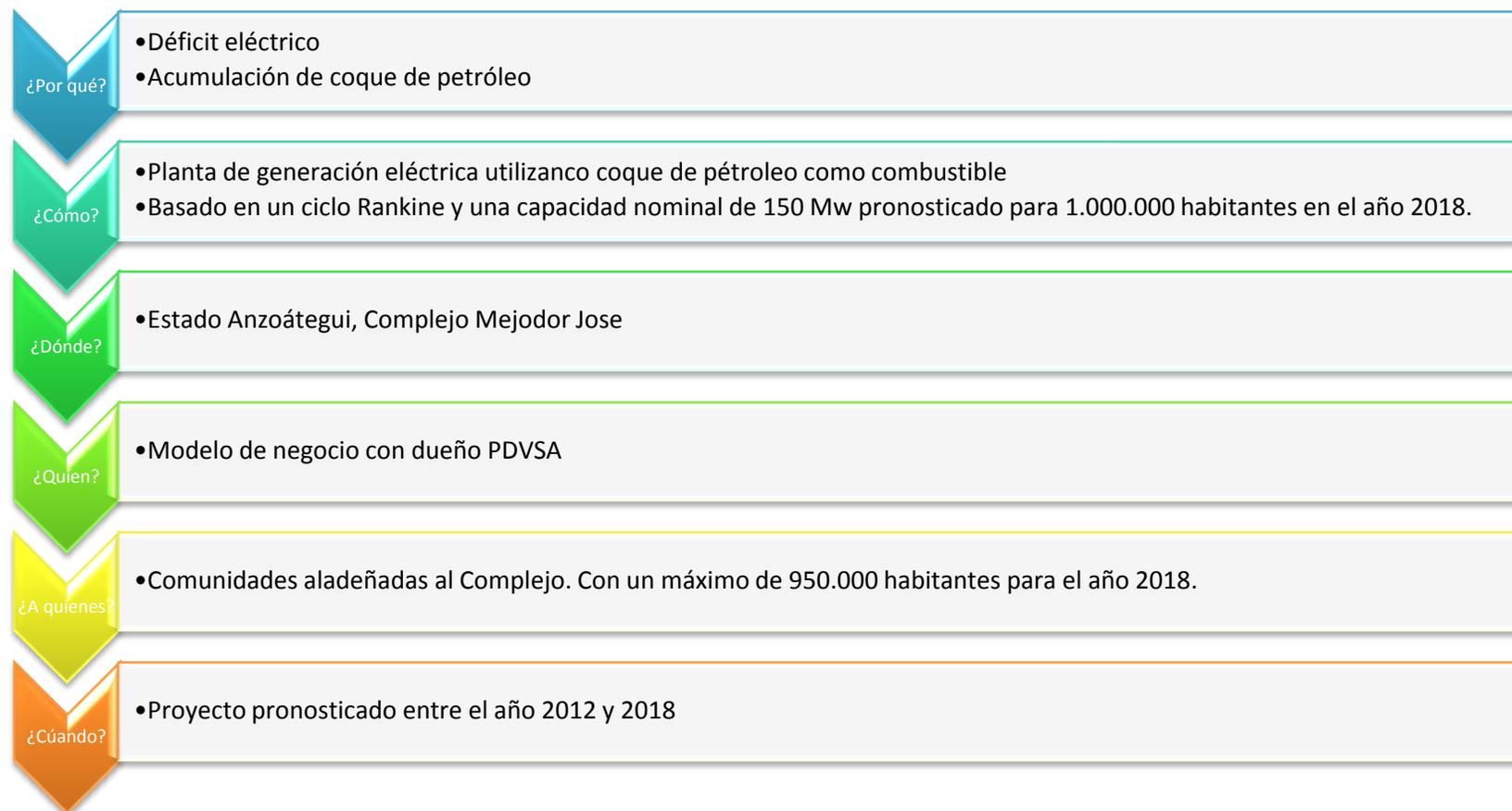


Figura 19. Síntesis del estudio de mercado.
Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO VI

6. ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO

En el presente capítulo se pretende obtener los estimadores que permitan evaluar la viabilidad económica y la rentabilidad del presente proyecto, haciendo uso de métodos de estimación de costos y herramientas financieras.

Para ello se establecerán los costos de los equipos principales, ingresos por venta; también se debe establecer el valor de la inversión inicial en base a los gastos que implican compra de maquinaria, acondicionamiento de la planta, entre otros, que se estiman serán los necesarios para la puesta en marcha de la planta. El propósito que se tiene en el presente capítulo es el de comparar la inversión inicial requerida por una planta de generación de 150 Mw, con las ventas de energía al público directo que ésta produciría en un horizonte de pronóstico de 5 años y un horizonte de vida útil de la planta de 30 años.

6.1. Bases y Criterios de Diseño

En esta sección se establecen las bases y premisas consideradas para la evaluación de los aspectos económico-financieros de la ingeniería conceptual de este TEG. Estas son las siguientes:

- Como unidad monetaria se considera el Dólar americano (US\$) con su valor actual.
- Se usará una tasa cambiara oficial para enero de 2013 de 1\$= 4,3 Bolívares en los casos que así lo requiera.
- Por tratarse de una ingeniería conceptual el estimado de costos de inversión será de Clase IV⁶¹, tal como lo define la American Association of Cost Engineers (AACE) y el cual es equivalente a la clasificación usada por PDVSA. **(ANEXO VI-1)**.
- El estimado de costos de inversión para Venezuela, está localizado para el 4° trimestre del año 2012. (Ver **ANEXO VI-5**)
- Para efectos de localización de costos se usara lo siguiente:
Estados Unidos–Venezuela: 1,29⁶² **(ANEXO VI-2)**

⁶¹ Clasificación de costos clase IV: Se realiza en estudios de factibilidad o selección de alternativas, el tipo de estimado es fundamentalmente factorizado, con una precisión de $\pm 60\%$

⁶² Association of Cost Engineers (AACE)

Estados Unidos- Otros países⁶³. **(ANEXO VI-3).**

- El estimado de costos no considera el valor del terreno, dado que le pertenece a PDVSA quien es el dueño del proyecto. Cabe destacar que éste se considera con el área y las condiciones requerida para la planta.
- No se considera el costo de la materia prima (coque), habida cuenta que la instalación de esta planta de generación eléctrica de alguna manera resuelve el problema de disposición de este subproducto y uno de los principales incentivos es la disposición de manera continua de este combustible.
- Se supone un periodo de construcción de 55 meses, es decir 5 años aproximadamente para la planta de generación. **(ANEXO VI-4).** Mientras que para la planta de ósmosis inversa se espera un período de tres (3) años⁶⁴.
- El costo del seguro de almacenamiento no estará incluido o estimado.⁶⁵
- Se considera una vida útil de la planta de 30 años.
- Se considera una disponibilidad del 95% al año.
- No se considera la inflación por tratarse de un precio de venta de electricidad regulado desde el año 2002 según la gaceta oficial N°37.415.

6.2. Inversión Inicial

Para el cálculo de la inversión inicial se tomó en cuenta los costos de las maquinarias y equipos a instalar, los cuales son necesarios para la producción de la energía eléctrica, tanto de la planta de desalinización de agua de mar como la de generación.

Por parte de los costos de la planta de generación eléctrica serán establecidos por Black & Veatch Corporation **(ANEXO VI-4)**; los cuales son referentes a una planta de generación eléctrica utilizando carbón como combustible, está se encuentra localizada en Estados Unidos. Se utilizará el método de estimación por factorización el cual permite estimar los costos de una unidad de proceso mediante la aplicación de factores multiplicadores al

⁶³ Láminas de clases de Plantas II dictadas por el profesor Gustavo Gonzales.

⁶⁴ Caballero, C. (2005). Descripción del funcionamiento de la desalinizadora de agua de mar del Canal de Alicante

⁶⁵ Black & Veatch Corporation. (2012) Cost and Performance data for power generation technologies.

costo estimado de los equipos principales que integran dicha unidad.⁶⁶ Para observar el cálculo de la inversión inicial de la planta de generación en detalle ver **ANEXO VI-5**. En la Tabla 18 se presenta la estimación de la inversión inicial de una planta generación eléctrica de 150 Mw ubicada en Venezuela.

Para el cálculo de la inversión inicial de la planta desalinizadora de agua de mar se tomó como base los costos de una planta ubicada en España refiriéndose al artículo Descripción del funcionamiento de la desalinizadora de agua de mar del Canal de Alicante⁶⁷, de igual manera se aplicarán los métodos de factorización para su determinación. Para observar en detalle la realización de dicho costo ver **ANEXO VI-6**. En la Tabla 19 se presenta la inversión inicial de una planta de desalinización de agua de mar en Venezuela.

Tabla 18. Costo de Inversión inicial para una planta generación de 150 Mw ubicada en Venezuela:

Fuente: Elaboración propia

Costo de Inversión Venezuela	
Equipos	Costos (\$) Venezuela
Turbina	12.667.065,53
Caldera	22.800.717,95
Balance de planta/ instalación ⁶⁸	154.538.199,44
IPC	20.267.304,84
Costos de propietario	43.068.022,80
Costo total de Inversión Inicial	\$253.341.310,6

⁶⁶ Láminas de la cátedra de Diseño de Plantas II, dictada por el profesor Gustavo González.

⁶⁷ Caballero, C. (2005). Descripción del funcionamiento de la desalinizadora de agua de mar del Canal de Alicante

⁶⁸ Balance de planta/instalación: Se refiere a todo aquello que se proporcione para el suministro de los elementos necesarios a ser incorporados en el proyecto, con la única excepción para la adquisición de los equipos, pero incluyendo la instalación, montaje.

Tabla 19. Inversión inicial de una planta de osmosis inversa de agua de mar.

Fuente: Elaboración Propia

Costo	(US\$) - Venezuela
Costo de inversión	113.287.991,65

La Tabla 20 muestra la inversión inicial requerida para la planta de generación eléctrica propuesta en el presente TEG.

Tabla 20. Inversión inicial de una planta de generación eléctrica utilizando coque de petróleo como combustible.

Fuente: Elaboración propia

Costo	Monto (US\$)
Inversión Inicial de una planta de Generación eléctrica	253.341.310,6
Inversión Inicial de una planta de desalinización del agua de mar	113.287.991,65
Costo total de inversión sin ajuste por precisión	366.629.302,2
Ajuste por precisión con máxima (+60%)	219.977.581,3
Costo total de inversión	586.606.883,54

Por la fase en que se encuentra el proyecto, se considera un ajuste por precisión según la clasificación de costos de PDVSA, donde se establece que para un estimado Clase IV se cuenta con una precisión de un -20% a +60%, entonces al aumentar el costo a un 60% se tomaría la máxima inversión que se debería realizar, como se muestra en el Gráfico 10 y en el Gráfico 11.

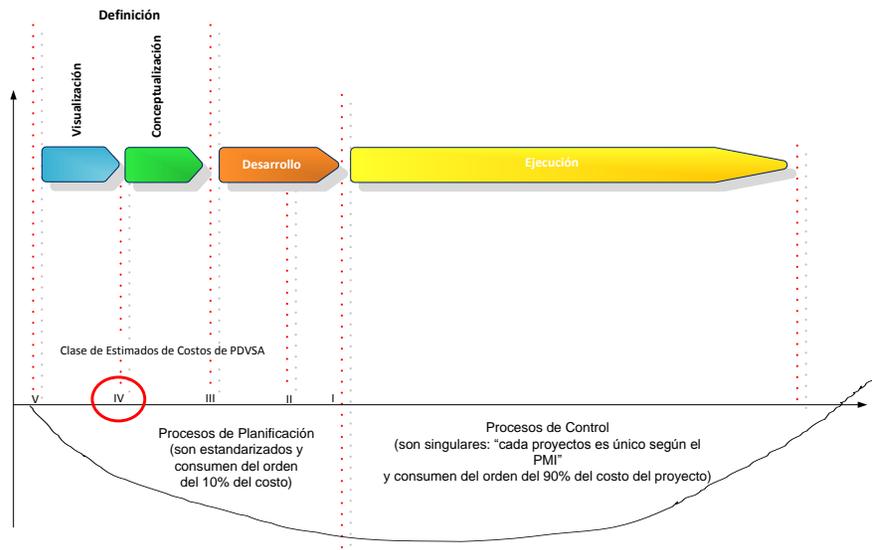


Gráfico 10. Procesos de planificación del costo. Tipologías de clasificación de los estimados.
Fuente: Adaptado de las Láminas del Profesor Luis Gutiérrez⁶⁹

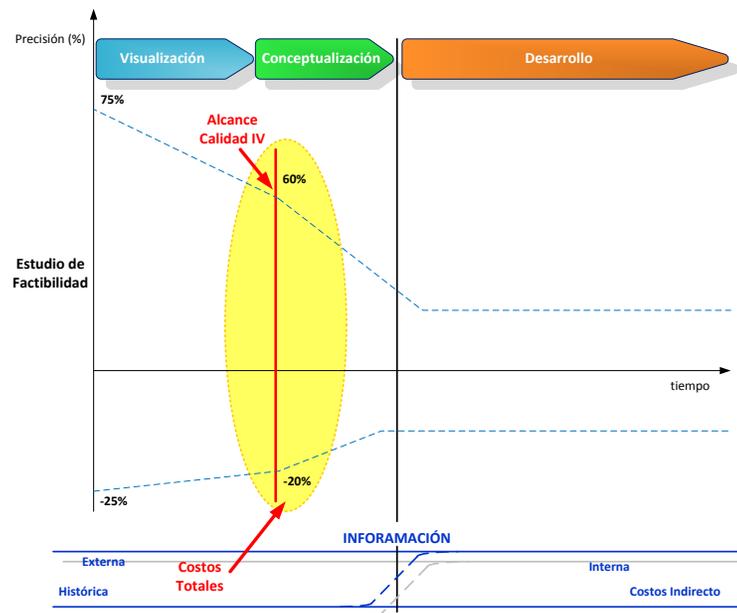


Gráfico 11. El costo como variable en un proyecto.
Fuente: Adaptado de las Láminas del Profesor Luis Gutiérrez⁷⁰

⁶⁹ Láminas de la cátedra de Gerencia de Proyectos dictada por el profesor Luis Gutiérrez.
UNIMET

6.2.1. Costos de Operación

Para la determinación de los costos de operación se calcularán los costos fijos y los costos variables para el año 2012, tomando como base los costos establecidos por Black & Veatch Corporation (**ANEXO VI-4**). Para establecer detalladamente los cálculos realizados para los costos fijos y costos variables ver **ANEXO VI-7**. A continuación en la Tabla 21 se presenta el costo total de operación para la planta de generación eléctrica.

Tabla 21. Costos de Operación de la planta de generación eléctrica.

Fuente: Elaboración Propia

Costos de Operación	Total (US\$/año)
Costos Variables	2.706.510,97
Costos Fijos	1.915.400,57
Total	4.621.911,53

Los costos de inversión de la planta de osmosis inversa se fundamenten en el artículo Distillation plant development and cost update⁷¹, referirse al **ANEXO VI-8** para el detalle de los cálculos. La Tabla 22 presenta los costos de operación y mantenimiento para la planta de osmosis inversa.

Tabla 22. Costos de operación y Mantenimiento de la planta de ósmosis inversa.

Fuente: Elaboración Propia.

Costo	US\$/año
Costos de Operación y Mantenimiento	7.854.246,39

La Tabla 23 muestra los costos operación y mantenimiento de la planta propuesta en la presente investigación, tomando en cuenta la misma metodología utilizada para el costo de inversión inicial, Ver Gráfico 10 y Gráfico 11.

⁷⁰ Láminas de la catedra de Gerencia de Proyectos dictada por el Profesor Luis Gutiérrez. UNIMET

⁷¹ Wade, N (2000). Distillation plant development and cost update. Reino Unido

Tabla 23. Costos totales de Operación y Mantenimiento (O&M).

Fuente: Elaboración Propia

Costo	US\$/año
Costo de O&M Generación Eléctrica	4.621.911,53
Costos de O&M Osmosis Inversa	7.854.246,39
Costo total sin ajuste por precisión	12.476.157,92
Ajuste por precisión con máxima inversión (+60%)	7.485.694,75
Total de costo de O & M	19.961.852,67

6.3. Proyección de ventas

Desde hace aproximadamente diez (10) años el precio de venta de la energía eléctrica en la país se encuentra regulado, según la Gaceta Oficial N° 37.415 titulada “Tarifas y Conceptos Eléctricos”⁷², resolución por la cual se fijan las tarifas máximas que deben aplicar las empresas en las que ella se mencionan, a los consumo de energía eléctrica nacional.

Como ya se ha dicho, CORPORELEC es la única organización adscrita al MPEEE encargada de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica en el país, en otras palabras, aproximadamente a partir del año 2010 el sector eléctrico es de carácter nacional.

Sin embargo para la fecha de la emisión de la gaceta expuesta no había ocurrido la nacionalización del sector eléctrico, y el ente encargado de la red de distribución eléctrica del Edo. Anzoátegui era La Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE). Considerando que hasta hoy en día no se ha emitido una nueva resolución por parte del Estado para actualizar o cambiar el precio de venta de la energía en el país, se asume para la presente investigación que el precio de venta que tendrá la energía generada por la nueva planta eléctrica utilizando coque de petróleo como combustible será el expuesto en la Gaceta Oficial N° 37.415, a menos que durante el periodo de construcción de las instalaciones para la planta se pronuncie una nueva resolución que cambie o actualice los precios de la electricidad en Venezuela.

⁷² Tribunal Supremo de Justicia. Gaceta Oficial N° 37.415. Visitado el día 26 de diciembre del 2012, desde: <http://www.tsj.gov.ve/gaceta/abril/030402/030402-37415-01.html>

Además a través de una entrevista no estructurada con el profesor Humberto Castellanos, experto en el área de generación y distribución eléctrica en el país, afirma que “*el consumo promedio de energía mensual de las viviendas en el Estado Anzoátegui es de 900 Kvh*”, y haciendo referencia a la gaceta involucrada, se establece que el precio de venta de la electricidad para la presente investigación será de Bs 85,20. (Referirse al **ANEXO IV-9**). La Tabla 24 presenta los ingresos anuales por concepto de ventas de energía desde el año 2014 hasta el año 2018.

Es importante mencionar que se toman las siguientes premisas:

1. Se espera que se mantengan un promedio de 4,5⁷³ habitantes por cada vivienda⁷⁴ en el Estado Anzoátegui según cifras del INE desde el año 2014 hasta el año 2018.

2. Se espera que el consumo promedio por vivienda en el Estado Anzoátegui sea de 900 *Kwh* desde la fecha corriente hasta el último año en estudio.

Tabla 24. Ventas anuales de energía.

Fuente: Elaboración Propia.

Año	Habitantes	Viviendas	Venta de energía (Bs)	Venta de energía (US\$)	
2014	1	891.341,25	198.076	202.512.732,00	47.095.984,19
2015	2	905.461,92	201.214	205.720.948,22	47.842.080,98
2016	3	919.553,73	204.345	208.922.607,46	48.586.652,90
2017	4	933.616,68	207.470	212.117.709,70	49.329.699,93
2018	5	947.650,77	210.589	215.306.254,94	50.071.222,08

⁷³ Instituto Nacional de Estadística. Cuadro Técnico “Total de viviendas por condición de ocupación y número de ocupantes, según área y entidad Federal”.

⁷⁴ A efectos de esta investigación se define vivienda como “toda edificación independiente (que tiene acceso desde la vía pública o áreas comunes de circulación) y separada (que es una unidad estructural en sí misma), que posee espacios internos de uso exclusivo de la vivienda, con paredes o separaciones que permiten diferenciarla de otras edificaciones.” Ficha Técnica del Censo General de Población y Vivienda. Obtenido el día 31 de enero del 2013, desde: http://www.ine.gov.ve/index.php?option=com_content&id=351&Itemid=26&view=article

6.4. Estado de Ganancias y Pérdidas

En la Gráfico 12 se presenta el estado de ganancias y pérdidas para el proyecto. Se tomó en consideración los costos de operación y mantenimiento, los ingresos por ventas, las cuales fueron estimadas a través de la Gaceta Oficial N° 37.415 titulada “Tarifas y Conceptos Eléctricos”⁷⁵ para determinar el ingreso neto para cada año en estudio. A continuación en el Gráfico 12 se muestra el horizonte de planificación.

Términos Constantes “...acercar el futuro al presente...”

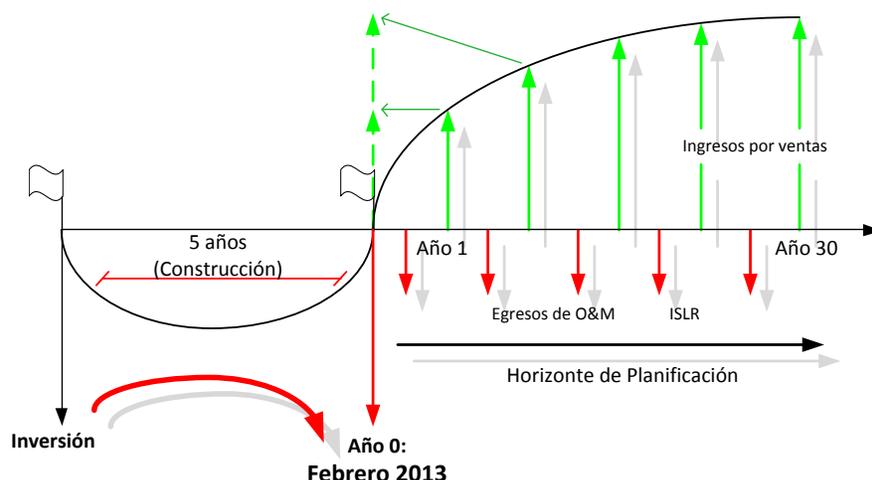


Gráfico 12. Horizonte de Planificación.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 25. Estado de Ganancias y Pérdidas. Fuente: Elaboración Propia

Estado de Ganancias y Pérdidas					
Descripción (US\$)	Años				
	1	2	3	4	5
Ingresos por ventas	47.095.984,19	47.842.080,98	48.586.652,90	49.329.699,93	50.071.222,08
Costos de Operación y Mantenimiento	(19.961.852,67)	(19.961.852,67)	(19.961.852,67)	(19.961.852,67)	(19.961.852,67)
Depreciación	(19.553.562,78)	(19.553.562,78)	(19.553.562,78)	(19.553.562,78)	(19.553.562,78)
Ingreso grabable	7.580.568,731	8.326.665,528	9.071.237,442	9.814.284,475	10.555.806,63
ISLR 34%	(2.577.393,36)	(2.831.066,27)	(3.084.220,73)	(3.336.856,72)	(3.588.974,25)
Ingreso Neto (US\$)	5.003.175,36	5.495.599,24	5.987.016,71	6.477.427,75	6.966.832,37

⁷⁵ Tribunal Supremo de Justicia. Gaceta Oficial N° 37.415. Visitado el día 26 de diciembre del 2012, desde: <http://www.tsj.gov.ve/gaceta/abril/030402/030402-37415-01.html>

6.5. Flujo de Caja

En la Tabla 26 se expone cómo son los flujos de entradas y salidas de cada período o año en estudio. El flujo de caja o flujo de efectivo constituye un indicador fundamental de la liquidez de un proyecto o una empresa y son la base para el cálculo del Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno los cuales son los indicadores principales de la rentabilidad del proyecto en estudio.

Tabla 26. Flujo de Caja.
Fuente: Elaboración Propia

Flujo de Caja						
Descripción (US\$)	Años					
	0	1	2	3	4	5
Ingreso Neto	-	5.003.175,36	5.495.599,24	5.987.016,71	6.477.427,75	6.966.832,37
Depreciación	-	19.553.562,78	19.553.562,78	19.553.562,78	19.553.562,78	19.553.562,78
Flujo de Caja operativo	-	24.556.738,15	25.049.162,03	25.540.579,50	26.030.990,54	26.520.395,16
Flujo de Caja de Inversión	-586.606.883,54	-	-	-	-	-
Flujo de Caja Total	-586.606.883,54	24.556.738,15	25.049.162,03	25.540.579,50	26.030.990,54	26.520.395,16

Como la planta de generación tendrá una vida útil de 30 años, se calculará la tasa de crecimiento del flujo de caja que presenta en el horizonte de estudio de cinco años de la Tabla 26, para estimar los valores del flujo de caja para los siguientes 25 años, de la siguiente manera:

$$Tasa\ de\ crecimiento = \frac{Flujo\ de\ caja_n}{Flujo\ de\ caja_{n-1}} - 1$$

$$Tasa\ de\ crecimiento = 1,88\%$$

Donde n es el período

La Tabla 27 muestra los flujos de caja de la vida útil de la planta de generación.

Tabla 27. Flujo de caja proyectado . Fuente: Elaboración Propia

Flujo de Caja											
Descripción (US\$)	Años										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingreso Neto		5.003.175,363	5.495.599,248	5.987.016,712	6.477.427,753	6.966.832,373	-	-	-	-	-
Depreciación		19.553.562,78	19.553.562,78	19.553.562,78	19.553.562,78	19.553.562,78	-	-	-	-	-
Flujo de Caja operativo		24.556.738,15	25.049.162,03	25.540.579,5	26.030.990,54	26.520.395,16	-	-	-	-	-
Flujo de Caja de Inversión	-586.606.883,54	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-
Flujo de Caja Total	-586.606.883,54	24.556.738,15	25.049.162,03	25.540.579,50	26.030.990,54	26.520.395,16	27.019.001,00	27.526.981,05	28.044.511,55	28.571.772,07	29.108.945,53

Flujo de Caja											
Descripción (US\$)	Años										
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Ingreso Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Depreciación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Flujo de Caja operativo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Flujo de Caja de Inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Flujo de Caja Total	29.656.218,30	30.213.780,27	30.781.824,87	31.360.549,19	31.950.154,01	32.550.843,91	33.162.827,28	33.786.316,46	34.421.527,76	35.068.681,57	

Flujo de Caja											
Descripción (US\$)	Años										
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Ingreso Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Depreciación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Flujo de Caja operativo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Flujo de Caja de Inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Flujo de Caja Total	35.728.002,42	36.399.71,05	37.084.064,53	37.781.276,28	38.491.596,20	39.215.270,74	39.952.550,97	40.703.692,69	41.468.956,51	42.248.607,93	

6.6. Análisis de Rentabilidad

6.6.1. Valor Presente Neto

Para la evaluación del proyecto se utilizará el criterio del valor presente neto. El **ANEXO VI-10** muestra en detalle el cálculo de la inflación promedio en los últimos cinco (5) años. Al tratarse de un proyecto donde no se conoce un porcentaje de la tasa de retorno que se espera tener de la inversión, se supondrá tres casos, el primero donde la TRAM tenga un valor mayor que la inflación, el segundo donde el dueño del proyecto tendría ganancias muy bajas por el corte social y por último se pretende probar una TRAM de un 50% que es lo que todo proyecto en Venezuela pretende ganar. A continuación en la

Tabla 28 se mostraran los valores de los VPN en los tres casos.

Tabla 28. Resumen del VPN respecto a las diferentes TRAM.

Fuente: Elaboración Propia

Tasa atractiva mínima (TRAM)	VPN(US\$)
8%	(254.357.570,93)
30%	(499.192.960,19)
50%	(535.507.181,53)

6.6.2. Tasa Interna de Retorno

Para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno se utilizó el método en donde se iguala el Valor Presente Neto a cero (0) y se trasladan todas las cantidades del flujo de caja anual de futuro a presente. Ver Gráfico 12.

$$0 = -586.606.883,54 + \frac{24.556.738,15}{(1+i)} + \frac{25.049.162,03}{(1+i)^2} + \frac{25.540.579,50}{(1+i)^3} + \frac{26.030.990,54}{(1+i)^4} + \frac{26.520.395,16}{(1+i)^5} + \dots + \frac{42.248.607,93}{(1+i)^{30}}$$

$$i = 3 \%$$

Del cálculo VPN se puede concluir que aunque la TRAM varíe por debajo o por encima de la inflación, no se recuperaría la inversión inicial durante el horizonte de estudio de 30 años. Por otra parte el valor de la TIR (tasa interna de retorno) de un 3%, una cifra menor que la TRAM (tasa atractiva mínima) en cualquiera de los escenarios probados, indica que el proyecto nunca tendrá un retorno favorable para los inversionistas de realizarse en Venezuela, por lo que se puede concluir que es un proyecto no factible financieramente. Se debe mencionar que para este período de estudio no se han considerado nuevas inversiones durante el período de funcionamiento de la central eléctrica. En el Gráfico 13 se puede observar el comportamiento del VPN con respecto a la TRAM, y en el Gráfico 14 el comportamiento del VPN durante el horizonte de planificación, los valores utilizados para entender el comportamiento del VPN fueron calculados utilizando como base la TRAM de 30%, encontrándose está por encima de la inflación promedio de los últimos cinco años.

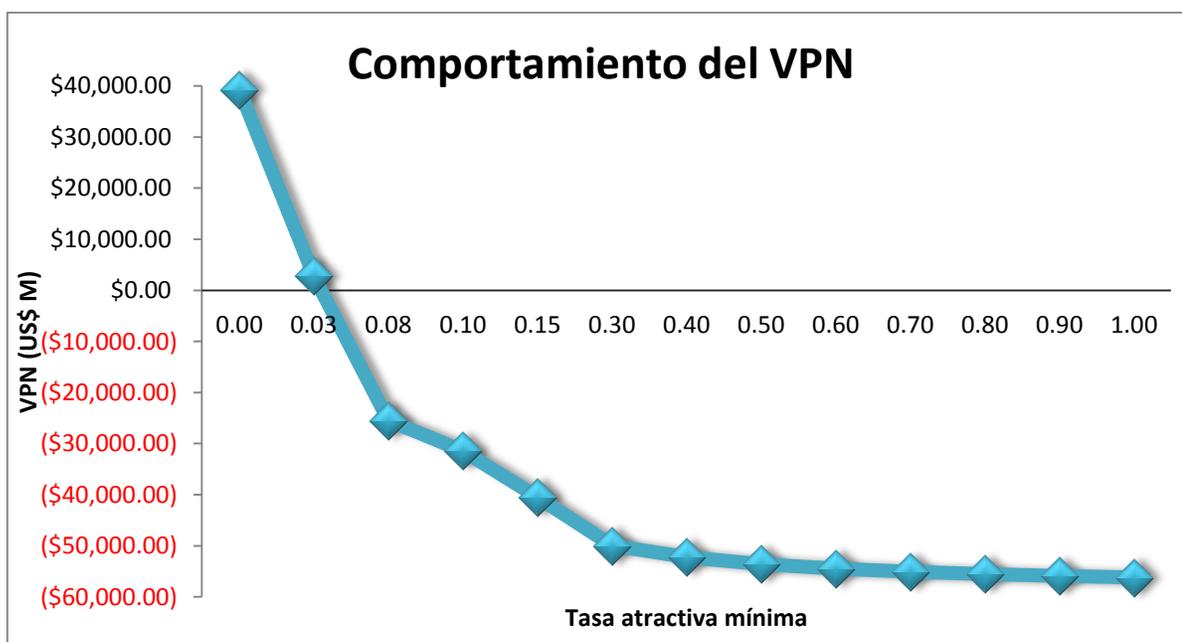


Gráfico 13. Comportamiento del VPN con respecto a la TRAM.

Fuente: Elaboración propia

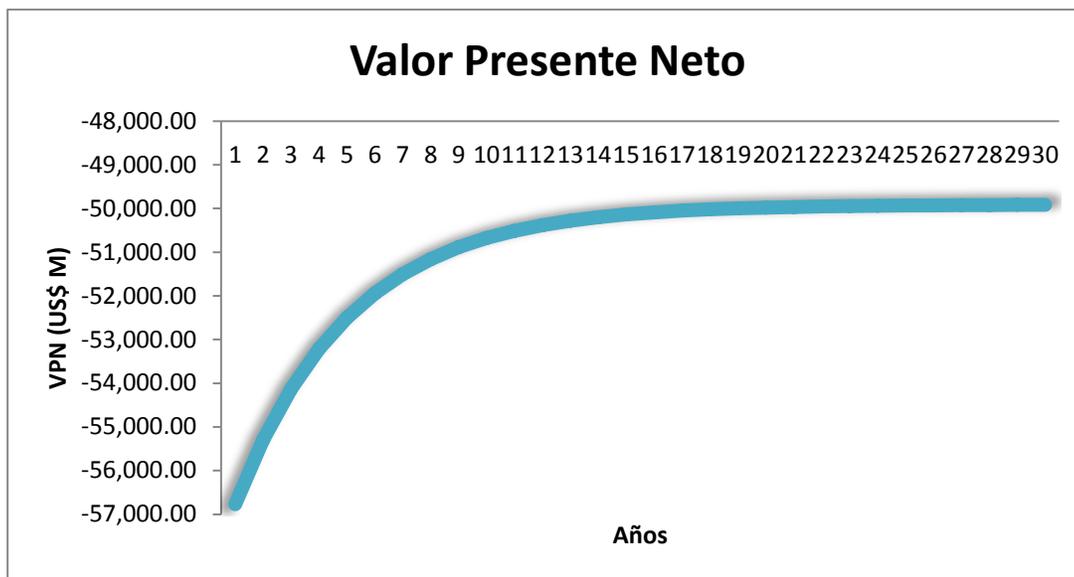


Gráfico 14. Comportamiento del VPN en el horizonte de planificación.

Fuente: Elaboración propia.

6.7. Valoración de los Beneficios en la eliminación del coque

El proyecto desde un punto de vista financiero no resulta rentable, pero a diferencia de una evaluación privada, en la cual el objetivo es determinar la rentabilidad para el inversionista, los beneficios sociales de un Proyecto de Inversión Social (PIP), se refiere al valor que representa para la población usuaria el incremento o mejora de la disponibilidad del bien o servicio que se ofrezca. El ingreso financiero se refiere al dinero en efectivo que puede recaudar una entidad ejecutora del PIP, por la prestación de un servicio público.⁷⁶ Existen varios tipos de beneficios sociales que otorga el PIP, los cuales son⁷⁷:

⁷⁶ Ministerio de Economía y Finanzas, Perú. Pautas para la Identificación, Formulación y Evaluación Social de proyectos de inversión pública a nivel de perfil. Obtenido el día 1 de febrero del 2013, desde: <http://www.minam.gob.pe/stem/Documento%20de%20Sistematizacion/Pautas%20Perfil%20MEF.pdf>

⁷⁷ Ministerio de Economía y Finanzas, Perú. Pautas para la Identificación, Formulación y Evaluación Social de proyectos de inversión pública a nivel de perfil. Obtenido el día 1 de febrero del 2013, desde:

Beneficios Directos:

Los beneficios directo es el efecto inmediato que ejerce la mayor dotación del bien o servicio planteado en el proyecto.

Beneficios indirectos:

Son aquellos que se producen en otros mercados relacionados con el bien o servicio que se provee.

Beneficios Intangibles:

Son aquellas que claramente genera bienestar a la población pero que son difíciles de valorizar.

En conclusión, los beneficios sociales son aquellos que permiten a los pobladores atendidos por el proyecto de inversión social incrementar su nivel de bienestar como consecuencia del consumo del bien o servicio.

A continuación en la Tabla 29 se presenta los beneficios sociales que puede ofrecer la planta de generación eléctrica utilizando coque de petróleo como combustible.

Tabla 29. Beneficios Sociales de la planta de generación.

Fuente: Elaboración propia.

Tipo de Proyecto	Ingresos	Beneficios Sociales
Energía	Venta de la electricidad	<p>Beneficios Directos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aportar a la eliminación del coque en la zona • Mejorar la calidad del sistema eléctrico. • Generar nuevos empleos. <p>Beneficios Indirectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nicho de mercado en el sector cementero. <p>Beneficio intangible:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aportar al problema de contaminación que genera el coque por su acumulación. • Mejoras en la salud de los habitantes y trabajadores en las comunidades cercanas a Jose. • Mejora en la fauna y flora del Edo. Anzoátegui.

Según el vicepresidente de exploración y producción de PDVSA Elugio Del Pino en Jose sólo había acumulado seis (6) millones de toneladas de coque de petróleo para el último trimestre del año 2012⁷⁸. Además el Ing. Rolando López asegura que “la producción diaria de coque son 20.000 toneladas a nivel nacional”. Haciendo una relación entre las cifras oficiales y las obtenidas a través de entrevistas no estructuradas se tiene que:

$$\text{Coque en Jose}_{2012} = 6.000.000 \text{ Ton}$$

$$\text{Producción diaria de coque}_{\text{nacional}} = 20.000 \text{ Ton}$$

$$\text{Consumo coque de la planta} = 53 \frac{\text{Ton}}{\text{h}}$$

$$\text{Consumo planta}_{\text{anual}} = 53 \frac{\text{ton}}{\text{h}} * 24 \frac{\text{h}}{\text{día}} * 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 464.280 \text{ Ton}$$

Según las cifras oficiales eliminar el coque acumulado en el Complejo Mejorador para el año 2012, con la implementación de la planta de electricidad tardaría:

$$\text{Tiempo de eliminación}_{2012} = \frac{\text{Coque en Jose}_{2012}}{\text{Consumo de la planta}_{\text{anual}}}$$

$$\text{Tiempo de eliminación}_{2012} = \frac{6.000.000 \text{ Ton}}{464.280 \frac{\text{Ton}}{\text{años}}} \approx \mathbf{13 \text{ años}}$$

Además si se considera que la producción de coque de petróleo a nivel nacional ha sido constante durante los últimos tres (3) años, tiempo que lleva el problema de acumulación de coque de petróleo, se tiene que:

$$\text{Producción de coque nacional}_{\text{anual}} = 20.000 \frac{\text{Ton}}{\text{día}} * 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 7.300.000 \text{ Ton}$$

⁷⁸ Del Pino: solo hay 6 millones de toneladas en Jose. Informe 12. Obtenido el día 5 de enero del 2013, desde: <http://informe21.com/coque/12/07/08/del-pino-solo-hay-6-millones-de-toneladas-de-coque-en-jose>

$$\text{Producción de coque nacional}_{3 \text{ años}} = 20.000 \frac{\text{Ton}}{\text{día}} * 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} * 3 \text{ años} = 21.900.000$$

Si las 6.000.000Ton de coque de petróleo en Jose están estancadas en el lugar desde el año 2010 aproximadamente y la producción anual de coque a nivel nacional durante ese mismo periodo de tiempo fueron 21.900.00 Ton, entonces se puede intuir que el porcentaje que representa la producción de coque del Complejo Mejorador de Jose con respecto a la producción nacional, es de la siguiente manera:

$$\% \text{ de Producción de Jose} = \frac{6.000.000 \text{ Ton}}{21.900.000 \text{ Ton}} = 27\%$$

Como la planta tardaría en construirse cinco (5) años, y durante este lapso de tiempo la producción de coque de petróleo seguiría, para el año 2018 (año de inauguración de la planta) se habrían producido en Jose 11.826.000 Ton de coque:

$$\text{Coque producido Jose}_{2018} = \text{Producción de coque nacional}_{\text{anual}} * 6 \text{ años} * 0,27$$

$$\text{Coque producido Jose}_{2018} = 7.300.00 \frac{\text{Ton}}{\text{año}} * 6 \text{ años} * 0,27 = 11.826.000 \text{ Ton}$$

De no tomarse ninguna acción pertinente para eliminar el coque de petróleo desde los días en curso hasta la fecha de puesta en marcha de la planta en Jose habrían acumulados 17.826.000Ton de coque de petróleo para el año 2018:

$$\text{Coque en Jose}_{2018} = \text{Coque en Jose}_{2012} + \text{Coque producido en Jose}_{2018}$$

$$\text{Coque en Jose}_{2018} = 6.000.000\text{Ton} + 11.826.00\text{Ton} = \mathbf{17.826.000\text{Ton}}$$

Eliminar el coque de Jose en el año 2018 tardaría:

$$\text{Tiempo de eliminación}_{2018} = \frac{\text{Coque en Jose}_{2018}}{\text{Consumo de la planta}_{\text{anual}}}$$

$$\text{T tiempo de eliminación}_{2018} = \frac{17.826.000 \text{ Ton}}{464.280 \frac{\text{Ton}}{\text{años}}} \approx 39 \text{ años}$$

Luego de analizar que el proyecto no es rentable financieramente, que la eliminación del coque de petróleo es una solución a largo plazo y que este subproducto tiene un valor comercial. Ver Tabla 4, pueden tomarse medidas a corto y mediano plazo que mejoren los problemas ambientales que podrían afectar a los habitantes; se propone retomar la exportación del coque como una forma de recaudar un porcentaje de la inversión inicial requerida, de tal manera de llevar a cabo el presente proyecto y pueda operar con el coque de producción diaria. A continuación en la Tabla 30 se presenta el porcentaje y cantidad de dinero que se podría recaudar con esta iniciativa.

Tabla 30. Valoración monetaria del coque acumulado.

Fuente: Elaboración Propia

Inversión inicial (US \$)	586.606.883,54
Preció del coque de petróleo (US \$/Ton)	64,00
Coque acumulado en Jose (Ton)	6.000,00
Valor del coque acumulado (US \$)	384.000.000,00
Proporción del dinero que se podría recaudar	65%

CONCLUSIONES

El objetivo principal de este Trabajo Especial de Grado fue de evaluar la factibilidad técnica, económica y financiera de una planta de generación eléctrica a partir de coque de petróleo como combustible de cual se obtienen las siguientes conclusiones:

- Para determinar la localización de la planta se analizó cuidadosamente los diferentes estados potenciales, considerando los siguientes factores principales: cercanía a la materia prima (coque), fuerza de trabajo y acceso al agua de mar; dando como resultado que la mejor ubicación para la planta de generación sería en el estado Anzoátegui en los alrededores del Complejo Mejorador de Jose.
- Para la caracterización de los procesos se tomó en cuenta plantas de este tipo instaladas en otros países dado que actualmente en Venezuela no existe una de este tipo, así como también la información recopilada por el Centro de Investigación y Apoyo Tecnológico de PDVSA, dando como resultado el proceso de transformación del coque de petróleo en energía eléctrica y los balances de masa asociados al mismo.
- Para la verificación de los equipos, maquinaria e insumos necesarios para el proceso de transformación, se determinó en base a la cantidad de energía que se quiere producir y la caracterización de los procesos asociados. Concluyendo que los equipos principales para la planta de generación son: ósmosis inversa, caldera de lecho fluidizado, turbina y generador. Por otra parte, el requerimiento de mano de obra no resultó ser necesario para cumplir con el objetivo principal del TEG, por tratarse de una ingeniería conceptual y un estimado de costos clase IV, además de no contar con la información requerida.
- La caracterización de los posibles clientes fue un proceso engorroso dado a que la información de los responsables del manejo de la planta y de la materia prima se encontraban con intereses diferentes, sin embargo, se insistió a través de entrevistas no estructuradas a profesionales pertenecientes a INTEVEP y CORPOELEC, en donde se concluyó un modelo de negocio donde, PDVSA es el dueño de la materia prima y del proyecto, y las comunidades son los clientes directos de la estatal de petróleos.
- Para el análisis de la demanda nacional y regional del consumo de energía eléctrica se recurrió a fuentes externas como la Organización Latinoamericana de Energía, por no contar con un fácil acceso de información de fuentes nacionales como lo son CORPOELEC o PDVSA. El análisis dio un comportamiento en crecimiento continuo del consumo

de energía desde 1990 hasta 2009. También se pudo apreciar en las gráficas un comportamiento aleatorio entre 1998 a 2009, en donde se infiere que dichos cambios pueden ser ocasionados por razones políticas o económicas. Por otra parte, se concluye que no existe equidad entre la oferta y la demanda de la electricidad actualmente en el país, se establece más demanda que producción.

- Se pronosticó que para el año 2018 la planta de generación eléctrica de 150 Mw podría suplir aproximadamente a un millón de habitantes perteneciendo estos a los municipios cercanos al Complejo Mejorador de Jose, los cuales son: Municipio Juan Antonio Sotillo, Píritu, Fernando Peñalver, José Gregorio Monagas, Ezequiel Bruzual y Simón Bolívar.
- El estimado de costos fue de clase IV, por lo se tomó en cuenta premisas importantes debido a que el proyecto se encuentra en la fase de conceptualización. Se consideró en la inversión inicial con una holgura de 60% más, según el estimado de costos de PDVSA, representando la cantidad máxima que se debería invertir para la construcción de la planta de generación. Arrojando un valor de inversión inicial US \$ 586.606.883,54. Por otra parte, y tomando la misma holgura de 60% se estimó que los costos de operación y mantenimiento para la central serán de US \$19.961.852,67
- Analizando los indicadores económicos y financieros del proyecto se concluye que no se recuperaría la inversión durante el horizonte de planificación propuesto. Como no se conoce cuanto espera obtener la empresa por el proyecto la tasa atractiva mínima se estableció por encima y por debajo de la inflación promedio la cual tiene un valor de 26,18%, planteando tres posibles valores de la TRAM , los cuales son: 30%, 8% y 50%. Arrojando un valor de retorno mínimo de 3 % y con un valor presente neto negativo para cualquiera de los tres casos. Por lo que se concluye que el proyecto no es factible financieramente debido a que la TIR es menor que la TRAM en cualquiera de los escenarios planteados. Dichos indicadores revelan que el proyecto en cuestión resultará para la estatal de petróleos una inversión no rentable.
- Se reconoce que el proceso de conversión de coque de petróleo en electricidad genera grandes emisiones de gases contaminantes como el NOx, SOx, CO Y CO₂, sin embargo existen diferentes tecnologías aplicables para controlar las emisiones de dichos contaminantes. Por lo que se puede concluir que esto no es una limitante para la implementación del proyecto.
- Se concluye que poniendo a producir hoy la planta de 150 Mw, se estima que para la eliminación de las montaña de coque formadas en los alrededores de Jose para finales del año 2012 se necesitarían aproximadamente 13 años tomando como suposición que la montaña no

siga en aumento, y que de continuar este problema sin tomar las medidas necesarias, para el año 2018, año de puesta en marcha de la planta propuesta, se necesitarían unos 39 años para eliminar la acumulación de coque petróleo bajo la misma suposición. Por lo que se concluye que es necesario la reactivación de las políticas de exportación por parte de PDVSA y a su vez promover proyectos de plantas termoeléctricas de este tipo en un corto plazo.

- De la investigación realizada se puede establecer que el coque de petróleo tiene un valor comercial y que de venderse el hidrocarburo acumulado en Jose, se podría recaudar aproximadamente el 65% de la inversión inicial requerida para la puesta en marcha del presente proyecto. En otras palabras, al exportarse el coque de petróleo se estaría erradicando uno de los problemas encontrados en el presente TEG, la acumulación del mismo y además de su venta podría impulsarse la construcción de la planta de electricidad, dando solución al segundo problema encontrado en la investigación, el déficit energético nacional, es decir, en el coque de petróleo está implícita la solución a los problemas que trae este subproducto.
- El TEG reveló que no es suficiente la implementación de plantas de generación para eliminar la acumulación de coque por completo, por lo que se debe considerar reanudar las políticas existentes de la exportación de este sub producto del petróleo.

En conclusión y luego de analizados los tres factores importantes en todo estudio de factibilidad (estudio técnico, de mercado y económico-financiero), se encontraron indicadores cualitativos y cuantitativos positivos y negativos que demuestran que la construcción de una Planta de Generación Eléctrica a partir de coque de petróleo como combustible, en el Edo. Anzoátegui no es viable financieramente; pero representaría un gran aporte para solventar dos problemas existentes actualmente en Venezuela, los cuales son el déficit de electricidad y la acumulación de coque en los alrededores del Complejo Mejorador de Jose que podría serio problemas ambientales y de salud de las comunidades aledañas al complejo.

RECOMENDACIONES

A continuación se presenta una serie de recomendaciones que tienen como objetivo garantizar el éxito del proyecto y ampliar los beneficios posteriores de la puesta en marcha:

- Se recomienda proponer futuros TEG que tengan como objetivo evaluar las diferentes tecnologías existentes para la transformación de coque de petróleo en energía eléctrica.
- Se recomienda proponer futuros TEG que tenga como objetivo evaluar y determinar las diferentes tecnologías para controlar las emisiones al medio ambiente de los gases contaminantes que se generan al quemar coque de petróleo.
- Se propone evaluar la factibilidad de un posible nicho de mercado existente en el sector cementero del país. Este se origina de la obtención de yeso, el cual es parte de la materia prima del cemento, a través de la caliza que sufre un proceso de transformación en la caldera.
- Se plantea que CORPOELEC y PDVSA establezcan acuerdos que generen relaciones que beneficie a ambas empresas buscando siempre el bienestar de los venezolanos.
- Debido a que los pronósticos indican que el consumo promedio de energía y los habitantes van a tener un comportamiento creciente, se recomienda que el Estado venezolano establezca planes de prevención para así evitar que la crisis eléctrica aumente.
- No es recomendable que empresas privadas se conviertan en el dueño del negocio planteado en el presente TEG, esto debido a que no podrían recuperar la inversión en al menos cinco (5) años y de seguir regulado el precio de la electricidad limita sus ganancias en comparación con la inversión inicial.
- A pesar de que el proyecto no resulta factible financieramente se recomienda que el estado lo lleve a cabo por los beneficios sociales y ambientales que este conlleva.
- Se recomienda que se instalen y operen plantas de generación a partir de coque en vez de diesel o gas, debido a su bajo costo y alto poder calorífico.
- Como la ubicación de la planta será en los alrededores del Complejo Mejorador Jose, se recomienda que se considere que el agua para el proceso de combustión sea de tipo agua salobre, por las cercanías del lugar al Río Neverí, evitando así incurrir en costos asociados a desalación del agua de mar.
- Por ser un proyecto no factible financieramente se recomienda que, para profundar el estudio de los beneficios sociales del proyecto, se utilice como herramienta la Matriz de Marco Lógico que permite evaluar los factores externos que determinan el éxito o fracaso de un proyecto con una perspectiva social.

BIBLIOGRAFÍA

FUENTES BIBLIOGRÁFICAS

The Association for the Advancement of Cost Engineering (AACE). (2010). Analyzing S-Curve.

Black & Veatch Corporation. (2012) Cost and Performance data for power generation technologies.

Caballero, C. (2005). Descripción del funcionamiento de la desladora de agua de mar del Canal de Alicante.

Campos, C (Año sin referencia). The Economics of Desalination for varios uses. Water Technology Center

Cengel, Y y Boles, M. (2009). Termodinámica. Sexta edición. Editorial Mc Graw Hill. México

Centro de Formación Técnica Lota-Arauco (1999). Apuntes de clase: Evaluación de Proyectos

Da Silva, J, Brandt, M y Ferreria, A (2004). Coque de petróleo como energía primaria para una planta de generación de electricidad. Inelectra.

Energy Publishing (2012). Petcoke Report

Fabio Gómez. (Año sin referencia) Cintras Transportadoras en automatización de la producción.

Instituto Nacional de Estadística. Cuadro Técnico "Total de viviendas por condición de ocupación y número de ocupantes, según área y entidad Federal".

Jayakumar, R. (2008). Analysis of generation processes using petcoke. India

Láminas de la cátedra de Diseño de Plantas I dictada por el profesor Alirio Villanueva. UCAB

Láminas de la cátedra de Diseño de Plantas II dictada por el profesor Gustavo González. UCAB

Láminas de la cátedra de Gerencia de Proyecto dictada por el profesor de Joao de Gouveiva. UCAB

Láminas de la cátedra de Gerencia de Proyectos dictada por el profesor Luis Guitiérrez. UNIMET

Láminas de la Cátedra Sistemas de Producción I dictada por el profesor Joubran Díaz. UCAB

López, R. (2012). Tecnologías de combustión de coque de petróleo. INTEVEP

Park, C. (2009). Fundamentos de Ingeniería Económica. 2da Edición Editorial. Pearson Educación. México.

Raja A.K, Prakash A, Dwivedi M. (2006). Power Plant Engineering. New Deli, India. New age international publishers

Tracy Peaker Plant. Project Description. Archivos del profesor Gustavo González

Wade, N (2000). Distillation plant development and cost update. Reino Unido

Zlotnicki (2003) . 47 th International Energy Agency Workshop on Large Scale CFB, Poland

FUENTES ELECTRÓNICAS

Activaron protocolo especial para responder a fallas eléctricas que se presenten el 7-O. Correo del Orinoco Obtenido el día 20 de Octubre del 2012, desde: <http://redaccion.correodelorinoco.gob.ve/energia/activaron-protocolo-especial-para-responder-a-fallas-electricas-que-se-presenten-7-o/>

Análisis Comparativos de Métodos para la Medición del Ángulo de reposo de suelos granulares. Obtenido el día 31 de diciembre del 2012, desde: <http://www.scielo.cl/pdf/rconst/v9n1/art11.pdf>

Análisis financiero. Andragogy. Obtenido el día 23 de noviembre del 2012, desde:

http://www.andragogy.org/_Cursos/Curso00169/Temario/pdf%20leccion%202/TEMA_2_pyme.pdf

Características del Estado Anzoátegui. Asamblea Nacional Obtenido el día 3 de diciembre del 2012, desde: http://www.asambleanacional.gov.ve/index.php?option=com_content&view=article&id=24752&Itemid=188&lang=es

Características del Edo. Carabobo. Asamblea Nacional. Obtenido el día 3 de diciembre del 2012, desde: http://www.asambleanacional.gov.ve/index.php?option=com_content&view=article&id=24791&Itemid=188&lang=es

Características del Edo. Falcón. Asamblea Nacional. Obtenido el día 3 de diciembre del 2012, desde: http://www.asambleanacional.gov.ve/index.php?option=com_content&view=article&id=24791&Itemid=188&lang=es

Central de la Universidad de San Carlos Guatemala. Obtenido el día 13 de enero del 2013, desde: http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0545_MI.pdf

Circulating fluidised bed technology. Alstom. Obtenido el día 13 de enero del 2013, desde: <http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/circulating-fluidised-bed-boiler-technology-coal-oil-power.pdf>

Corporación Eléctrica Socialista. Visitado el día 26 de diciembre del 2012, desde: <http://www.corpoelec.gob.ve/qui%C3%A9nes-somos>

Coquización de petróleo y Plantas mejoradoras de crudo. Aula Virtual de la Universidad Simón Bolívar. Visitado el día 20 de diciembre del 2012, desde: https://asignaturas.usb.ve/osmosis/dokeos/PS6215/work/4bb2ed2f59ec9PCPC_y_Mejoradoras.pdf

Creación de bases de datos para equipos en planta y actualización de stock de repuestos, para elevadores de cangilones, en una planta cementera. Biblioteca

Crisis Eléctrica Entraba el Desarrollo. Soberanía. Obtenido el día 17 de diciembre del 2012, desde: http://www.soberania.org/Articulos/articulo_7998.htm

Del Pino: solo hay 6 millones de toneladas en Jose. Informe 12. Obtenido el día 5 de enero del 2013, desde: <http://informe21.com/coque/12/07/08/del-pino-solo-hay-6-millones-de-toneladas-de-coque-en-jose>

EBSCO. Análisis del consumo de coque de petróleo en algunos sectores industriales. Obtenido el día 19 de noviembre del 2012, desde: www.ebscohost.com

Estiman que equidad en sistema eléctrico esta lejos de lograrse. Soberanía. Obtenido el día 17 de diciembre del 2012, desde: <http://www.eluniversal.com/economia/121129/estiman-que-equidad-en-sistema-electrico-esta-lejos-de-lograrse>

Estudio Técnico. Universidad Rafael Landivar. Obtenido el día 11 de Noviembre del 2012, desde: <http://biblio3.url.edu.gt/Libros/2011/eva-elePro/3.pdf>

Ficha Técnica del Censo General de Población y Vivienda. Obtenido el día 31 de enero del 2013, desde: http://www.ine.gov.ve/index.php?option=com_content&id=351&Itemid=26&view=article

Fundamentos de la conversión electromecánica de energía. Universitat de les Illes Balears. Visitado el día 26 de diciembre del 2012, desde: http://www.uib.es/depart/dfs/GTE/education/industrial/con_maq_electriques/teoria/Teoria%20Oviedo/Primer%20Parcial/Presentaciones%20en%20formato%20PDF/Tema5.pdf

Glosario Energético del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. Obtenido el 9 de Septiembre del 2012, desde: <http://www.menpet.gob.ve/secciones.php?option=view&idS=16>

Google Earth. Obtenido el día 3 de diciembre del 2012

Inclinación de un terreno o del parámetro de un muro. Obtenido el día 31 de diciembre del 2012, desde: <http://www.wordreference.com/definicion/talud>

Indicadores Económicos-Energéticos Regionales-Venezuela, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Obtenido el día 20 de enero del 2013, desde: <http://www.olade.org/indicadores-economico-energeticos-regionales-venezuela>

Industrial Steam Turbines. General Electric Obtenido el día 13 de enero del 2013, desde: http://www.ge-energy.com/content/multimedia/_files/downloads/dataform_2044878574_2809802.pdf

Instituto Nacional de Estadística. Obtenido el día 3 de diciembre del 2012, desde: <http://www.ine.gov.ve/>

Inversión. Universidad de los Andes, Venezuela. Obtenido el día 23 de noviembre del 2012, desde: http://webdelprofesor.ula.ve/economia/alibel/analisis_financiero_de_proyectos/financiero/presentacion_clase/ESTUDIO%20DE%20FACTIBILIDAD%20FINANCIERA.pdf

Ley Orgánica de Hidrocarburos. Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. Obtenido el día 26 de diciembre del 2012, desde: http://www.menpet.gob.ve/repositorio/imagenes/file/normativas/leyes/LEY_ORGANICA_DE_HIDROCARBUROS_CORREGIDA.pdf

Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestrías y Tesis Doctorales. Escuela de Ingeniería Eléctrica Universidad Central de Venezuela. Obtenido el día 11 de Noviembre del 2012 desde: <http://neutron.ing.ucv.ve/NormasUPEL2006.pdf>

McGraw-Hill Interamericana de España, SL. Estudio de Mercado. Obtenido el 11 de noviembre del 2012, desde: <http://www.mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448169298.pdf>

Ministerio de Economía y Finanzas, Perú. Pautas para la Identificación, Formulación y Evaluación Social de proyectos de inversión pública a nivel de perfil. Obtenido el día 1 de febrero del 2013, desde: <http://www.minam.gob.pe/stem/Documento%20de%20Sistematizacion/Pautas%20Perfil%20MEF.pdf>

Petróleos de Venezuela. Obtenido el día 3 de Octubre del 2012, desde: <http://www.pdvsa.com/>

Petróleos de Venezuela. Refinación. Obtenido el día 3 de diciembre del 2012, desde: <http://www.pdvsa.com/>

Petróleo y Gas natural. Biblioteca virtual de desarrollo sostenible y salud ambiental Visitado el día 20 de diciembre del 2012, desde: <http://www.bvsde.paho.org/bvsast/e/fulltext/enciclopedia/78.pdf>

Real Academia Española. Obtenido el día 29 de septiembre del 2012, desde: <http://lema.rae.es/drae/?val=energ%C3%ADa/>

Real Academia Española. Obtenido el día 2 de diciembre del 2012, desde: <http://lema.rae.es/drae/?val=desalinizar>

Reducción de tamaño. Instituto Superior de Calkini. Obtenido el día 15 de diciembre del 2012, desde: <http://www.itescam.edu.mx/principal/sylabus/fpdb/recursos/r85164.PDF>

Resultados Básicos, Censo 2011 (2012), Instituto Nacional de Estadística. Obtenido el día 20 de enero del 2013, desde: <http://www.ine.gov.ve/documentos/Demografia/CensodePoblacionyVivienda/pdf/ResultadosBasicosCenso2011.pdf>

Rodas, R. - Rousé, P. Análisis Comparativos de Métodos para la Medición del Ángulo de reposo de suelos granulares. Obtenido el día 31 de diciembre del 2012, desde: <http://www.scielo.cl/pdf/rconst/v9n1/art11.pdf>

Sistema de Información Económica Energética, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Obtenido el día 20 de enero del 2013, desde: <http://www.olade.org/sites/default/files/PLEGABLE2010final.pdf>

Tecnologías de procesos para Desalinización de Agua. Comisión Nacional de Energía Atómica. Obtenido el día 23 de Noviembre del 2012, desde: http://www.cnea.gov.ar/pdfs/revista_cnea/9/desalinizacion_de_aguas.pdf

Tratamiento de agua por Osmosis Inversa. Prowater. Obtenido el día 3 de octubre del 2012, desde: http://www.prowaterargentina.com.ar/articulos/INFO_OSM_INV_06.pdf

Tribunal Supremo de Justicia. Gaceta Oficial N° 37.415. Visitado el día 26 de diciembre del 2012, desde: <http://www.tsj.gov.ve/gaceta/abril/030402/030402-37415-01.html>

UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

**“VALORACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA ECONÓMICA Y
FINACIERA PARA EL DESARROLLO DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN
DE ELECTRICIDAD UTILIZANDO COQUE DE PETRÓLEO COMO
COMBUSTIBLE, UBICADA EN VENEZUELA”
TOMO II**

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO
presentado ante la
UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
como parte de los requisitos para optar al título de
INGENIERO INDUSTRIAL

REALIZADO POR

Br. Guerrero Q., Andreína A.

Br. Maingon P., Alejandra C.

PROFESOR GUÍA

De Gouveia., Joao B.

FECHA

Febrero 2013

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE DIAGRAMAS	iv
ÍNDICE DE FIGURAS	v
ÍNDICE DE GRÁFICOS	vi
ÍNDICE DE TABLAS	vii
ANEXOS DEL CAPÍTULO II.....	1
ANEXO II-1. Esquema del proceso de coquización retardada.....	1
ANEXO II-2. Participación mundial de coque de petróleo.....	1
ANEXO II-3. Comparación relativa entre los precios del carbón y del coque de petróleo	2
ANEXO II-4. Definición de los diferentes tipos de energía según el menpet	2
ANEXO II-5. Tipos de centrales eléctricas	3
ANEXOS II-6. Evolución de la caldera de lecho fluidizado en los último años....	4
ANEXO II-7.Ciclo rankine sus procesos y configuración con sus diagramas asociados.....	4
ANEXO II-8. Modelos de pronósticos.....	7
ANEXO II-9. Definiciones básicas.....	9
ANEXOS DEL CAPÍTULO IV	14
ANEXO IV-1. Factores que afectan la localización de Jose con sus ponderaciones.....	14
ANEXO IV-2. Factores que afectan la localización de Paraguaná con sus ponderaciones.....	15
ANEXO IV-3. Factores que afectan la localización de el Palito con sus ponderaciones.....	16
ANEXO IV-4. Componentes del coque de petróleo	17
ANEXO IV-5. Generalidades y aplicaciones de las cintas tranaportadoras	17

ANEXO IV-6. Cangilones	18
ANEXO IV-7. Diagrama de flujo de proceso del sistema de suministros y desamineralización del agua de mar.....	19
ANEXO IV-8. Diagrama de flujo del sistema de combustión CFB.....	20
ANEXOS IV-9. Ventajas y desventajas de la caldera de lecho fluidizado.....	21
ANEXO IV-10. Diagrama esquemático de la caldera CFB.....	22
ANEXO IV-11. Tecnologías del control de emisiones	22
ANEXO IV-12. Diagrama de flujo del sistema de generación eléctrica	36
ANEXO IV-13. Generador	37
ANEXO IV-14 Balances de masa.....	38
ANEXO IV-15. Conversiones del flujo másico a flujo volumétrico del agua de mar.....	40
ANEXO IV-16. Especificaciones técnicas de maquinaria y equipos principales	41
ANEXO IV-17 Descripción del requerimiento de espacio	44
ANEXO IV-18. Diagrama del proceso general de la transformación de coque energía.....	46
ANEXOS CAPITULO V	47
ANEXO V-1. Extracto del decreto N°638. Normas sobre calidad del aire y control de la contaminación atmosférica	47
ANEXO V-2. Organización Latinoamericana de Energía	48
ANEXOS V-3. Datos INE, según CENSO 2011.....	50
ANEXO V-4. Poblaciones del edo. Anzoátegui según municipios	51
ANEXOS DEL CAPÍTULO VI	52
ANEXO VI-1. Clasificación de costos.....	52
ANEXO VI-2. Tabla de factor de localización Estados Unidos-Venezuela.....	53
ANEXO VI-3. Tabla de factor de localización Estados Unidos-otros países	54
ANEXO VI-4. Costos Black & Veatch Corporation	55

ANEXO VI-5. Cálculo de la inversión inicial de la planta de generación eléctrica	56
ANEXO VI-6. Cálculo de la inversión inicial de la planta de osmosis inversa ...	60
ANEXO VI-7. Cálculo costo de operación de la planta de generación.....	62
ANEXO VI-8. Cálculo costo de operación de la planta de osmosis inversa	64
ANEXO VI-9. Cálculo de las ventas de energía eléctrica.....	66
ANEXO VI-10. Cálculo de la inflación	68
ANEXO VI-11. Cálculos de los VPN en los tres casos planteados de la TRAM.	68
BIBLIOGRAFÍA	70

ÍNDICE DE DIAGRAMAS

Diagrama 1. Diagrama T-s del Ciclo Rankine ideal simple.	5
Diagrama 2. Desviación del ciclo de potencia de vapor respecto al ciclo Rankine ideal.	6
Diagrama 3. Sistema de suministros y desmineralización del agua de mar.	19
Diagrama 4. Proceso del sistema de combustión Lecho Fluidizado.	20
Diagrama 5. Diagrama de flujo del sistema de generación eléctrica.....	36
Diagrama 6. Balance de masa de suministro y desmineralización del agua de mar.....	38
Diagrama 7. Balance de masa de la combustión del coque de petróleo.....	39
Diagrama 8. Diagrama general del proceso de transformación.	46

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema del proceso de coquización retardada.	1
Figura 2. Tipos de centrales eléctricas.....	3
Figura 3. Evolución de la Caldera de Lecho fluidizado.....	4
Figura 4. Ciclo Rankine ideal simple.....	4
Figura 5. Sistema de producción.....	11
Figura 6. Cangilones.....	18
Figura 7. Caldera de Lecho fluidizado.....	22
Figura 8. Soluciones para emisión del SO ₂ en centrales termoeléctricas.	29
Figura 9. Generador Elemental.....	37
Figura 10. Turbina de vapor Modelo SC/SAC.....	41
Figura 11. Caldera de Lecho Fluidizado.	42
Figura 12. Generador eléctrico.....	43
Figura 13. Mapa del estado Anzoátegui.....	50
Figura 14. Índices de Factor de Escalación 2012.	59
Figura 15. Conversión de divisas en el transcurso del año 2003.....	60
Figura 16. Índice de Factor de Escalación 2007.	61
Figura 17. Índices de Factor de Escalación 2004.	65
Figura 18. Extracto de la Gaceta Oficial N° 37.415.....	66

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Fuentes de emisión de NOx.	24
Gráfico 2. Porcentaje de emisiones de NOx en América Latina.....	24
Gráfico 3. Fuentes de Emisión de SO ₂	28
Gráfico 4. Porcentaje de participación de emisiones del SOx en Latinoamérica.	29
Gráfico 5. Porcentaje de emisiones de CO en America Latina.	33
Gráfico 6. Fuentes de Emisión del CO ₂	34
Gráfico 7. Porcentaje de participacion de emisiones del CO ₂ en America Latina.	35
Gráfico 8. Relaciones entre los procesos de transformación del coque.....	45
Gráfico 9. Consumo de energía per cápita (bep/hab)-Año 2009.....	48
Gráfico 10. Gráfico de evolución de la población del estado Anzoátegui censo 1873-2011. Fuente: Instituto Nacional de Estadística	50
Gráfico 11. Desglose del Costo de Inversión de una planta de generación eléctrica de carbón pulverizado.....	56

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Producción mundial de coque de petróleo.	1
Tabla 2. Comparación relativa entre los precios del carbón y del coque	2
Tabla 3. Factores que afectan el estudio de localización para el Complejo Mejorador Jose.	14
Tabla 4. Factores que afectan el estudio de localización para la planta ubicada en el Edo. Falcón.	15
Tabla 5. Factores que afectan el estudio de localización para la planta ubicada en el Edo. Carabobo.	16
Tabla 6. Componentes del coque de Petróleo en el Complejo Mejorador de Jose.	17
Tabla 7. Ventajas y desventajas de la caldera CFB.	21
Tabla 8. Efectos del NOx sobre la salud y el medio ambiente.	25
Tabla 9. Control de las emisiones de NOx en generadores de vapor	26
Tabla 10. Características de los contaminantes.	27
Tabla 11. Breve Explicación de Tecnologías usadas para el control de las emisiones del SOx.	30
Tabla 12. Características de los Óxidos de Carbono. Fuente: Contaminación ambiental. Mcgraw- hill	32
Tabla 13. Efectos del Monóxido y Dioxido de Carbono. Fuente: Contaminación ambiental, Mcgraw-Hill.	35
Tabla 14. Conversión de flujo másico a flujo volumétrico del agua de mar.	40
Tabla 15. Descripción de la turbina de vapor.	41
Tabla 16. Descripción de la Caldera de Lecho Fluidizado.	42
Tabla 17. Descripción del Generador.	43
Tabla 18. Simbología del Método SLP.	44
Tabla 19. Control de emisiones a la atmósfera	47
Tabla 20. Tabla de Conversión.	49

Tabla 21. Población del estado Anzoátegui según Municipios.	51
Tabla 22. Clasificación de Costos.	52
Tabla 23. Factor de localización Estados Unidos-Venezuela.	53
Tabla 24. Factor de Localización Estados Unidos a otros países.	54
Tabla 25. Costos para una planta de generación eléctrica utilizando carbón como combustible de 606 Mw.	55
Tabla 26. Costos de Inversión para el año 2010 de una planta de generación eléctrica de 606 Mw.	57
Tabla 27. Costos de capital y operación de plantas de desalinización	64
Tabla 28. Variación de la inflación.	68

ANEXOS DEL CAPÍTULO II

ANEXO II-1. Esquema del proceso de coquización retardada

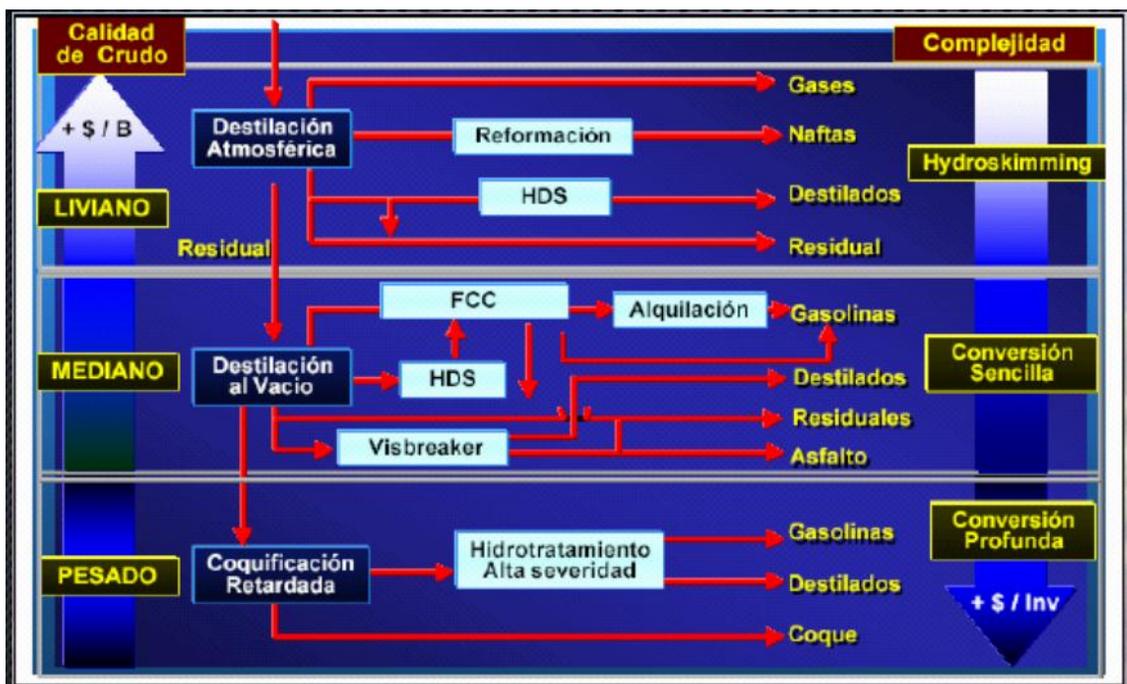


Figura 1. Esquema del proceso de coquización retardada.

Fuente: Kiara Delzo y Alejandro Goldar (USB)

ANEXO II-2. Participación mundial de coque de petróleo

Tabla 1. Producción mundial de coque de petróleo.

Fuente: EBSCO

Productores	Porcentaje (%) de participación
Norteamérica	69.50
Suramérica	9.10
Europa	8.50
Asia	6.90
Ex URSS	5.00
África	0.50
Oceanía	0.50

ANEXO II-3. Comparación relativa entre los precios del carbón y del coque de petróleo

Tabla 2. Comparación relativa entre los precios del carbón y del coque
Fuente: EBSCO

Intervalos (años)	U\$ 0,01/MM BTU	
	Carbón	Coque de petróleo
Ene 97 a Dic 97	120	89
Dic 97 a Nov 98	120	75
Nov 98 a Oct 99	118	68
Oct 99 a Sep 00	110	58
Sep 00 a Ago 01	108	70
Ago 01 Jul 02	120	70
Jul 02 a Jun 03	118	52
Jun 03 a May 04	120	70
May 04 a Abr 05	135	110
Abr 05 a May 06	155	140
May 06 a Feb 07	160	165

ANEXO II-4. Definición de los diferentes tipos de energía según el MENPET

- **Energía cinética:** Es la que surge en el fenómeno del movimiento. Está definida como el trabajo necesario para acelerar un cuerpo de una masa dada desde su posición de equilibrio hasta una velocidad dada.
- **Energía eléctrica:** Es la potencia eléctrica producida, transmitida o consumida en un período de tiempo.
- **Energía eólica:** Es la energía obtenida del viento, es decir, aquella que se obtiene de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire y así mismo las vibraciones que el aire produce.
- **Energía hidráulica:** Energía potencial gravitatoria de una masa de agua que puede ser aprovechada para mover una turbina y generar electricidad.
- **Energía mecánica:** Expresa la capacidad que poseen los cuerpos con masa de efectuar un trabajo.
- **Energía nuclear:** Energía producida por un reactor nuclear que utiliza uranio como combustible. El calor que produce la fisión nuclear en cadena transforma el agua en vapor, y éste mueve turbinas que generan electricidad.
- **Energía solar:** Es la energía obtenida directamente del Sol. La radiación solar incidente en la Tierra puede aprovecharse, por su capacidad para calentar, o directamente, a través del aprovechamiento de la radiación en dispositivos ópticos o de otro tipo. Es un tipo de energía renovable y limpia.

- **Energía térmica:** Se le denomina a la energía liberada en forma de calor, obtenida de la naturaleza (energía geotérmica), mediante la combustión de algún combustible fósil (petróleo, gas natural o carbón) , mediante energía eléctrica por efecto Joule, por rozamiento, por un proceso de fisión nuclear o como residuo de otros procesos mecánicos o químicos.

ANEXO II-5. Tipos de centrales eléctricas

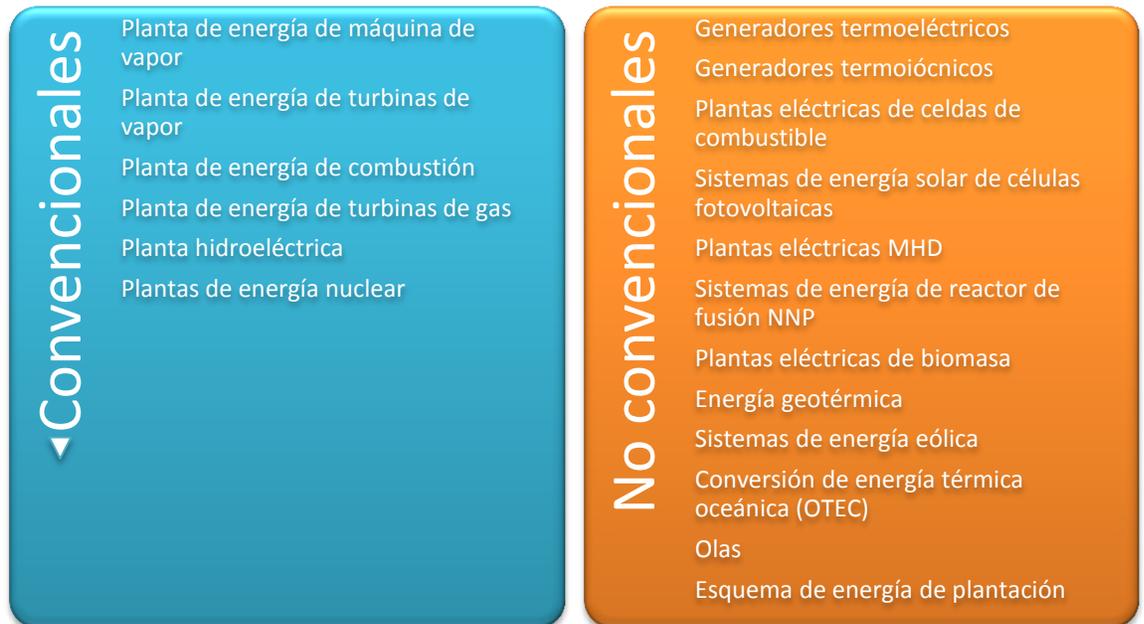


Figura 2. *Tipos de centrales eléctricas.*

Fuente: A.k Raja

ANEXOS II-6. Evolución de la caldera de lecho fluidizado en los últimos años.

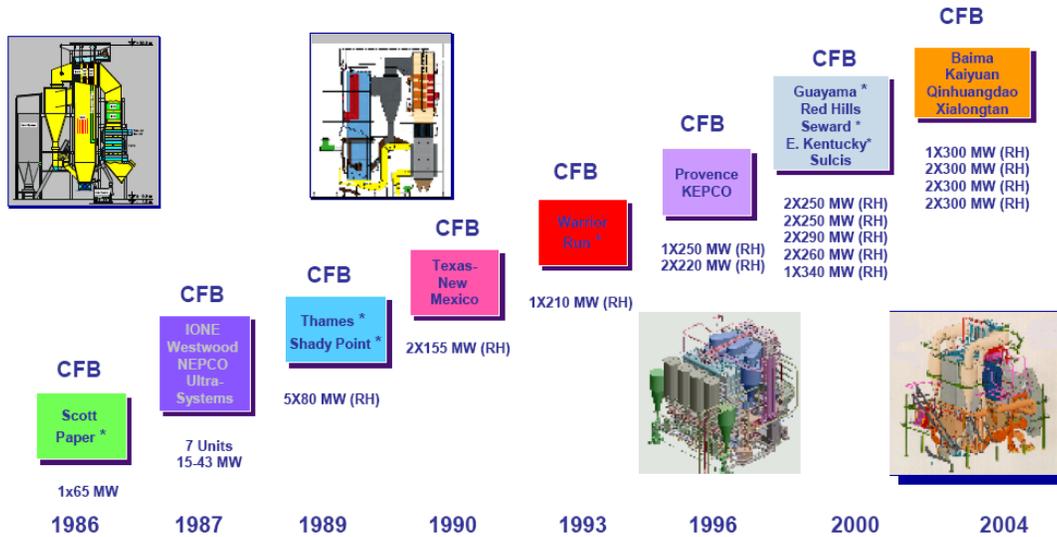


Figura 3. Evolución de la Caldera de Lecho fluidizado. Fuente: Gustavo González.

ANEXO II-7. Ciclo Rankine sus procesos y configuración con sus diagramas asociados.

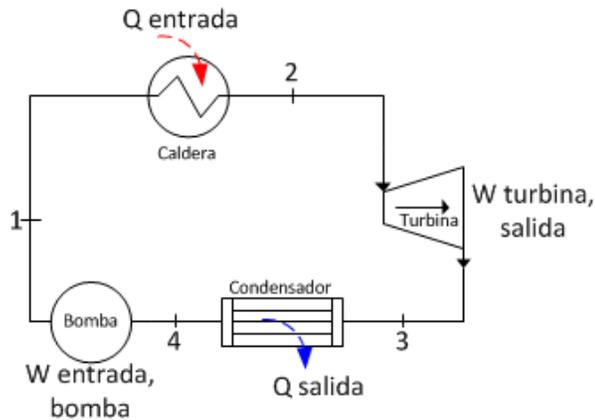


Figura 4. Ciclo Rankine ideal simple. Fuente: Adaptado de Cengel, Y y Boles, M.¹

¹ Cengel, Y y Boles, M. (2009). Termodinámica. Sexta edición. Editorial Mc Graw Hill. México

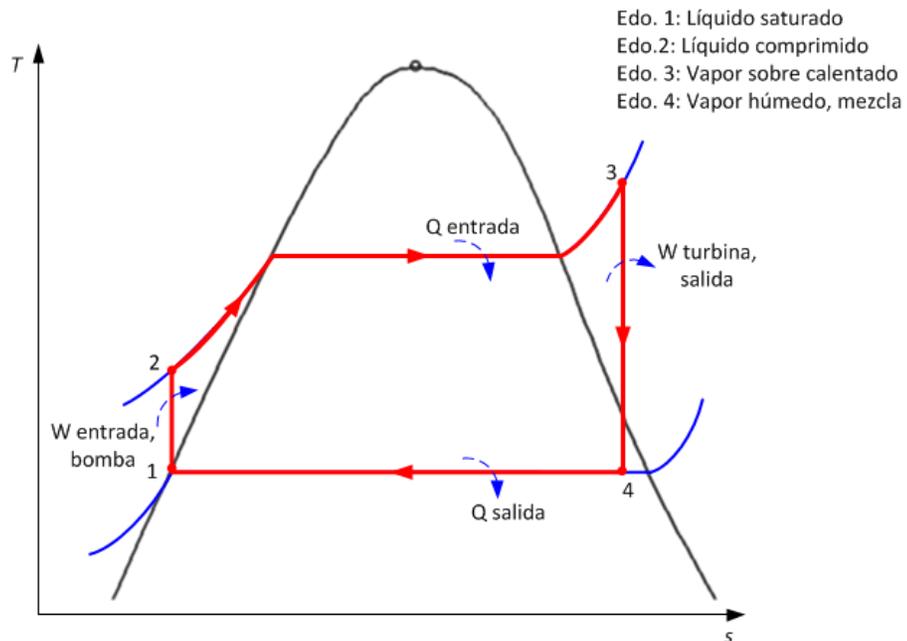


Diagrama 1. Diagrama T-s del Ciclo Rankine ideal simple.
Fuente: adaptado de Cengel, Y y Boles, M.

[Edo. 1 – Edo. 2]

- Compresión isotrópica en una bomba: El agua entra en el estado uno (1) como líquido saturado y se condensa isotrópicamente hasta la presión de operación de la caldera. (Cengel, Y y Boles, M, pág. 564)

[Edo. 2 – Edo. 3]

- Adición de calor a presión constante en un caldera: El agua entra en la caldera como líquido comprimido, estado dos (2), y sale como vapor sobre calentado en el estado tres (3). La caldera es básicamente un gran intercambiador calor, donde el calor se origina de los gases de combustión se transfiere al agua a presión constante. (Cengel, Y y Boles, M, pág. 564)

[Edo. 3 – Edo. 4]

- Expansión isotrópica en una turbina: El vapor sobre calentado en el Edo. 3 en la turbina donde se expande isotrópicamente, produciendo trabajo al hacer girar el generador eléctrico conectado a la turbina. La presión y la temperatura del vapor disminuyen hasta condensarse, es decir, el estado cuatro (4). (Cengel, Y y Boles, M, pág. 564)

[Edo. 4 – Edo. 1]

- Rechazo de calor a presión constante en un condensador: El vapor condensado a presión constante, generalmente un vapor húmedo con una alta calidad, intercambia de calor rechazándolo hacia el medio ambiente. A la salida del condensador, el vapor como líquido saturado pasa por una bomba completando el ciclo. (Cengel, Y y Boles, M, pág. 564)

El caso explicado anteriormente es para las condiciones ideales del ciclo de potencia de vapor, sin embargo, el resultado de las irreversibilidades del ciclo como la fricción del fluido y las pérdidas de calor originan el ciclo real de potencia de vapor. En el Diagrama 2 se representa esquemáticamente la desviación entre el ciclo de potencia de vapor con el ciclo Rankine Ideal.

La fricción del fluido ocasiona caídas de presión en la caldera, haciendo que el vapor salga con una presión un poco menor de ella, el condensador, donde la caída de presión es muy pequeña, y las tuberías que conectan a los componentes, haciendo que la presión en la entrada de la turbina sea un poco más baja que en la salida de la caldera. Para compensar todas estas pérdidas el agua debe bombearse a una mayor presión, requiriendo una bomba más grande y una mayor entrada de trabajo en la misma. (Cengel, Y y Boles, M, pág. 567)

Otra causante de la irreversibilidad del ciclo real es la pérdida de calor del vapor hacia los alrededores cuando el vapor está circulando por los componentes del ciclo, por lo que para mantener el mismo nivel de salida neta de trabajo, es necesario transferir más calor al vapor que se dirige a la turbina para compensar las pérdidas de calor, ocasionando que la eficiencia del ciclo disminuya. (Cengel, Y y Boles, M, pág. 567)

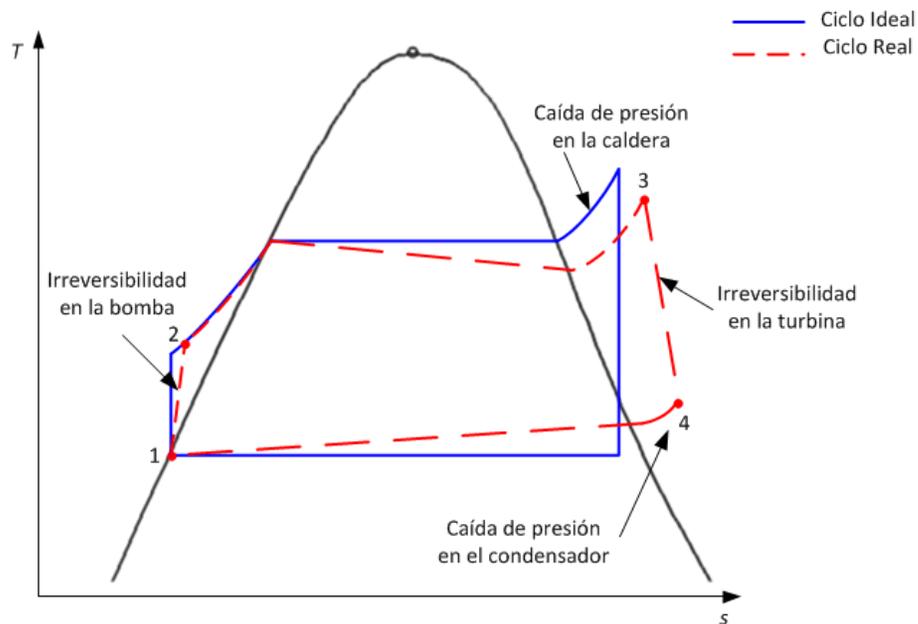


Diagrama 2. Desviación del ciclo de potencia de vapor respecto al ciclo Rankine ideal.
Fuente: Adaptado de Cengel, Y Boles, M.

ANEXO II-8. Modelos de pronósticos

- *Modelos cuantitativos*

Los pronósticos cuantitativos se caracterizan por:

- Se presentan en lenguaje matemático expresándose en un lenguaje universal que permite una fácil comunicación y además establecen un registro no ambiguo sobre el “cómo” se hace el pronóstico.
- Puede manejar una gran cantidad de datos mediante el uso de herramientas computarizadas, permitiendo un manejo de control de inventarios que requieran pronósticos actualizados en el tiempo.

- *Modelo de Pronósticos Causal*

En el modelo causal el pronóstico se enfoca en la cantidad que interesa, también al conocer una variable puede aportar en la predicción de otra. Sea “y” el valor que interesa y “ŷ” un valor pronosticado. Entonces en un modelo Causal:

$$\hat{y} = f(x_1 + x_2 \dots x_n)$$

Donde:

F: función de pronóstico, variable dependiente o de respuesta

X_1, x_2, \dots, x_n : Conjuntos de variables independientes

En este modelo se deben conocer las variables independientes y se usan para así pronosticar las variables dependientes y se requiere que exista una relación entre ellas para que una proporciones información sobre la otra.

- *Ajuste Rápido y Aproximado*

Método que se usa cuando hay una sola variable independiente por lo que se limita el uso del mismo y también cuando se necesita un pronóstico con rapidez. Este método consiste en realizar una curva lo más cerca posible a los puntos en el grafico de dispersión.

- *Ajustes de mínimos cuadrados*

El método de mínimos cuadrados es un procedimiento formal que permite hacer pronósticos con más de una variable independiente y arrojar una medida de lo que es un “buen ajuste”. Consiste en dos etapas:

1. Elegir una forma funcional específica para la aplicación.
2. Dentro del conjunto de funciones escogidas en el paso anterior escoger aquella que minimice las desviaciones entre los puntos de los datos y los valores de la función.

➤ Ajuste lineal de una variable

Considerando una recta, es decir, una función de la forma $y = a + bx$, la desviación existente entre todos los valores observados y la función se determina utilizando una medida de ajuste de bondad, que es la suma de los cuadrados de las desviaciones de todos los puntos, que se puede escribir como:

$$\sum_{i=1}^n (y_i - [a + bx_i])^2$$

Donde:

y_i	valor observado de la variable dependiente
x_i	valor observado de la variable independiente
a	Ordenada en el origen de la función específica
b	Pendiente de la función específica

➤ Ajuste de una función cuadrática

El método de mínimos cuadrados puede ser utilizado para cualquier número de variables independientes y con cualquier forma funcional, cuando se está en presencia de dos variables de esta forma, la desviación existente entre la función y los valores observados, usando la medida de ajuste de bondad, puede expresarse como:

$$\sum_{i=1}^n (y_i - [a_0 + a_1x_i + a_2x_i^2])^2$$

El resultado general es que al usar la función de grado dos da un mejor resultado que una función lineal aplicando el método de los mínimos cuadrados, después de todo, las rectas son una forma especial de una función cuadrática, por lo que puede decirse que la mejor función cuadrática deber ser, por lo menos, tan buena como la mejor función lineal.

Como se ha mencionado anteriormente, el método puede aplicarse a cualquier forma de una función específica, cuando ésta es de grado n se denomina polinomial. A medida que el grado de la función va aumentando podría pensarse que el ajuste se va perfeccionando, sin embargo, un ajuste perfecto es decepcionante, porque esto no implica, que el modelo tenga un gran

valor predictivo. La intención es sugerir que un modelo que presente un buen ajuste a los datos históricos puede tener una potencia predictiva pobre.

Un buen ajuste es un tanto filosófico y un tanto técnico, se pueden crear pronósticos útiles si se interpreta correctamente el pasado, esto quiere decir, que un pronóstico podría resultar ventajoso a medida que mejor se conozca el proceso en estudio y se entienda el lado filosófico de la “bondad de ajuste” uniendo ambos puntos de vista.

- *Modelos de Pronósticos de Serie de Tiempo*

Este método genera pronósticos a través de la extrapolación del comportamiento histórico del valor de la variable que interesa. Para el desarrollo de este método se pueden tomar en cuenta varios enfoques, uno de ellos es la “recta de la tendencia”, en donde se dibujaran los valores en función del tiempo.

Al usar ajuste de curvas en series de tiempo, la variable independiente es el tiempo, la dependiente será los datos históricos las cuales se graficarán contra el tiempo, posteriormente la curva se ajustara a estos datos. Prolongar estos datos, dará como resultado el pronóstico que consiste en evaluar la función derivada para valores mayores de T (el tiempo).

El modelo de series de tiempo supone que la variable “y”, la variable que interesa es estacionaria (estable), por lo que su comportamiento en el futuro va a ser igual al del pasado.

ANEXO II-9. Definiciones básicas

- ✓ Estudio de Factibilidad

Un estudio de factibilidad para la implementación de una planta industrial consiste en realizar un estudio de Ingeniería conceptual. Se concentra en el estudio técnico. “En esta etapa, el proyecto no se rechaza por parte del inversionista o del evaluador, sin o por factores internos”.²

- ✓ Estudio Técnico

En un estudio técnico se pretende a dar respuesta a las preguntas de “dónde”, “cuánto”, “cuándo”, “cómo” y “con qué” producir lo que se desea. Comprende todo aquello que tenga relación con el funcionamiento y la operatividad del propio proyecto. Esta parte de un proyecto tiene como objetivos principales verificar la posibilidad técnica de la fabricación del producto o servicio que se desea y analizar y determinar el tamaño, la localización, los equipos, las instalaciones y la organización que sean óptimos para poder realizar el proceso productivo.³

² Centro de Formación Técnica Lota-Arauco (1999). *Apuntes de clase: Evaluación de Proyectos*.

³ Estudio Técnico. Universidad Rafael Landívar. Obtenido el día 11 de Noviembre del 2012, desde: <http://biblio3.url.edu.gt/Libros/2011/eva-elePro/3.pdf>

✓ Evaluación de un proyecto

Según el Centro de Formación Técnica Lota-Arauco, un proyecto es un conjunto de actividades, que están estructuradas para satisfacer una necesidad en la forma de productos o servicios. Para la evaluación del mismo, se busca la mejor utilización de los recursos (escasos), con el fin de obtener el máximo beneficio.

✓ Estudio de Mercado

Es la realización de un estudio en donde se quiere conocer la respuesta del mercado con respecto a un producto o servicio, con el objetivo de plantear los planes y estrategias comerciales más adecuadas. También el mercado se puede entender como un intercambio, es decir, un conjunto de compradores y vendedores de un producto o servicio.⁴

✓ Mercado Potencial

El mercado es el conjunto de compradores reales y potenciales de un producto. Los compradores reales son los que por seguro van a comprar un determinado producto, los potenciales son aquellos que no lo han adquirido pero que podrían llegar a hacerlo, lo que da apertura al mercado potencial, el cual abarca los compradores reales y los potenciales⁵.

✓ Mercado Meta

Los interesados han de dirigir todas sus acciones comerciales hacia los posibles compradores, los cuales deben ser conocidos para así dirigirse a ellos de una manera directa. El mercado meta esta compuesto por el grupo de compradores potenciales, los cuales se quieren convertir en futuros clientes⁶.

✓ Demanda

“Cantidad de producto que los compradores están dispuestos a adquirir a un determinado precio⁷”.

✓ Oferta

“Cantidad de producto que los vendedores están dispuestos a ofrecer a un determinado precio”.⁸

⁴ McGraw-Hill Interamericana de España, SL. Estudio de Mercado. Obtenido el 11 de noviembre del 2012, desde: <http://www.mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448169298.pdf>

⁵ McGraw-Hill Interamericana de España, SL. Estudio de Mercado. Obtenido el 11 de noviembre del 2012, desde: <http://www.mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448169298.pdf>

⁶ McGraw-Hill Interamericana de España, SL. Estudio de Mercado. Obtenido el 11 de noviembre del 2012, desde: <http://www.mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448169298.pdf>

⁷ McGraw-Hill Interamericana de España, SL. Estudio de Mercado. Obtenido el 11 de noviembre del 2012, desde: <http://www.mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448169298.pdf>

⁸ McGraw-Hill Interamericana de España, SL. Estudio de Mercado. Obtenido el 11 de noviembre del 2012, desde: <http://www.mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448169298.pdf>

✓ Proceso Productivo

Según la Organización Internacional de Normalización (ISO) en la norma 9000:2005 llamada Sistemas de gestión de la calidad-fundamentos y vocabulario, un proceso es un “Conjunto de actividades mutuamente relacionadas o que interactúan, las cuales transforman elementos de entradas en resultados”

Un sistema de producción es un conjunto de elementos interrelacionados en donde se utilizan recursos para transformar las entradas en la producción deseada.⁹



Figura 5. Sistema de producción.

Fuente: Láminas de la cátedra de Producción I

✓ Distribución de la planta

La distribución física de las instalaciones es la actividad por la cual se determina el tamaño, la forma y la localización de cada departamento, de un área determinada. Consiste en la selección de áreas de producción y áreas de almacenaje, selección del tamaño de cada área y la disposición de los equipos y el personal en cada área. El tipo de layout depende del tipo de proceso del sistema de producción, se pueden nombrar cuatro tipos de distribución: Layout por producto (línea de ensamblaje), Layout por proceso (job shop), Layout por grupos (job shop) y Layout por posición fija (Proyectos).¹⁰

✓ Estudio Financiero

El análisis financiero es una técnica o herramienta que, mediante el empleo de métodos de estudio, permite entender y comprender el comportamiento del pasado financiero de una entidad y conocer su capacidad de financiamiento e inversión propia, se lleva a cabo mediante el empleo de métodos.

El objetivo del análisis es dar interpretación a las cifras, sus relaciones y comparaciones. También revela las causas de hechos y tendencias favorables o desfavorables, para así poder dar soluciones a aquellos efectos negativos y aumentar los positivos. A través de este se aplican métodos que permiten interpretar la solvencia, estabilidad y producción de la empresa.¹¹

⁹ Láminas de la Cátedra Sistemas de Producción I dictada por el profesor Joubran Díaz

¹⁰ Láminas de la cátedra de Diseño de Plantas I dictada por el profesor Alirio Villanueva.

¹¹ Análisis financiero. Andragogy. Obtenido el día 23 de noviembre del 2012, desde: http://www.andragogy.org/_Cursos/Curso00169/Temario/pdf%20leccion%202/TEMA_2_pyme.pdf

✓ Costos de inversión y operaciones

En un proyecto de implementación y operación de una planta industrial, se manejan diferentes tipos de costos, principalmente los costos de inversión y los costos de operación: Los costos de inversión son aquellos en los que se incurren desde la conceptualización de la planta hasta su puesta en marcha, como el costo de estudio de mercado, las ingenierías, el terreno, equipos, etc.; y desde que la planta comienza a funcionar se incurren en costos de operación, tales como la materia prima, sueldos y salarios, mantenimiento, servicios industriales, entre otros.¹²

✓ Valor Presente Neto (VPN)

“El valor presente neto es un método de análisis de equivalencia en el que se reducen los flujos de efectivo de un proyecto a un valor presente único. Es posiblemente el método de análisis más eficiente que podemos utilizar para determinar la aceptabilidad de proyectos en términos económicos.” (Park, pág. 192). Su cálculo se realiza a través de la siguiente ecuación:

$$VPN(i) = \sum_{n=0}^N \frac{A_n}{(1+i)^n}$$

Donde:

VP (i) = VPN calculado en i

A_n = Flujo de efectivo neto al final del período n

I = Costo del capital

N = Vida de servicio del proyecto

Si $VP(i) > 0$, se acepta la inversión

Si $VP(i) = 0$, se permanece indiferente

Si $VP(i) < 0$, rechaza la inversión

✓ Tasa Interna de Rendimiento de Retorno (TIR)

“La tasa interna de retorno es la tasa de interés cobrada sobre el saldo pendiente de un proyecto de inversión, de manera que, cuando el proyecto concluye, el saldo pendiente del proyecto es cero” (Park, pág. 252). En otras palabras, el rendimiento de un proyecto se refiere a la tasa interna de retorno (TIR), o la ganancia que promete un proyecto de inversión a lo largo de su vida útil. Para su obtención se hace el VPN igual a cero quedando la siguiente ecuación para su posterior despeje:

$$0 = \frac{A_0}{(1+TIR)^0} + \frac{A_1}{(1+TIR)^1} + \dots + \frac{A_n}{(1+TIR)^n}$$

¹² Laminas de la cátedra de Diseño de Plantas II dictada por el profesor Gustavo González.

✓ Tasa de Rendimiento Atractiva Mínima (TRAM)

Representa la medida de rentabilidad mínima que se le exigirá al proyecto, de tal manera que el retorno esperado permita cubrir la totalidad de la inversión inicial, esto incluye los gastos de operación, los intereses debido al financiamiento y la rentabilidad que los inversionistas le exigen al propio capital invertido.¹³

Por lo general, las empresas desean lograr algo más que sólo recuperar los gastos, por lo que una tasa de rendimiento atractiva mínima (TRAM) es recomendada para la toma de decisiones en relación con un proyecto, tomando en cuenta las siguientes reglas:

Si la $TIR > TRAM$, se acepta el proyecto

Si la $TIR = TRAM$, se permanece indiferente ante el proyecto

Si la $TIR < TRAM$, se rechaza el proyecto

¹³ Inversión. Universidad de los Andes, Venezuela. Obtenido el día 23 de noviembre del 2012, desde: http://webdelprofesor.ula.ve/economia/alibel/analisis_financiero_de_proyectos/financiero/presentacion_clase/ESTUDIO%20DE%20FACTIBILIDAD%20FINANCIERA.pdf

ANEXOS DEL CAPÍTULO IV

ANEXO IV-1. Factores que afectan la localización de Jose con sus ponderaciones

Tabla 3. Factores que afectan el estudio de localización para el Complejo Mejorador Jose.

Fuente: Elaboración propia

Factor	Descripción	Puntaje
Factores que afectan la localización		
Materia prima	El coque se encuentra ubicado en las cercanías del Complejo.	50
Clima	Tropical. Temperatura aproximada entre 25 °C y 28 °C ¹⁴	50
Mano de obra	Fácil acceso a la mano de obra, por su cercanía a las comunidades de Puerto Píritu y Barcelona y los municipios Simón Bolívar y San Fernando Peñalver. Además de ser un estado con una alta influencia en el área petrolera. Tasa de desocupación 7.3% ¹⁵	50
Transporte	El transporte de la materia prima (coque) hacia la planta es un factor importante a considerar, para esta posible ubicación su transporte sería de aproximadamente 800 metros ¹⁶ .	50
Disponibilidad del agua	La disponibilidad del agua es amplia debido a que la planta se encontraría al lado del mar, pero hay que invertir en los procesos de desalinización y desmineralización del agua de mar.	25
Factores que afectan el sitio		
Costo del sitio	Se considera nulo si el proyecto es realizado por el estado	50
Total		275

¹⁴ Características del Estado Anzoátegui. Asamblea Nacional Obtenido el día 3 de diciembre del 2012, desde: http://www.asambleanacional.gov.ve/index.php?option=com_content&view=article&id=24752&Itemid=188&lang=es

¹⁵ Instituto Nacional de Estadística. Obtenido el día 3 de diciembre del 2012, desde: <http://www.ine.gov.ve/>

¹⁶ Google Earth. Obtenido el día 3 de diciembre del 2012.

ANEXO IV-2. Factores que afectan la localización de paraganá con sus ponderaciones

Tabla 4. Factores que afectan el estudio de localización para la planta ubicada en el Edo. Falcón.

Fuente: Elaboración propia

Factor	Descripción	Puntaje
Factores que afectan la localización		
Materia prima	El coque se encuentra ubicado en las cercanías del Complejo Jose en el estado Anzoátegui.	25
Clima	Seco y árido. Temperatura aproximada entre 25 °C y 29 °C ¹⁷	20
Mano de obra	Fácil acceso a la mano de obra, por su cercanía a las comunidades de Punto fijo, Jayana, Amuay, Guanadito, Judinada. Tasa de desocupación 7.3% ¹⁸	50
Factores que afectan el sitio		
Transporte	El transporte de la materia prima (coque) hacia la posible ubicación de la planta sería de aproximadamente 700 km ¹⁹	0
Disponibilidad del agua	La disponibilidad del agua es complicada debido a que la posible ubicación de la planta se encuentra a una distancia significativa del mar y no se conoce de pozos cercanos.	25
Costo del sitio	Se considera nulo si el proyecto es realizado por el estado	25
Total		145

¹⁷ Características del Edo. Asamblea Nacional Falcón. Obtenido el día 3 de diciembre del 2012, desde: http://www.asambleanacional.gov.ve/index.php?option=com_content&view=article&id=24791&Itemid=188&lang=es

¹⁸ Instituto Nacional de Estadística. INE. Obtenido el día 3 de diciembre del 2012, desde: ine.gov.ve

¹⁹ Google Earth. Obtenido el día 3 de diciembre del 2012.

ANEXO IV-3. Factores que afectan la localización de el palito con sus ponderaciones

Tabla 5. Factores que afectan el estudio de localización para la planta ubicada en el Edo. Carabobo.

Fuente: Elaboración propia

Factor	Descripción	Puntaje
Factores que afectan la localización		
Materia prima	El coque se encuentra ubicado en las cercanías del Complejo Jose, en el estado Anzoátegui.	25
Clima	Seco y árido. Temperatura aproximada entre 24 °C y 27 °C ²⁰	50
Mano de obra	Fácil acceso a la mano de obra, por su cercanía a las comunidades El Palito, Barrio El Carmen. Tasa de desocupación 7.3% ²¹	50
Transporte	El transporte de la materia prima con respecto a la posible ubicación de la planta sería de aproximadamente 400 kilómetros ²²	25
Disponibilidad del agua	La disponibilidad del agua es amplia debido a que la planta se encontraría al lado del mar, pero hay que invertir en los procesos de desalinización y desmineralización del agua de mar.	25
Factores que afectan el sitio		
Costo del sitio	Se considera nulo si el proyecto es realizado por el estado	25
Total		200

²⁰ Características del Edo. Carabobo. Asamblea Nacional. Obtenido el día 3 de diciembre del 2012, desde: http://www.asambleanacional.gov.ve/index.php?option=com_content&view=article&id=24791&Itemid=188&lang=es

²¹ Instituto Nacional de Estadística. INE. Obtenido el día 3 de diciembre del 2012, desde: ine.gov.ve

²² Google Earth. Obtenido el día 3 de diciembre del 2012.

ANEXO IV-4. Componentes del coque de petróleo

Tabla 6. Componentes del coque de Petróleo en el Complejo Mejorador de Jose.

Fuente: INTEVEP

	Componente	Unidad	Pila Mixta de almacenamiento de los Mejoradores
Análisis Próximo	Humedad	%	0,395
	Poder Calorífico	BTU/lb	14878,65
	Poder Calorífico	Kcal/kg	8265,918
Análisis último	Carbón, C	%	83,41
	Hidrógeno, H	%	4,0
	Vanadio	Mg/kg	2270,0
	Nique, Ni	Mg/kg	540
	Sodio, Na	Mg/kg	157,0
	Morturabilidad	HGI	59,69
Propiedades Generales	Hierro, FE	%	0,045
	Calcio, Ca	%	0,014
	Magnesio	%	0,004
	Sodio, Na	%	0,016
	K	%	0,002
	Vanadio, V	%	0,234
	Niquel, Ni	%	0,049
	Cr	Mg/kg	<5
	Cu	Mg/L	<5
Zn	Mg/L	<5	

ANEXO IV-5. Generalidades y aplicaciones de las cintas transportadoras

El sistema de cintas transportadoras se emplea cuando los materiales deben ser desplazados en cantidades considerable entre posiciones específicas con una ruta fija. La mayoría de estos sistemas son impulsados mecánicamente y en algunos casos se aprovecha la gravedad para trasladar cargas entre dos puntos con diferente altura. Estos sistemas tienen las siguientes características²³:

- Son generalmente mecanizados y en algunos casos automatizados.
- Ocupan posiciones fijas con rutas establecidas.
- Pueden estar ubicadas a nivel del suelo o suspendidas en el techo, dependiendo del propósito.
- Casi siempre está limitado a un flujo unidireccional de materiales.

²³ Fabio Gómez, Cintras Transportadoras en automatización de la producción.

- Pueden ser empleados para transporte y para almacenamiento automático de elementos.
- Permiten el transporte de materiales a gran distancia.
- Tienen una gran capacidad de transporte.
- No alteran el producto transportado.

El transportador de bandas se emplean considerablemente para el traslado entre máquina en la producción en cadena, para el transporte en los talleres de fundición (alimentación de arena), para la alimentación de combustible, para el transporte de carbón y mineral, entre otros. Este tipo de banda está destinado a la movilización de materiales movedizos como el polvo (coque), materiales grandes y medianos, así como cargas por piezas en dirección horizontal y poco inclinada.²⁴

ANEXO IV-6. Cangilones



Figura 6. Cangilones.

Fuente: Creación de bases de datos para equipos en planta y actualización de stock de repuestos, para elevadores de cangilones, en una planta cementera

²⁴ Fabio Gómez, Cintras Transportadoras en automatización de la producción.

ANEXO IV-7. Diagrama de flujo de proceso del sistema de suministros y desamineralización del agua de mar

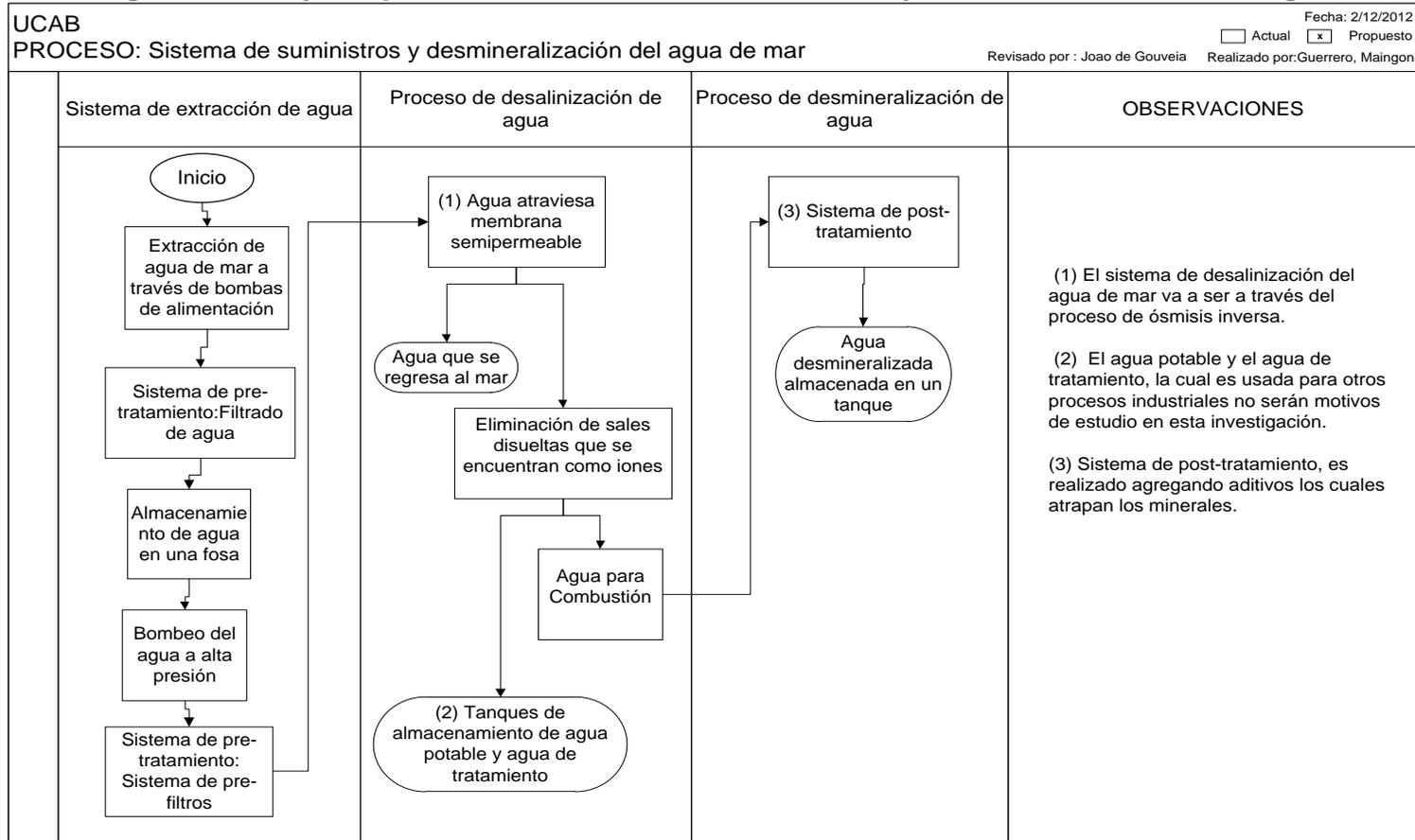


Diagrama 3. Sistema de suministros y desmineralización del agua de mar.

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO IV-8. Diagrama de flujo del sistema de combustión CFB

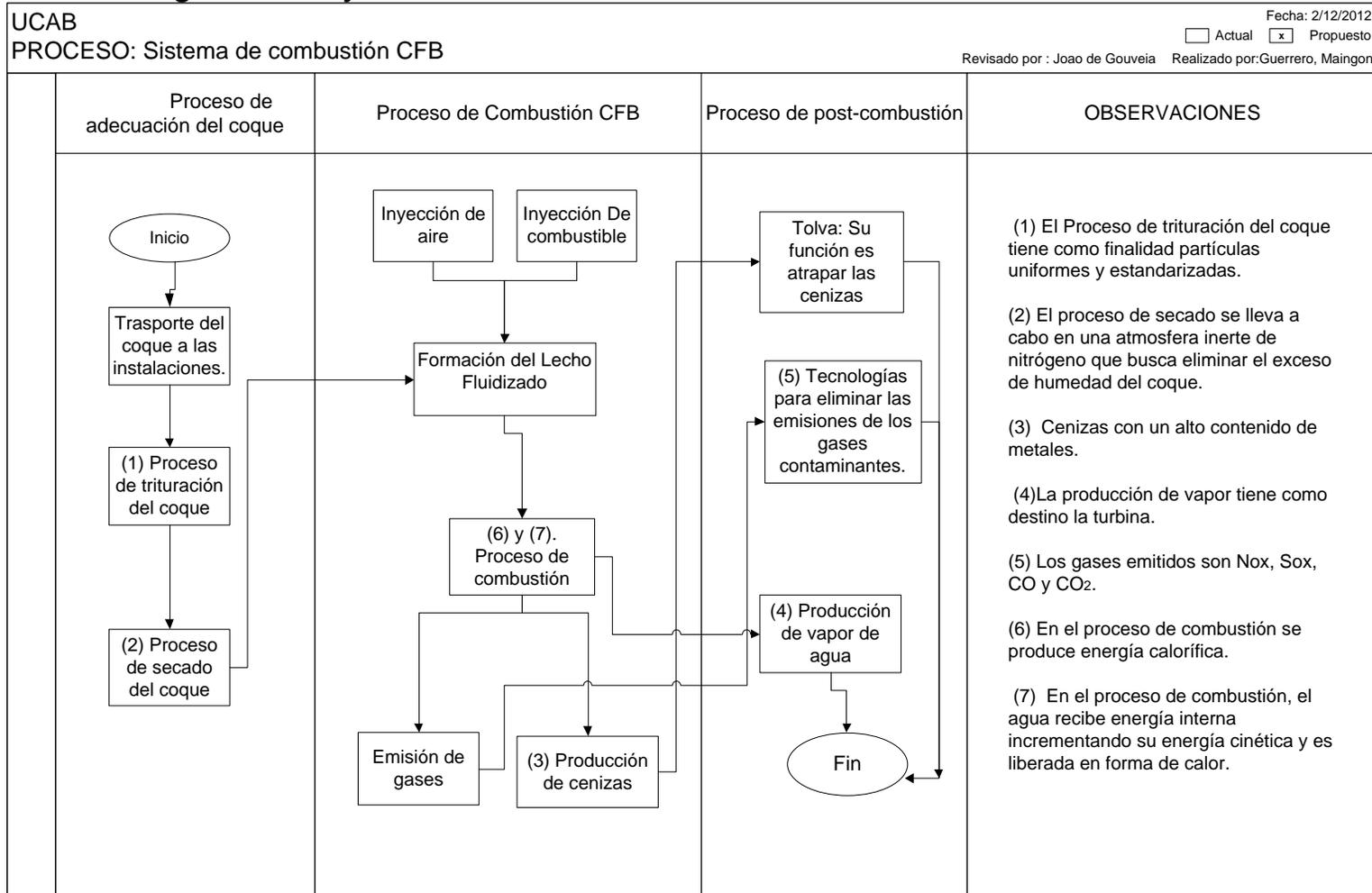


Diagrama 4. Proceso del sistema de combustión Lecho Fluidizado.
Fuente: Elaboración Propia

ANEXOS IV-9. Ventajas y desventajas de la caldera de lecho fluidizado

Tabla 7. Ventajas y desventajas de la caldera CFB.

Fuente: Adaptado de Tecnologías de combustión de coque de petróleo²⁵

Ventajas	Desventajas
Bajo costo del combustible. El vanadio favorece la captura de azufre ya que cataliza la formación de SO ₃ a partir de SO ₂ el cual reacciona más rápidamente con la caliza del horno. El bajo contenido de cenizas en el coque representa un beneficio porque es menor la cantidad del lecho a ser dispuesto.	El bajo contenido de cenizas podría incurrir a la necesidad de tener que usar arena para mantener su volumen adecuado. Los costos asociados al alto contenido de azufre y la caliza adicional requerida son más altos.
Alta flexibilidad de combustibles que se pueden alimentar.	Aumento significativo en el porcentaje de inquemados (producto de la combustión incompleta) al procesar coque con respecto al carbón mineral.
El tamaño de las partículas es mayor que en calderas convencionales, por lo que la preparación del combustible deja de ser un punto crítico.	Se requiere de mayor cantidad de caliza para la disminución de las emisiones de gases contaminantes
Ligero aumento en la eficiencia debido a la reducción de pérdidas por la humedad del combustible	Se requiere sistemas con gran capacidad de remoción de cenizas, debido al aumento de utilización de caliza.
Puede reducir la erosión de los tubos del horno debido a que las cenizas del carbón abrasivas son reemplazadas por los compuestos de reacción de la caliza	Presencia de CaSO ₄ en los tubos de transferencia, disminución de eficiencia, no se detecta presencia de compuestos de vanadio de baja temperatura de fusión.
Se consiguen mayores reducciones de NO _x con combustiones estratificadas.	Problemas de erosión, aglomeración y disposición de cenizas. Limitación en cuanto a la utilización de los subproductos generados (escoria)
Debido a la baja temperatura de operación es posible utilizar un absorbente para eliminar hasta un 90%. los humos de SO ₂	Mayores problemas de erosión, aglomeración y disposición de cenizas.

²⁵ López, R. (2012). Tecnologías de combustión de coque de petróleo. INTEVEP

ANEXO IV-10. Diagrama esquemático de la caldera CFB

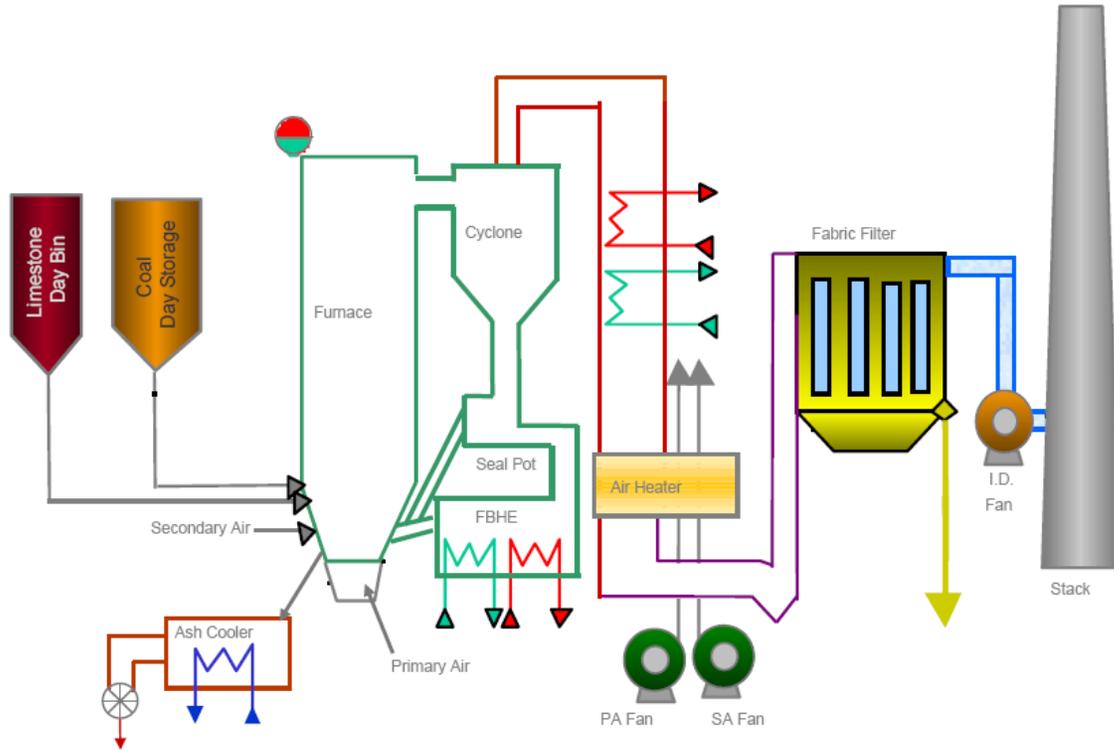


Figura 7. Caldera de Lecho fluidizado.
Fuente: Gustavo González

ANEXO IV-11. Tecnologías del control de emisiones

Las cenizas resultantes de la quema del coque de petróleo tienen un alto contenido de metales pesados, como el vanadio, el níquel y el azufre. Es conocido que estos metales son tóxicos y son tan dañinos para las tuberías de los equipos, como para los seres humanos y el medio ambiente, por lo que deben colocarse mecanismos de limpieza en la vías de escape de la combustión

Los gases emitidos más contaminantes en el proceso de combustión son óxidos de nitrógeno (NOx), los óxidos de azufre (SOx) y el dióxido de carbono (CO₂), conocidos por su contribución en fenómenos como la lluvia ácida y la capa de ozono. En el presente TEG no se realizará un estudio de tecnología para la selección de eliminación de los mencionados óxidos, sin embargo al ser conscientes del grave daño que se hace al medio ambiente con la incineración de combustibles sólidos, se presenta a continuación las diferentes tecnologías existentes para la eliminación y control de los NOx, SOx y CO₂ en donde se busca.

Control y eliminación de los NO_x

Como producto del proceso de combustión los óxidos de nitrógeno o NO_x constituyen los gases más contaminantes. Los NO_x se refieren a un conjunto de emisiones de óxido nítrico NO, de dióxido nítrico NO₂ y trazas de estos.

La combustión de cualquier combustible fósil produce un determinado nivel de NO_x debido a las altas temperaturas y a la disponibilidad de oxígeno y nitrógeno tanto en el aire comburente, como en el combustible. Existen dos mecanismos de formación de los óxidos de nitrógeno: NO_x térmico y NO_x del combustible.

Los óxidos de nitrógeno térmicos, denominados NO_x formado, nacen a altas temperaturas por la oxidación del nitrógeno que se encuentra en el aire comburente, su velocidad de formación depende de la temperatura y de su tiempo de permanencia. Se caracteriza por formarse en significativas cantidades en condiciones de oxidación por encima de los 1204°C, y aumenta en forma exponencial.

Los NO_x del combustible, son procedentes del nitrógeno estructural contenido en los carburantes, como parte de los compuestos orgánicos presente en los carbones y aceites. Durante el proceso de combustión, el nitrógeno sufre un proceso de conversión y se libera finalmente como NO y NO₂.

Es conocido que los NO_x emitidos a la atmósfera pueden causar daños al ecosistema y son especialmente agresivos a la salud de los seres vivos por su carácter ácido. Cuando los óxidos de nitrógeno hacen presencia en la atmósfera comienza su participación en fenómenos conocidos como la humo niebla fotoquímica o smog, la lluvia ácida y la formación de partículas sólidas en suspensión entre otras (ver Tabla 8).

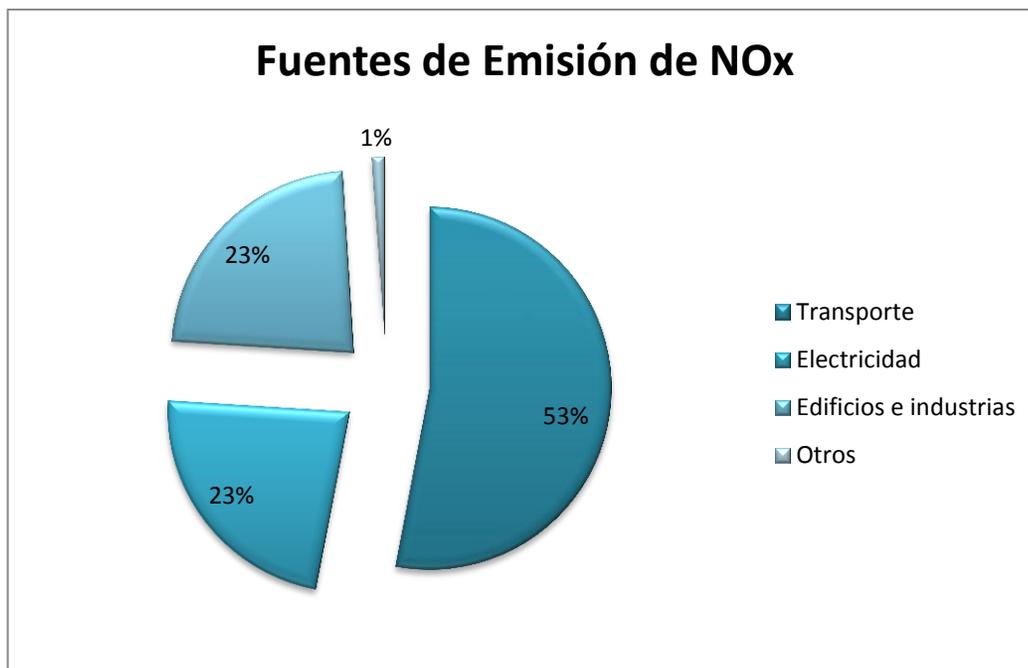


Gráfico 1. Fuentes de emisión de NOx.
Fuente: Biblioteca sobre Energía Eléctrica²⁶

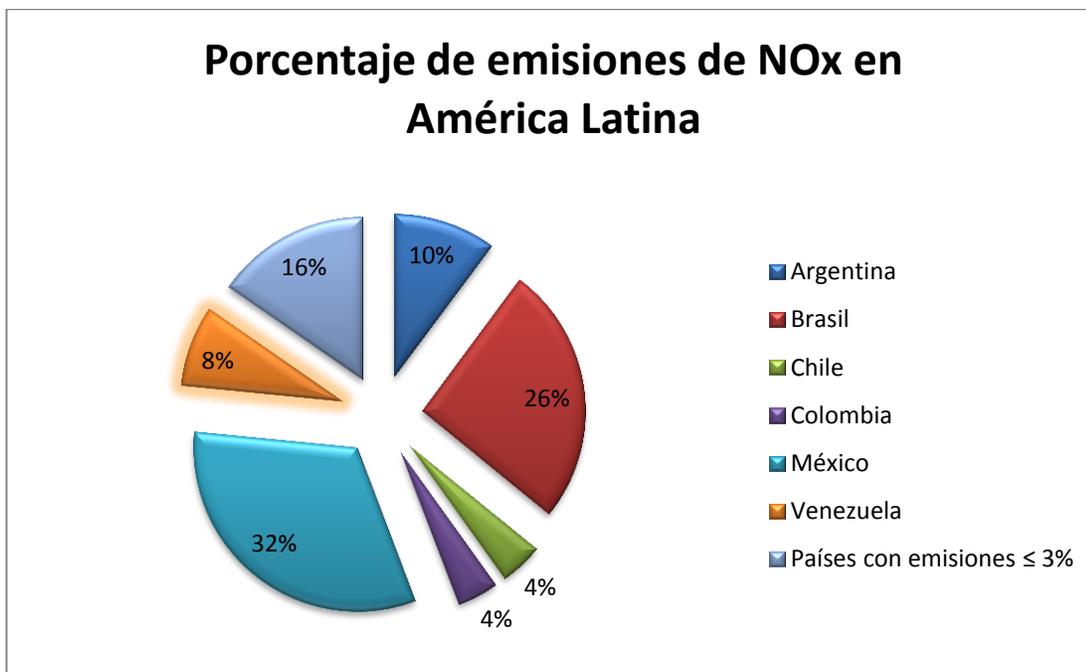


Gráfico 2. Porcentaje de emisiones de NOx en América Latina.
Fuente: Organización Latinoamericana de Energía²⁷

²⁶ Control y emisión de los NOx. Biblioteca sobre Ingeniería Energética. Obtenido el día 22 de diciembre del 2012, desde: <http://libros.redsauce.net/CentralesTermicas/PDFs/33CT.pdf>

*Tabla 8. Efectos del NOx sobre la salud y el medio ambiente.
Fuente: Elaboración propia*

Efectos del NOx sobre la salud y el medio ambiente	
Smog	El NO contenido en los gases liberados de la combustión, se oxidan para formar NO ₂ que es un gas oxidante que se considera contaminante a la capa de ozono.
Lluvia ácida	El NOx y el SO ₂ contribuyen a la formación de una disolución diluida de los ácidos nítrico y sulfúrico, con pequeñas cantidades de ácido carbónico y otros ácidos orgánicos, conocida como lluvia ácida.
Partículas sólidas en suspensión	En la atmósfera, el NOx reacciona con otros productos químicos en suspensión, para producir nitratos. Además también promueve la transformación del SO ₂ en partículas de compuestos suldatados.
Animales/ Seres humanos ²⁸	Enfermedades en las vías respiratorias, además de ser tóxico para algunas especies.
	Irritaciones oculares, de garganta y cefaleas

La creciente contaminación de los NOx ha llevado a las naciones tecnológica e industrialmente más avanzadas a limitar sus emisiones. Las técnicas desarrolladas para controlar las emisiones de los NOx se pueden diferenciar en aquellos tratamientos previos a la combustión, en los que consisten en modificaciones a la combustión para reducir la formación de los NOx, o aquellas que se concentran en los efluentes de la post combustión, para eliminar los óxidos de nitrógeno.²⁹

Las técnicas previas a la combustión recomiendan cambiar de tipo de combustible, a alguno que tenga un menor contenido de nitrógeno. En la composición del carbón hay otros factores, incluidos los contenidos en volátiles, oxígeno y humedad, que son relevantes en la formación de NOx durante la combustión, por lo que cuando se reduce el contenido en nitrógeno del carbón, no se puede asegurar una reducción proporcional de NOx.

Los tratamientos durante la combustión buscan el control de la misma, regulando las siguientes características mientras ocurre el proceso: velocidad

²⁷ Organización Latinoamericana de Energía. Sistema de Información Económica Energética 2010. Visitado el día 22 de diciembre del 2012, desde: <http://www.olade.org/sites/default/files/PLEGABLE2010final.pdf>

²⁸ McGraw-Hill Interamericana de Española, SL. Contaminación atmosférica. Visitado el día 22 de diciembre del 2012 desde: <http://www.mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448169816.pdf>

²⁹ Instituto de Catálisis y Petroquímica. Eliminación de NOx en gases de combustión. Reducción Catalítica Selectiva. Visitado el día 22 de diciembre del 2012, desde: <http://www.icp.csic.es/cyted/Monografias/Monografias2001/A1-001.pdf>

de la mezcla aire-combustible, reducción de la disponibilidad de oxígeno en la zona de combustión inicial y la disminución de las puntas de temperatura de la llama (ver Tabla 9).

Cuando las técnicas empleadas para evitar la formación de los NOx antes de la combustión no son suficientemente eficaces, se adoptan medidas secundarias que se basan en la retención de los NOx o en su transformación en compuestos o elementos inocuos. Los óxidos de nitrógeno presentes en los gases de salida de una central térmica o cualquier otro tipo de fuente fija de emisión, pueden ser eliminados por una serie de métodos fundamentados en la absorción (física, con álcalis ó ácidos); la adsorción (sobre tamices moleculares, carbón activo, etc); y en la reducción de los NOx, con distintos agentes reductores en presencia o no de un catalizador.

Actualmente los principales tratamientos para la eliminación de los óxidos de nitrógeno que se producen durante la combustión, son los sistemas de reducción selectiva no catalítica (SCNR) que utiliza como agentes químicos el amoníaco y la urea y la reducción selectiva catalítica (SCR) a través del amoníaco como agente químico, como se puede observar en la Tabla 9.

Tabla 9. Control de las emisiones de NOx en generadores de vapor.

Fuente: Elaboración propia

Control de las emisiones de NOx en generadores de vapor	
Tratamientos previos a la combustión	Cambio del tipo de combustible. Inyección de vapor (↓ T, ↓ NOx térmico)
Técnicas de combustión	Disminución del exceso de aire (↓ O ₂)
	Combustión con oxígeno (↓ NOx térmico)
	Combustión catalítica (↓ NOx térmico, ↓ T combustión)
Técnicas de post combustión	Recirculación de gas efluente (↓ O ₂ , ↓ T)
	Sistema de Reducción Selectiva No Catalítica: agentes químicos urea y amoníaco.
	Sistema de reducción Selectiva Catalítica: agente químico el amoníaco

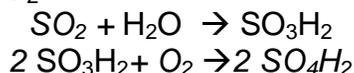
Control y Eliminación del SO_x

Existen importantes contaminantes como son los compuestos de Azufre, estos pueden ser los óxidos de Azufre (SO₂ y SO₃) y el Sulfuro de Hidrógeno (H₂S) ver la Tabla 10. **Características de los contaminantes. Fuente: Elaboración propia**

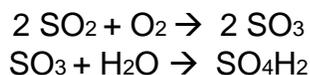
Tabla 10. Características de los contaminantes. Fuente: Elaboración propia

Compuestos de Azufre	Características	Origen	Evolución en la Atmósfera
Óxidos de Azufre (SO ₂ y SO ₃)	<ul style="list-style-type: none"> • Gases incoloros • SO₂ olor fuerte, alto poder corrosivo • SO₃ muy reactivo • SO₃ gas tiene una elevada afinidad por el vapor de agua 	<ul style="list-style-type: none"> • SO₂ se forma de la oxidación lenta del H₂S • La combustión de combustibles fósiles produce SO₂³⁰ • Erupciones volcánicas • SO₃ gaseoso se forma a partir del SO₂. 	<ul style="list-style-type: none"> • El SO₂ gaseoso reacciona con agua produciendo ácido sulfúrico (SO₄ H₂) • SO₄ H₂ componente principal de la lluvia ácida, junto con el ácido nítrico (NO₃H). • SO₃ reacciona con el ión hidroxilo pasando a ácido sulfúrico.
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S).	<ul style="list-style-type: none"> • Gas incoloro con un fuerte olor. 	<ul style="list-style-type: none"> • H₂S procedente de la descomposición de la materia orgánica. • Escapes de refinerías de petróleo • Erupciones volcánicas 	<ul style="list-style-type: none"> • Oxidación fotoquímica a SO₂

Las reacciones del SO₂³¹ :



Las reacciones del SO₃ gaseoso³²:



³⁰ Contaminación Atmosférica. Obtenida el día 23 de diciembre del 2012, desde: <http://www.mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448169816.pdf>

³¹ Control y Eliminación de los SO_x. Biblioteca sobre Ingeniería Energética. Obtenido el día 23 de diciembre del 2012, desde: <http://es.libros.redsauce.net/>

³² Control y Eliminación de los SO_x. Biblioteca sobre Ingeniería Energética. Obtenido el día 23 de diciembre del 2012, desde: <http://es.libros.redsauce.net/>

La escala del PH es el método que se utiliza para medir la acidez de la lluvia ácida. Un pH inferior a 7 se considera ácido, mientras que un valor superior a 7 es alcalino; el pH = 7 es el del agua destilada pura. Es importante conocer que un valor del PH igual a 4,6 se considera dañino para bosques y lagos y con un valor de 4,2 se puede considerar lluvia ácida³³.

Las emisiones mundiales anuales de SO₂ se estiman en 200 millones de toneladas, casi la mitad procedentes de fuentes industriales, como lo es la combustión de combustibles fósiles y el refinado metalúrgico de minerales. En el gráfico Gráfico 4 se puede observar los porcentajes de emisiones del SO_x en los países de Latinoamérica. Además en el Gráfico 3. Fuentes de Emisión de SO₂.

Fuente:

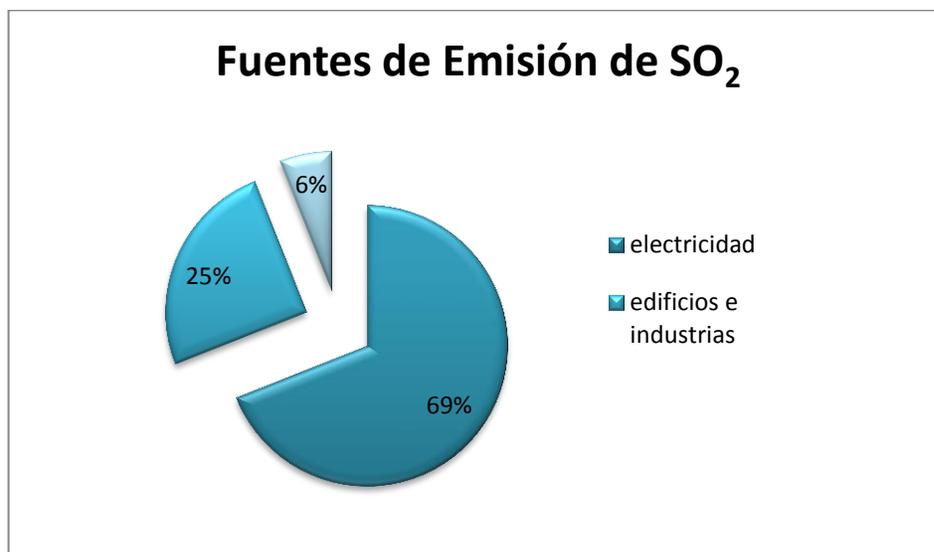


Gráfico 3. Fuentes de Emisión de SO₂.
Fuente: Biblioteca sobre Energía Eléctrica³⁴

³³ Control y Eliminación de los SO_x. Biblioteca sobre Ingeniería Energética. Obtenido el día 23 de diciembre del 2012, desde: <http://es.libros.redsauce.net/>

³⁴ Control y Eliminación de los SO_x. Biblioteca sobre Energía Eléctrica. Obtenido el día 23 de diciembre del 2012, desde: <http://libros.redsauce.net/CentralesTermicas/PDFs/34CT.pdf>

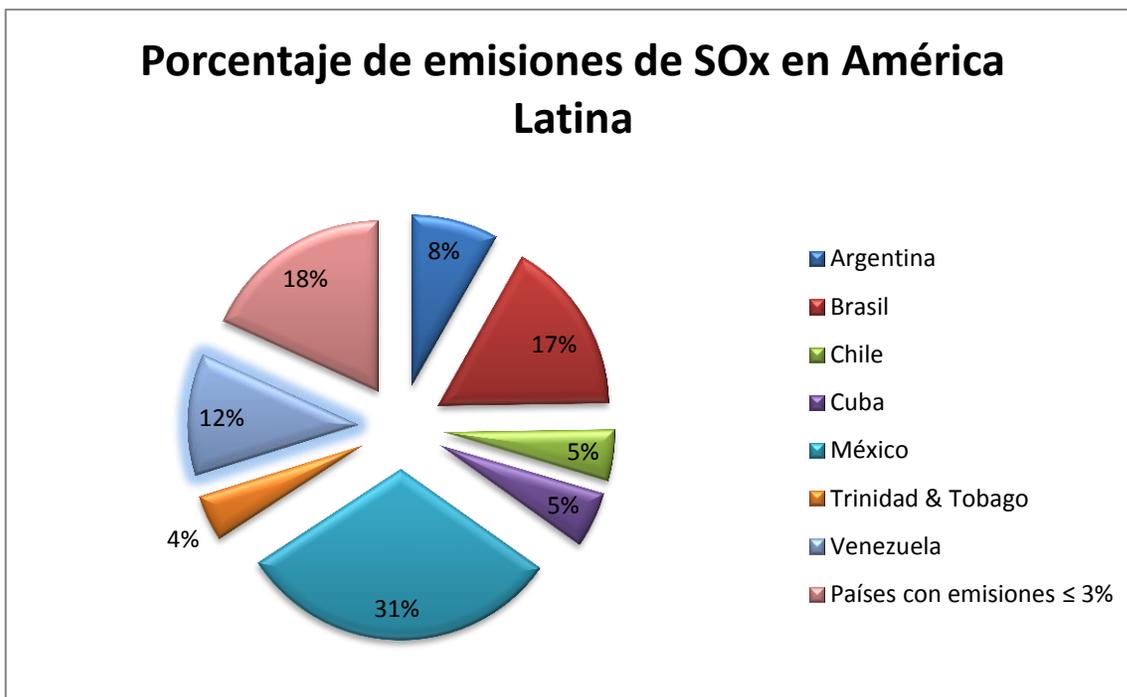


Gráfico 4. Porcentaje de participación de emisiones del SOx en Latinoamérica.
Fuente: Organización Latinoamericana de Energía.³⁵

Existen una variedad de procesos y tecnologías para el control del SO₂ que se están utilizando en la actualidad y otras que se encuentran en etapa de desarrollo. Los procesos comercializados incluyen, procesos húmedos, procesos semi-secos (pulverización de lodos con secado) y procesos totalmente secos.

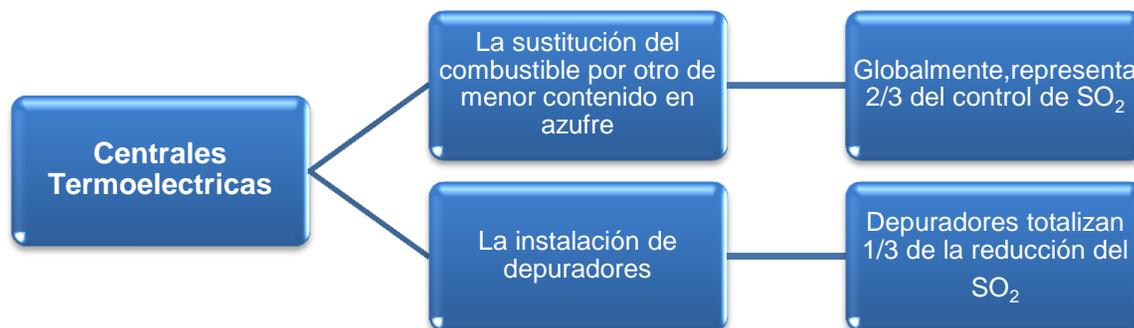


Figura 8. Soluciones para emisión del SO₂ en centrales termoeléctricas.
Fuente: Elaboración propia

³⁵ Sistema de Información Económica Energética 2010. Organización Latinoamericana de Energía. Visitado el día 22 de diciembre del 2012, desde: <http://www.olade.org/sites/default/files/PLEGABLE2010final.pdf>

En la Tabla 11 se puede apreciar una explicación breve sobre las tecnologías

Tabla 11. Breve Explicación de Tecnologías usadas para el control de las emisiones del SOx. *Fuente:* Elaboración propia.

Tecnología	Tipo	Consideraciones
<p>Depuradoras Húmeda</p> <p>Se clasifican según los reactivos que se usen; como son la cal, caliza, álcali dual, ceniza de sosa entre otras.</p> <p>El más utilizado la Caliza, por su fácil almacenaje, transporte y disponibilidad.</p>	<p>Depurador de gases limpia por fricción</p> <ul style="list-style-type: none"> Es la torre de rocío, donde gotas de agua colectan partículas de polvo. Sólo es efectivo para partículas, por lo que es frecuente su uso como pre limpiador. <p>En los depuradores dinámicos de gas</p> <ul style="list-style-type: none"> Película de agua se rocía sobre una superficie en movimiento. En un depurador de rocío centrífugo, los gases se introducen en forma tangencial hacia dentro de un ciclón. Las gotas adquieren un movimiento en espiral, e interceptan las partículas de polvo. <p>Torre nebulizadora o rociadora</p> <ul style="list-style-type: none"> El diseño de la torre depende del reactivo que se utilice (cal o caliza) La relación de potencias ventilador y bombas de recirculación de lechada El nivel deseado de SO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> Probabilidad se forman deposiciones e incrustaciones. La posibilidad de una corrosión severa. Los humos contienen algo de SO₂ residual y el suficiente oxígeno para oxidar algo de SO₂ a SO₃. Como el gas se encuentra saturado con vapor de agua, es inevitable la condensación superficial. Condensado puede llegar a ser muy ácido (pH < 1) y, por tanto, las sales de Ca se pueden depositar sobre las paredes. Para minimizar el condensado se puede utilizar un nuevo calentamiento de los humos o un revestimiento de los conductos y chimenea.
<p>Depuradores Secos control del SO₂ de las calderas de plantas termoeléctricas convencionales</p>	<p>Configuración del módulo del reactor de flujo vertical de un depurador por vía seca</p> <ul style="list-style-type: none"> Dispersión de los gases en grandes cantidades Distribución uniforme de la mezcla y prevé el contacto íntimo de los gases para optimizar la eficacia. Tiene un 97% de eficiencia Materiales de construcción más baratos Productos residuales secos Aplicación a unidades menores Simplicidad operativa Los parámetros que gobiernan la eficiencia de la eliminación del SO₂, son: La estequiometría del reactivo 	<ul style="list-style-type: none"> Los aditivos usados en depuradores secos (cloruro cálcico) son sales que, añadidas a la cal, reducen la tasa de secado y aumentan el contenido de humedad en equilibrio; con estos aditivos se puede eliminar el SO₂ por encima del 95%. Se aumenta de forma significativa la eliminación de SO₂ inyectando amoníaco gaseoso aguas arriba del depurador seco. Para calderas de pequeñas unidades termoeléctricas e industriales, la depuración en seco constituye una alternativa atractiva, por su simplicidad y menor inversión. Para grandes calderas de plantas termoeléctricas, la aplicación de depuradores secos se limita a las que queman carbones con bajos contenidos de S, lo que se debe a mayor costo de los reactivos para la depuración por vía seca.

Es importante mencionar que en todos los procesos con caliza y con cal, el reactivo se consume en el proceso y se tiene que reponer continuamente, por lo que son procesos no regenerativos. Cada uno de estos procesos comprende cuatro etapas: preparación del reactivo (molino), absorción de SO₂, deshidratación de la lechada y colocación final, existiendo de cada una de ellas distintas variantes. Todas las instalaciones de desulfuración de humos (FGD), por vía húmeda, tienen algún aspecto singular.

Se puede apreciar que existen un gran número de métodos y tecnologías, que comprenden desde la reducción del S (azufre) en el propio combustible, hasta sistemas especiales de combustión y tratamientos postcombustión.

- Eliminación de S usando métodos de limpieza del carbón
- Lechos fluidificados que controlan el SO₂ durante el proceso de combustión
- Eliminación de S durante el proceso de gasificación del carbón

Así como de otras tecnologías comercializadas en el campo de la desulfuración de humos (FGD), como:

- Inyección de un absorbente en el hogar
- Inyección de nacolita/trona (mezcla natural de sal y sosa)
- Lechos móviles de carbono activado

La inyección de absorbente en el hogar se puede considerar como un método comprobado; su tecnología consiste en la inyección de caliza, dolomía o cal hidratada (en la caldera) en una atmósfera con temperaturas de humos alrededor de 2300°F se puede conseguir una captura de SO₂ entre un 50-60 %.

La trona y la nacolita son formas de carbonatos y bicarbonatos de Na presentes en la naturaleza. Son sustancias que reaccionan con el SO₂ presente en los humos. Se ha observado que los carbonatos de Na pueden catalizar la oxidación del NO para pasar a NO₂.

Por último los lechos móviles de carbono activado para eliminar el SO₂, usan amoníaco para la reducción

Es importante conocer qué efectos puede ocasionar el azufre en la salud.

- Efectos neurológicos y cambios comportamentales
- Alteración de la circulación sanguínea
- Daños cardiacos
- Efectos en los ojos y en la vista
- Fallos reproductores
- Daños al sistema inmunitario
- Desórdenes estomacales y gastrointestinales
- Daños en las funciones del hígado y los riñones
- Defectos en la audición
- Alteraciones del metabolismo hormonal
- Efectos dermatológicos
- Asfixia y embolia pulmonar

A nivel mundial se siguen realizando estudios y mejoras en las tecnologías para poder disminuir cada vez más las emisiones del SO_x debido a que se conoce los graves daños que este puede ocasionar.

Control y Eliminación del CO y CO_2

Existen contaminantes como lo son los óxidos de carbono, estos son el monóxido de carbono y el dióxido de carbono, contribuyendo a la contaminación ambiental.

Tabla 12. Características de los Óxidos de Carbono. Fuente: Contaminación ambiental. Mcgraw-hill

Óxidos de Carbono	Características	Origen	Evolución en la Atmósfera
Monóxido de Carbono (CO)	<ul style="list-style-type: none"> Gas incoloro, inodoro e insípido Toxico inflamable Muy abundante en la atmósfera urbana 	<ul style="list-style-type: none"> Proviene de la oxidación del CH_4 atmosférico Disociación del CO_2 a altas temperaturas. Emisiones oceánicas Combustiones incompletas de gasolinas. Refinerías de petróleo y plantas de tratamiento de combustibles fósiles. 	<ul style="list-style-type: none"> Se oxida al reaccionar con el radical hidroxilo y el oxígeno sobre todo en la estratosfera Incorporación al suelo por la acción de ciertos hongos y plantas.
Dióxido de Carbono (CO_2)	<ul style="list-style-type: none"> Gas incoloro e inodoro No toxico Nutriente esencial en los vegetales Regulador de la temperatura terrestre 	<ul style="list-style-type: none"> Por oxidación del CO 	<ul style="list-style-type: none"> Se acumulan en la atmosfera, incrementando el efecto invernadero.

A continuación se presentan las posibles opciones para el control de las emisiones del monóxido de carbono (CO).

Catalizadores de oxidación:

Los módulos de oxidación catalítica son una forma de reducir las emisiones de monóxido de carbono, así como también los hidrocarburos no quemados. Los catalizadores de oxígeno se fabrican con una fórmula de metales preciosos, durables y de alta eficacia, lo que permite tener una caída de presión baja y una alta actividad catalítica. Los catalizadores clásicos se fabrican con cerámica y un sustrato metálico con recubrimientos catalíticos específicos para cada aplicación.

El uso de formulaciones con alta actividad y resistencia permite la reducción del monóxido de carbono e hidrocarburos no quemados, haciendo uso de un menor volumen de catalizador. Esto trae como resultado menor costo de operación y capital. En algunos casos se puede llegar a un 98% de reducción de los contaminantes.

El catalizador de oxígeno tiene un impacto negativo con respecto al medio ambiente, debido a que a través del proceso de oxidación del CO se produce CO₂ (el cual tiene un gran impacto en el efecto invernadero).

A continuación en el Gráfico 5 se puede notar el porcentaje de participación de los países latinoamericanos emisores del monóxido de carbono.

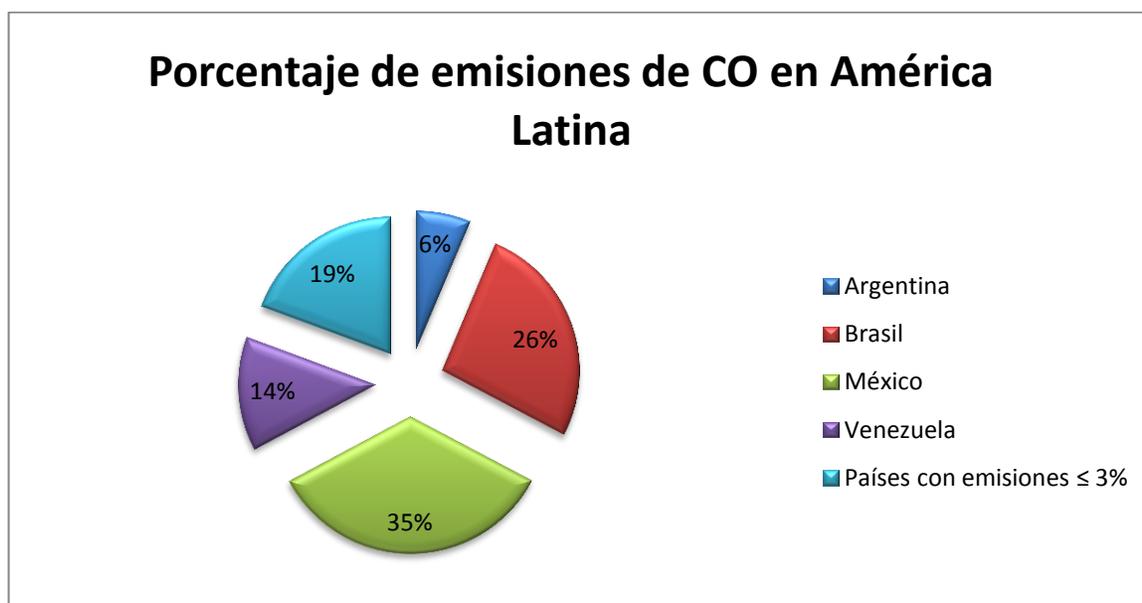


Gráfico 5. Porcentaje de emisiones de CO en América Latina.

Fuente: Organización latinoamericana de Energía.

En el caso del dióxido de carbono para la remoción, captura y manejo del mismo se requieren acciones preventivas tales como limitar las concentraciones de los gases que producen el efecto invernadero. En Gráfico 6 se manifiestan

las fuentes de emisión de dicho contaminante, se puede apreciar que globalmente la potencia de generación eléctrica es responsable por el 33 % de las emisiones.

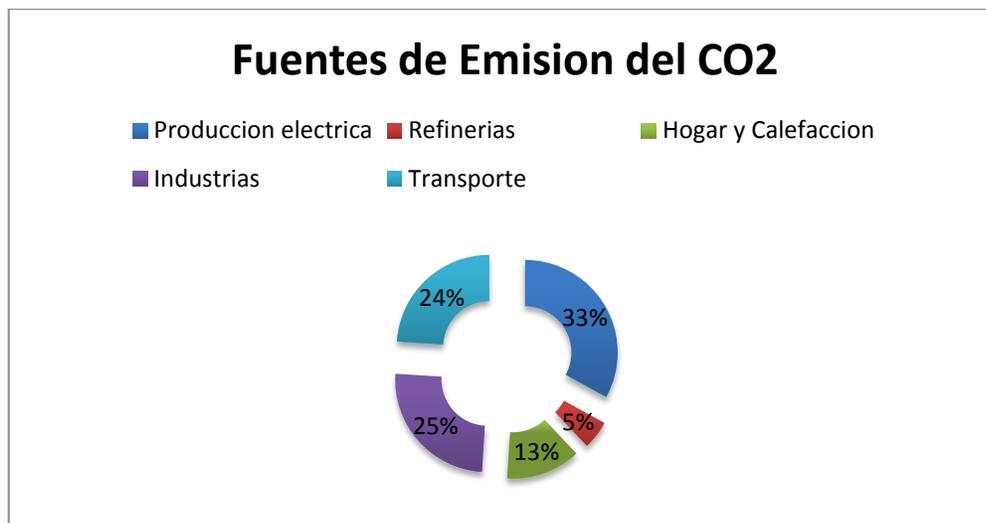


Gráfico 6. Fuentes de Emisión del CO₂.
Fuente: Contaminación Ambiental, Mcgraw-Hill.

Estudios basados en tecnologías probadas, indican que la captura y el almacenamiento permanente del CO₂ proveniente de la combustión de combustibles fósiles podría ser una opción, para lograr la reducción de las emisiones.

La eliminación de CO₂ de los gases de salida de las plantas de generación puede ser lograda utilizando diversos procesos tales como:

- Procesos que utilizan solventes químicos: Amina (MEA).
- Procesos que utilizan solventes físicos: Selexol, Rectisol, Purisol.
- Otros procesos.

Una vez que el CO₂ es removido, debe ser utilizado de forma adecuada, lo cual involucra el secado, la compresión del mismo, transmisión por tuberías y uso final. Las opciones para llevar a cabo dicho proceso pueden ser, inyección en acuíferos, reservorios, cavernas, reservas de carbón con lechos de metano.

Por las características que presenta el dióxido de carbono para la remoción del mismo la tecnología con solventes físicos son menos intensivas³⁶ en el uso de la energía que en los procesos con solventes químicos (amina).

³⁶ intensivas “Se definen en un punto. Son independientes del tamaño, masa o magnitud del sistema: por ejemplo la presión, temperatura, viscosidad y altura. Las propiedades extensivas se convierten en intensivas si se expresan por unidad de masa (propiedad específica), de moles (propiedad molar) o de volumen (densidad de propiedad). Las propiedades intensivas se

En el Gráfico 7 representa el porcentaje de participación de los países en Latinoamérica emisores de CO₂.

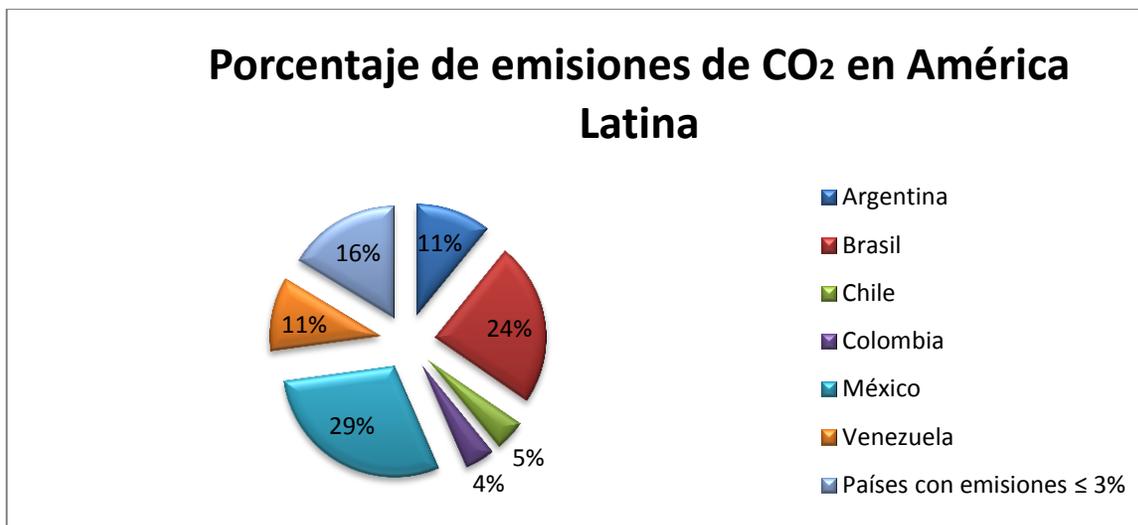


Gráfico 7. Porcentaje de participación de emisiones del CO₂ en America Latina. Fuente: Organización latinoamericana de Energía.

En la Tabla 13 Se puede observar los efectos que tienen el monóxido y dióxido de carbono.

Tabla 13. Efectos del Monoxido y Dioxido de Carbono. Fuente: Contaminación ambiental, Mcgraw-Hill.

Tipo de contaminante	Seres humanos/animales	Vegetales	Materiales
Óxidos de carbon (CO, CO ₂)	<ul style="list-style-type: none"> • Toxico • Interfiere en el transporte del oxígeno hacia las células 	<ul style="list-style-type: none"> • Poco probable un impacto significativo del CO 	<ul style="list-style-type: none"> • Efectos pocos significativos

representan con letras minúsculas, con la excepción de la temperatura T.” Termodinámica. Campus Tecnológico de la Universidad de Navarra. Obtenido el día 28 de diciembre del 2012, desde: <http://dspace.unav.es/dspace/bitstream/10171/5185/4/Termodinamica-UnivNavarra.pdf>

ANEXO IV-12. Diagrama de flujo del sistema de generación eléctrica

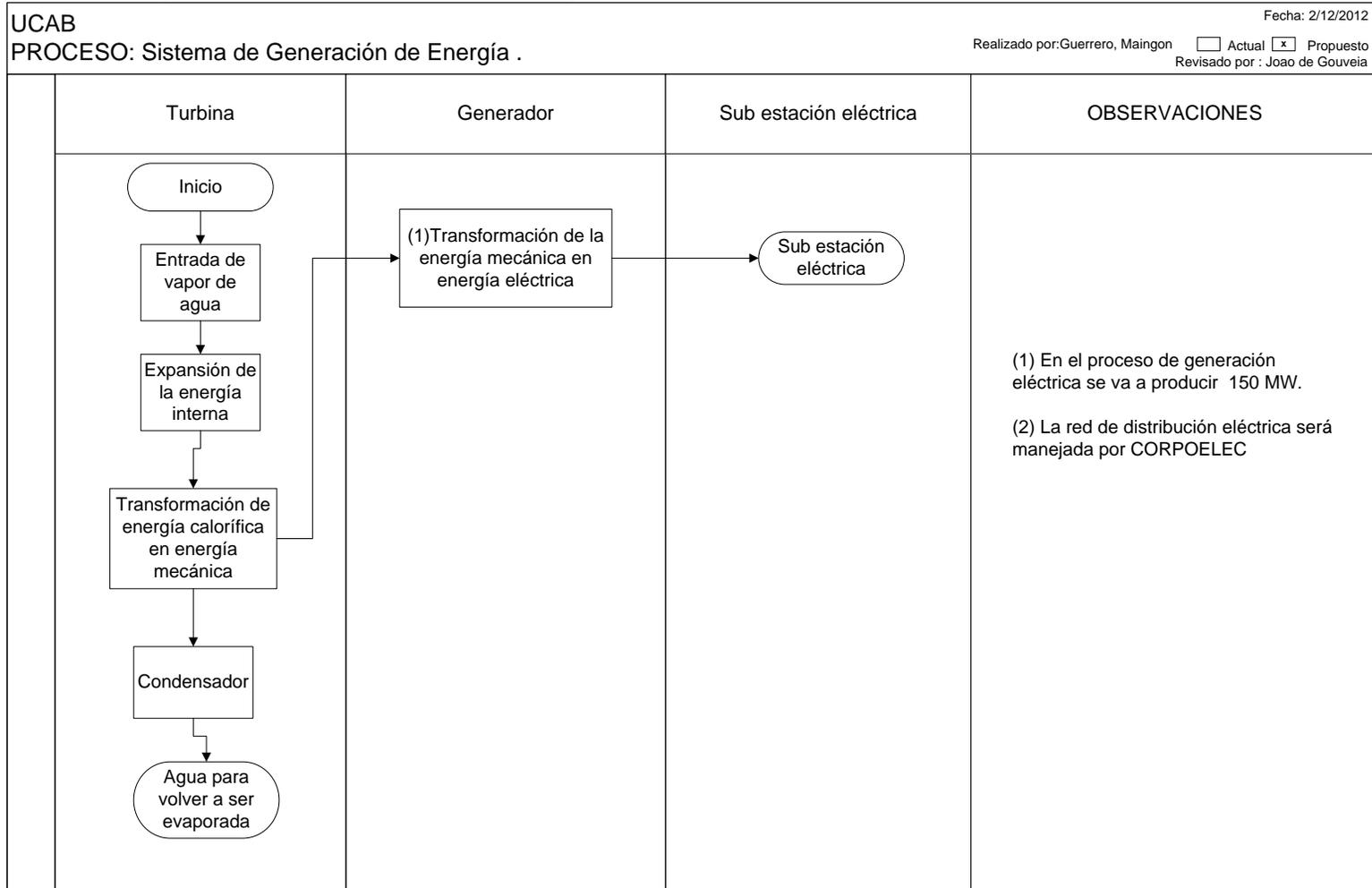


Diagrama 5. Diagrama de flujo del sistema de generación eléctrica. Fuente Elaboración Propia

ANEXO IV-13. Generador

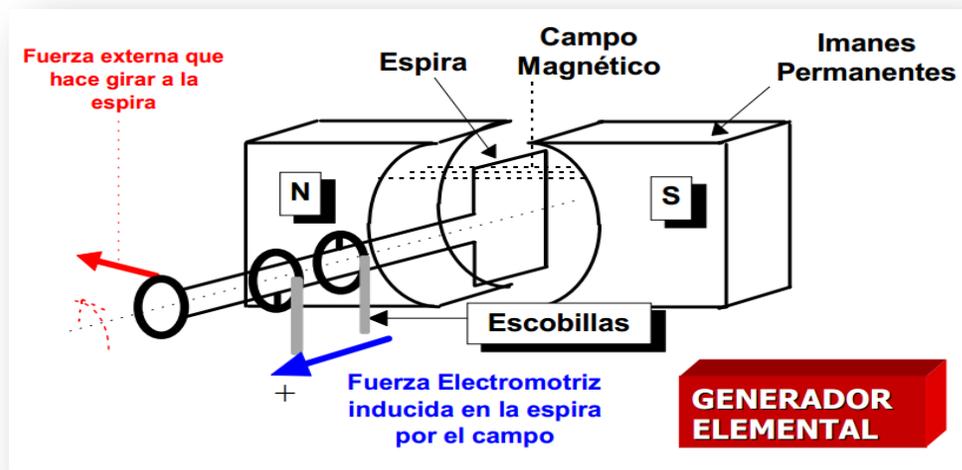


Figura 9. Generador Elemental.
Fuente: Universitat de les Illes Balears³⁷

³⁷ Fundamentos de la conversión electromecánica de energía. Universitat de les Illes Balears. Visitado el día 26 de diciembre del 2012, desde: http://www.uib.es/depart/dfs/GTE/education/industrial/con_maq_electricas/teoria/Teoria%20Ovi%20Primer%20Parcial/Presentaciones%20en%20formato%20PDF/Tema5.pdf

ANEXO IV-14 Balances de masa.

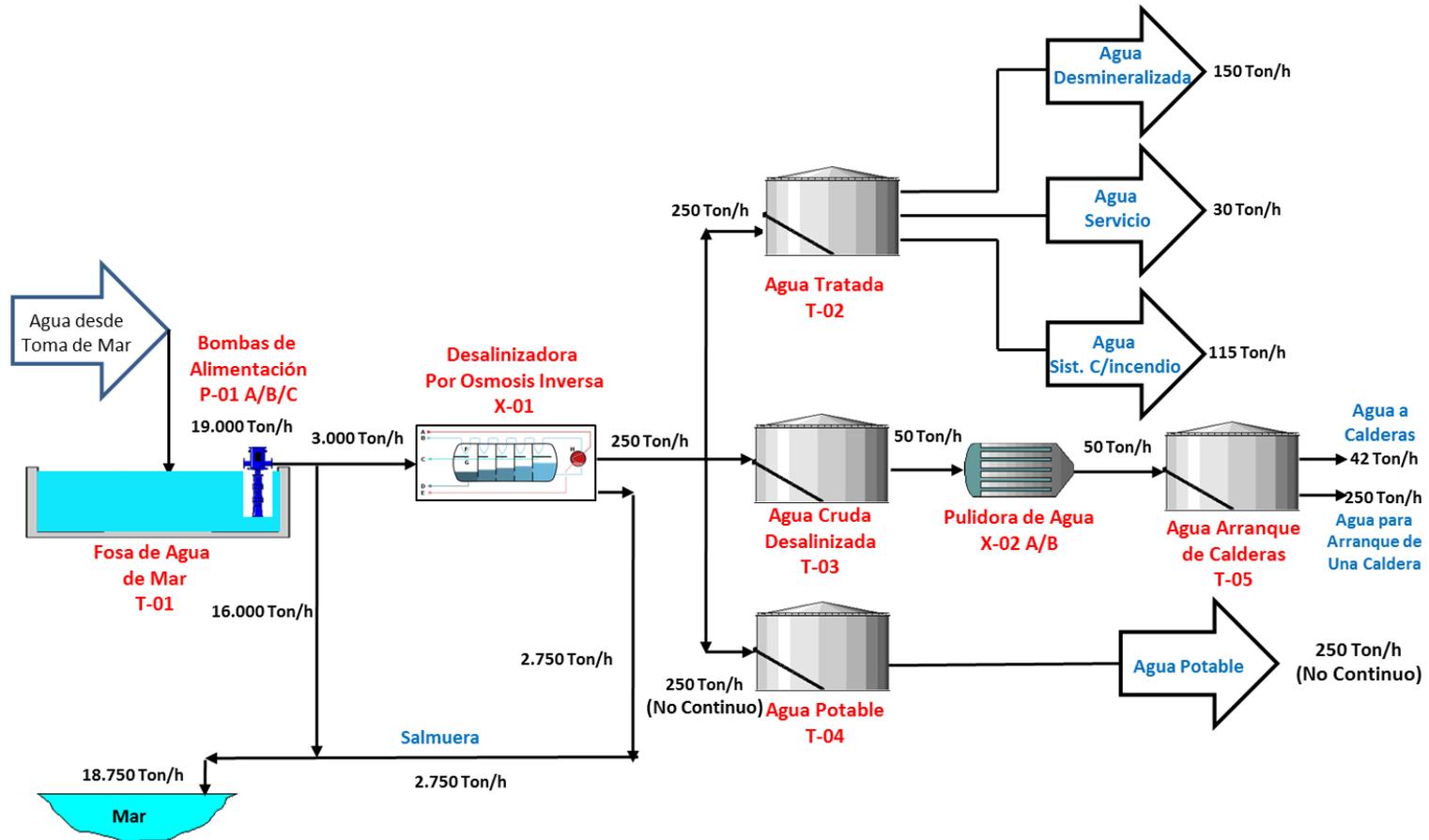


Diagrama 6. Balance de masa de suministro y desmineralización del agua de mar.
Fuente: Gustavo González

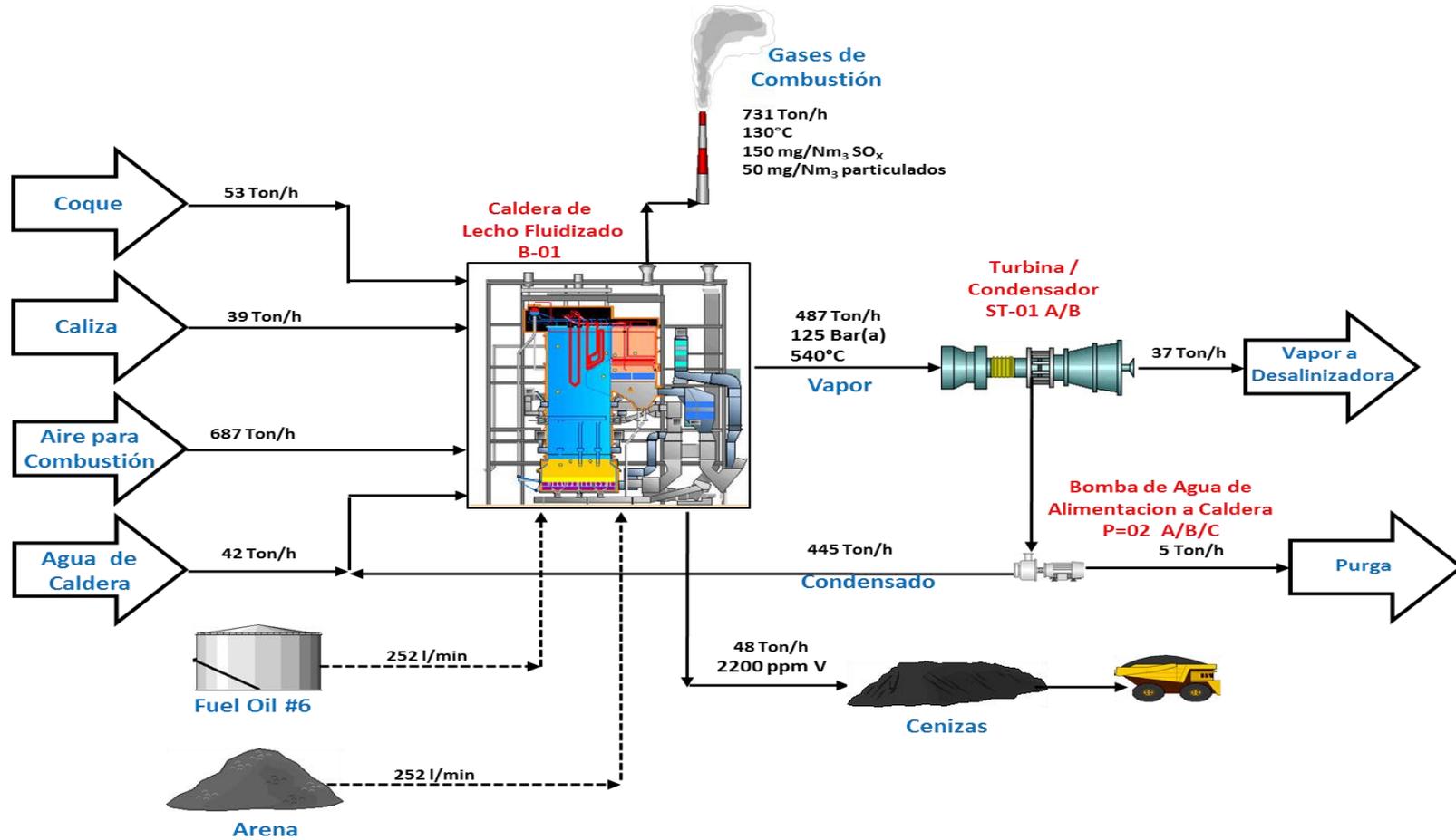


Diagrama 7. Balance de masa de la combustión del coque de petróleo.
 Fuente: Gustavo González

ANEXO IV-15. Conversiones del flujo másico a flujo volumétrico del agua de mar

La Tabla 14 muestra la conversión de flujo másico a flujo volumétrico, para el balance de masa del agua de mar. Asumiendo la densidad del agua $62,4 \frac{lbma}{ft^3}$, y que los tanques tendrán una capacidad de almacenaje de un día.

Tabla 14. Conversión de flujo másico a flujo volumétrico del agua de mar.
Fuente: Gustavo González

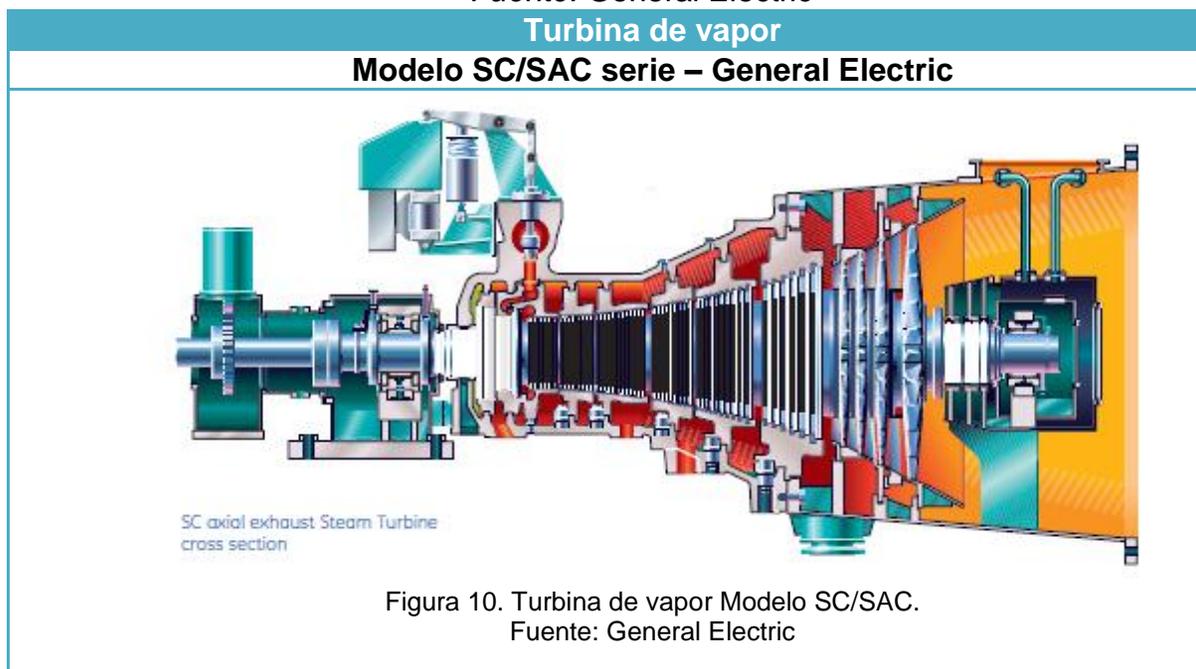
-	Ton/h	Lbm/h	Ft ³ /lbm	Ft ³ /h	h/min	Ft ³ /min	GPM	M ³ /h	M ³ /d	
-	Suministro de agua desmineralizada									
-	42.00	92594.04	0.02	1483.88	0.02	24.73	185.00	-	-	
-	Desalinizadora de Osmosis Inversa									
-	3000.00	6613860.00	0.02	105991.35	0.02	1766.52	-	3003.09	72074.12	
-	Planta Desmineralizadora									
-	50.00	110231.00	0.02	1766.52	0.02	29.44		50.05	1201.24	
Tanques					Ft³	Bls	Bls (Estandarizados)		-	
T – 02	250.00	551155.00	0.02	8832.61	211982.69	38156.88	42960.00		-	
T – 03	50.00	110231.00	0.02	1766.52	42396.54	7631.38	8400.00		-	
T – 04	50.00	110231.00	0.02	1766.52	42396.54	7631.38	8400.00		-	
T – 05	42.00	92594.04	0.02	1483.88	35613.09	6410.36	6850.00		-	

ANEXO IV-16. Especificaciones técnicas de maquinaria y equipos principales

- Descripción de la turbina de vapor

Tabla 15. Descripción de la turbina de vapor.

Fuente: General Electric³⁸



Breve descripción	Características del producto	
Flujo único	Potencia nominal	2 a 100 MW
Del impulso	Rango de velocidad	3000 a 15000 rpm
Condensación	Condiciones del vapor	140 bar (2030psi)
Deslizante y/o control de presión fija	nominal	540°C (1000°F)
Extracciones controladas	Estructura	Carcasa simple
Gases de escape (arriba/abajo) axiales o radials	Etapas LP de condensación	Hasta 26 ⁺ (50Hz)
Base o fundación de montaje		Hasta 23 ⁺ (60Hz)

³⁸ Industrial Steam Turbines. General Electric Obtenido el día 13 de enero del 2013, desde: http://www.ge-energy.com/content/multimedia/_files/downloads/dataform_2044878574_2809802.pdf

- **Descripción de la caldera de lecho fluidizado**

Tabla 16. Descripción de la Caldera de Lecho Fluidizado.

Fuente: Circulating fluidised bed technology³⁹

Caldera de Lecho Fluidizado Circulante (CFB)

Three Bays Single Grate – Alstom

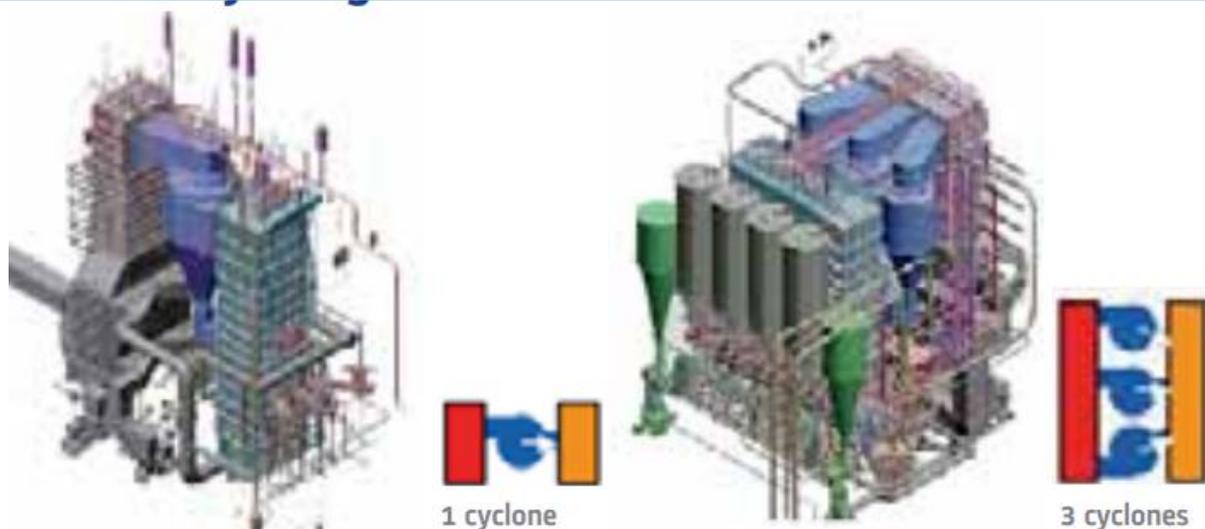


Figura 11. Caldera de Lecho Fluidizado.

Fuente: Alstom

Breve descripción	Características del producto	
Mejora la utilización del carbón y la piedra caliza.	Temperatura de combustión	800°C a 900°C
Aumenta la concentración en el horno superior, mejorando la transferencia de calor.	Potencia	150 MW
Temperatura de lecho homogénea, mejorando la captura de azufre.	Flujo de vapor sobrecalentado	540 t/h
	Condiciones del vapor sobrecalentado	125 bar (2030psi), 540°C

³⁹ Circulating fluidised bed technology. Alstom. Obtenido el día 13 de enero del 2013, desde: <http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/circulating-fluidised-bed-boiler-technology-coal-oil-power.pdf>

- Descripción del Generador

Tabla 17. Descripción del Generador.

Fuente: Siemens

Generador		
MODELO SGEN-100A-2P – SIEMENS		
<p>Siemens Air-Cooled Generators SGen-100A-2P Series with ratings from 25 MVA up to 300 MVA</p>  <p style="font-size: small; text-align: center;">Final assembly of SGen-100A-2P series at Siemens Generator Plant Erfurt, Germany</p>		
<p>Figura 12. Generador eléctrico. Fuente: Siemens⁴⁰</p>		
Breve descripción	Características del producto	
Sistema de refrigeración por aire	Potencia	25 MV hasta 300 MV (50 Hz).
Alta eficiencia		25 MV hasta 235 MV (60 hz)
Baja emisión de ruido		
Bajo costo de instalación y de funcionamiento	Diseño apto para	50 y 60 Herz
Larga vida útil	Eficiencia hasta un	98, 7 %
Puede ser utilizado para turbinas de gas y vapor		
Fácil de adaptar según lo que quiera el cliente	Voltaje	6,3 Kv hasta 16 Kv.
	Factor de Potencia	0.80 hasta 0.85

⁴⁰ Siemens Air-Cooled Generators SGen-100A-2P Series. Siemens. Obtenido el día 13 de enero del 2013, desde: http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/generators/air_cooled_SGen-100A-2p.pdf

ANEXO IV-17 Descripción del requerimiento de espacio

Tabla 18. Simbología del Método SLP.

Fuente: Lámina de la cátedra de Diseño de Plantas I

Letra	Orden de proximidad	Puntuación
A	Absolutamente necesario	+10
E	Especialmente importante	+5
I	Importante	+2
O	Ordinaria/ normal	+1
U	Sin importancia	0
X	Indeseable	-10

Con la finalidad de contar con una distribución eficiente para la planta, se analizó detenidamente en que cada proceso podría afectar positiva o negativamente el buen desempeño de las actividades de la planta. Los procesos involucrados son aquellos contemplados en la sección de Caracterización de los procesos, donde ya han sido explicados y son:

1. Medio de transporte de la materia prima
2. Sistemas de suministro y desmineralización de agua de mar
 - 2.1. Sistema de extracción de agua.
 - 2.2. Sistema de pre-tratamiento.
 - 2.3. Proceso de Ósmosis Inversa.
 - 2.4. Sistema de post-tratamiento.
3. Sistema de Combustión de Lecho Fluidizado Circulante (CFB)
 - 3.1. Proceso de adecuación del coque.
 - 3.2. Proceso de combustión del lecho fluidizado circulante.
 - 3.3. Proceso de postcombustión.
4. Sistema de generación de energía eléctrica.
 - 4.1. Turbinas
 - 4.2. Generador

El Gráfico 8 presenta las relaciones existentes entre los diferentes procesos asociados a la transformación del coque de petróleo en energía eléctrica.

ANEXO IV-18. Diagrama del proceso general de la transformación de coque energía

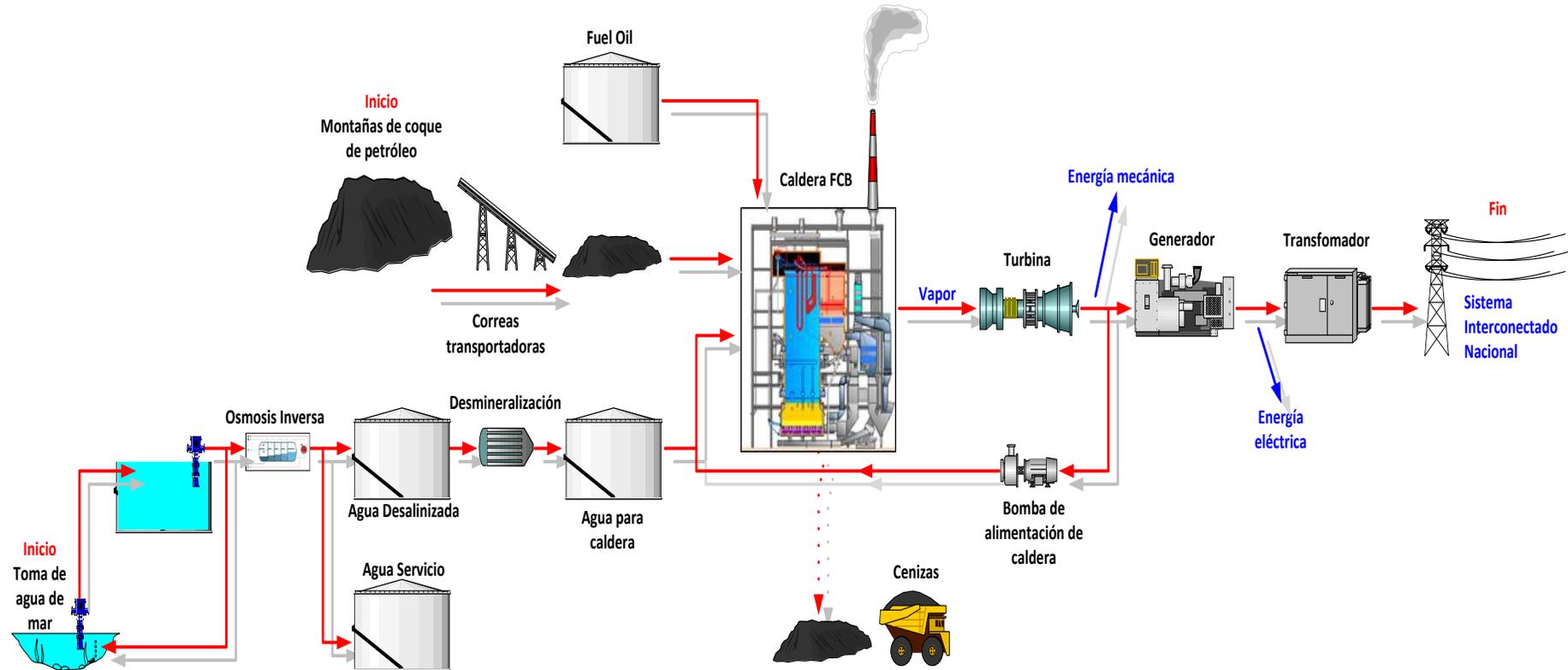


Diagrama 8. Diagrama general del proceso de transformación.
Fuente: Elaboración Propia

ANEXOS CAPITULO V

ANEXOV-1. Extracto del decreto n°638. Normas sobre calidad del aire y control de la contaminación atmosférica

Para Venezuela el control de las emisiones al medio ambiente en las instalaciones generadoras de electricidad están establecidas por el Decreto N°386 "Normas sobre calidad del aire y control de la contaminación atmosférica"⁴¹ por el Ministerio para el Poder Popular para el ambiente (MINAMB), de acuerdo a los niveles presentados en la Tabla 19.

*Tabla 19. Control de emisiones a la atmósfera
Fuente: Adaptado del Decreto N°386*

Contaminante	Densidad (mg/m ³) ⁴²
Dióxido de azufre	3000
Monóxido de carbono	400
Oxidos de nitrógeno	150
Partículas sólidas	150

⁴¹ Normas sobre calidad del aire y control de la contaminación atmosférica. Ministerio para el Poder Popular para el ambiente. Obtenido el día 2 de enero del 2013, desde: <http://www.minamb.gob.ve/files/Laboratorios%20Calidad%20ambiental/Decreto-638.pdf>

⁴² Miligramos por metro cúbico de aire a condiciones normales a una (1) atmósfera y 0°C.

ANEXO V-2. Organización Latinoamericana de Energía

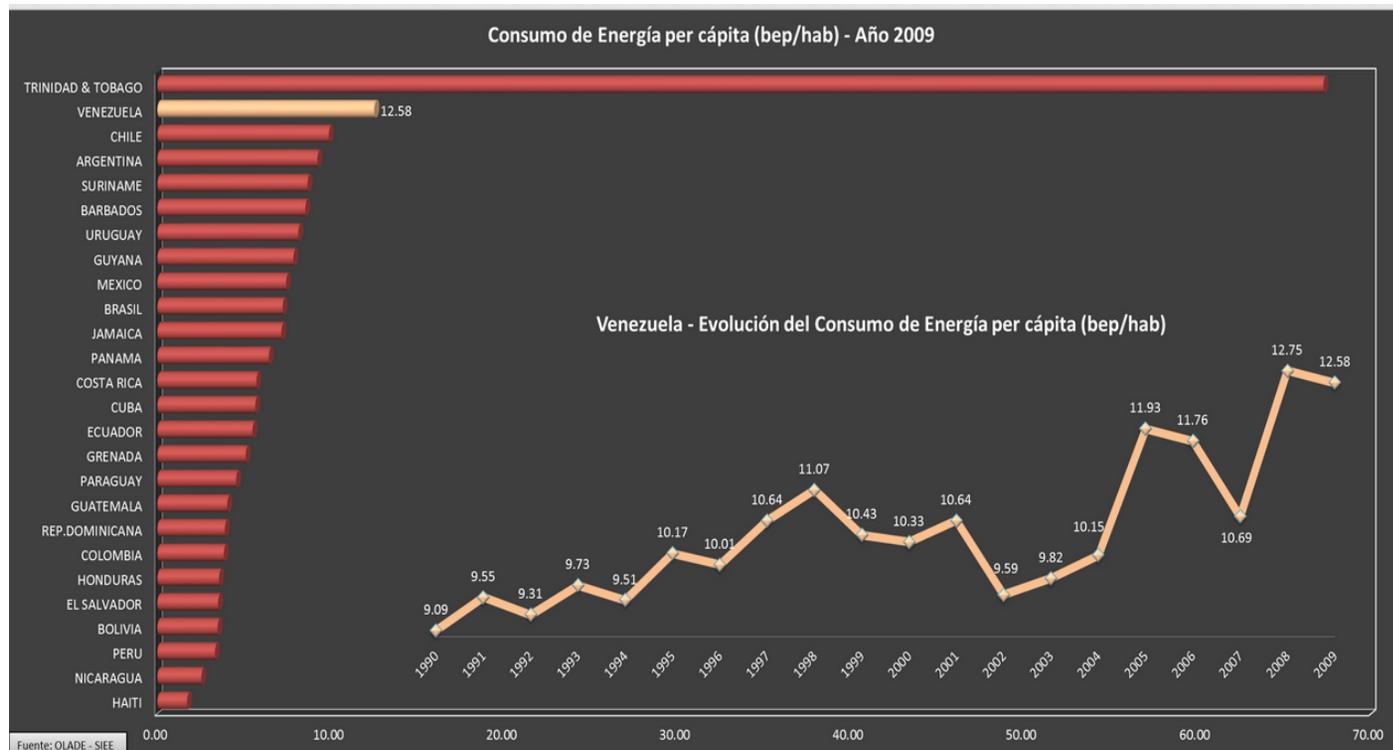


Gráfico 9. Consumo de energía per cápita (bep/hab)-Año 2009.
Fuente: OLADE⁴³

⁴³ Indicadores Económicos-Energéticos regionales- Venezuela. Organización Latinoamericana de Energía. Obtenido el día 23 de diciembre, desde: <http://www.olade.org/indicadores-economico-energeticos-regionales-venezuela>

Tabla 20. Tabla de Conversión.
Fuente: OLADE⁴⁴

TABLA DE CONVERSIONES PARA UNIDADES ENERGÉTICAS										
CONVERSION TABLE FOR ENERGY UNITS										
	bep boe	tep toe	tec tce	Tcal	TJ	10 ³ BTU	MWh	kg GLP kg LPG	m ³ Gas Nat. m ³ Nat. Gas	pc Gas Nat. cf Nat. Gas
bep / boe	1	0,13878	0,1982593	0,00139	0,00581	5524,86	1,61394	131,0616	167,2073	5917,1598
tep / toe	7,205649	1	1,4285868	0,01	0,04184	39810,22	11,62952	944,3839	1204,8371	42636,9763
tec / tce	5,04390	0,6999925	1	0,007	0,029288	27866,85	8,14057	661,0616	843,3769	29845,5621
Tcal	720,56490	100	142,85868	1	4,184	3981022	1162,9520	94438,388	120483,714	4263697,6
TJ	172,21914	23,900574	34,144044	0,2390057	1	951487	277,95214	22571,316	28796,2988	1019048,19
10 ³ BTU	0,00018	2,51E-05	3,59E-05	2,51E-07	1,05E-06	1	0,00029	0,02372	0,030265	1,07101
MWh	0,61960	0,08599	0,1228	0,00086	0,0036	3423,2	1	81,20577	103,6016	3666,2722
kg GLP / kg LPG	0,00763	0,00106	0,001513	1,06E-05	4,43E-05	42,154696	0,0123144	1	1,2758	45,1479
m ³ Gas Nat. m ³ Nat. Gas	0,00598	0,00083	0,001186	8,30E-06	3,47E-05	33,041989	0,0096524	0,783827	1	35,3882
pc Gas Nat. cf Nat. Gas	0,00017	2,35E-05	3,35E-05	2,35E-07	9,81E-07	0,9337017	0,0002728	0,0221494	0,02825803	1

* 1bbl GLP = 0.6701 bep
* 1bbl LPG = 0.6701 boe

* 1bbl GLP = 0.15898 m³ = 5.6143 pc
* 1bbl LPG = 0.15898 m³ = 5.6143 cf

* 1m³GLP = 552.4 kg
* 1m³LPG = 552.4 kg

* 1 pc = 0.028317 m³
* 1 cf = 0.028317 m³

⁴⁴ Sistema de Información Económica Energética. Organización Latinoamericana de Energía. Obtenido el día 23 de diciembre del 2012, desde: <http://www.olade.org/sites/default/files/PLEGABLE2010final.pdf>

ANEXOS V-3. Datos INE, según CENSO 2011.

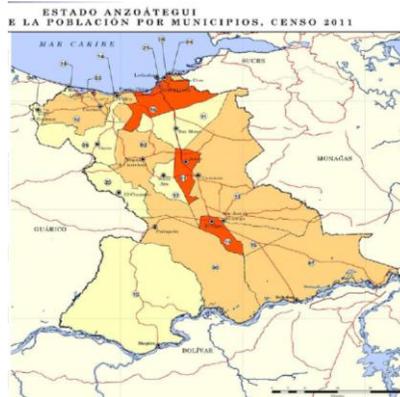


Figura 13. Mapa del estado Anzoátegui.
Fuente: Censo 2011.



Gráfico 9. Gráfico de evolución de la población del estado Anzoátegui censo 1873-2011. Fuente: Instituto Nacional de Estadística

ANEXO V-4. Poblaciones del edo. Anzoátegui según municipios

Tabla 21. Población del estado Anzoátegui según Municipios. Fuente: INE⁴⁵

	Población del estado Anzoátegui según Municipios											
	Año											
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Anaco	106.720	109.515	112.159	114.642	117.114	119.559	122.003	124.431	126.838	129.247	131.672	134.083
Aragua	28.723	29.357	29.944	30.483	31.015	31.535	32.051	32.558	33.054	33.547	34.039	34.525
San Juan de Capistrano	7.998	8.162	8.315	8.452	8.587	8.719	8.849	8.975	9.100	9.222	9.344	9.464
Simón Bolívar	378.285	386.573	394.262	401.317	408.264	415.054	421.786	428.391	434.859	441.285	447.700	453.069
Manuel Ezequiel Bruzual	29.228	29.795	30.312	30.778	31.234	31.674	32.109	32.532	32.942	33.347	33.749	34.140
Juan Manuel Cajigal	13.020	13.174	13.301	13.404	13.500	13.588	13.671	13.747	13.816	13.880	13.943	13.997
Fco. Del Carmen Carvajal	11.654	11.875	12.077	12.257	12.434	12.605	12.772	12.936	13.093	13.249	13.403	13.554
Pedro María Freites	68.146	69.602	70.951	72.180	73.393	74.574	75.744	76.892	78.014	79.127	80.237	81.327
Sir Artur Mc Gregor	8.590	8.740	8.874	8.994	9.110	9.221	9.330	9.434	9.536	9.634	9.732	9.827
San José de Guanipa	67.289	68.856	70.318	71.671	73.010	74.322	75.627	76.914	78.181	79.443	80.706	81.954
Guanta	28.542	29.077	29.563	29.999	30.423	30.834	31.237	31.629	32.007	32.380	32.750	33.109
Independencia	28.287	28.824	29.313	29.752	30.181	30.595	31.003	31.399	31.783	32.159	32.534	32.899
Libertad	13.597	13.806	13.990	14.149	14.301	14.446	14.586	14.720	14.846	14.969	15.089	16.139
Diego Bautista Urbaneja	22.177	22.809	23.412	23.983	24.556	25.124	25.695	26.265	26.834	27.405	27.982	28.558
Francisco de Miranda	36.970	37.842	38.660	39.416	40.166	40.901	41.634	42.357	43.069	43.778	44.489	45.192
José Gregorio Monagas	16.533	16.821	17.080	17.309	17.532	17.744	17.953	18.154	18.349	18.537	18.725	18.906
Fernando Peñalver	26.059	26.690	27.281	27.833	28.378	28.914	29.450	29.977	30.499	31.020	31.542	32.059
Píritu	19.834	20.526	21.200	21.853	22.513	23.177	23.852	24.532	25.220	25.916	26.625	27.343
Santa Ana	9.675	9.883	10.074	10.248	10.420	10.589	10.755	10.919	11.078	11.237	11.395	11.549
Simón Rodríguez	155.178	159.526	163.671	167.590	171.510	175.396	179.298	183.185	187.056	190.941	194.858	198.767
Juan Antonio Sotillo	217.182	222.202	226.891	231.217	235.500	239.698	243.869	247.979	252.023	256.045	260.067	264.044

⁴⁵ Instituto Nacional de Estadística. Obtenido el día 25 de diciembre del 2012, desde: <http://www.ine.gov.ve/documentos/see/sintesisestadistica2011/estados/Anzoategui/index.htm>

ANEXOS DEL CAPÍTULO VI

ANEXO VI-1. Clasificación de costos

Tabla 22. Clasificación de Costos.
Fuente: Láminas de Diseño de Plantas II⁴⁶.

Clase de estimado	V	VI	III	II	I
Objetivo Estimado	Planificación a mediano plazo Estudios de Factibilidad proyectos Fondos para ingeniería conceptual	Selección entre varios proyectos y alternativas Fondos para la ingeniería básica	Propuestas tentativas al presupuesto de inversiones Fondos para ingeniería detallada y para comprar equipos y materiales con largo plazo de entrega.	Propuestas firmes al presupuesto de inversiones Fondos para la ingeniería de procura, construcción y arranque del proyecto.,	Control de ejecución de construcción de proyectos
Etapas del Proyecto	Determinación de la necesidad del proyecto	Ingeniería conceptual 100% completada	Ingeniería básica 60% completada y el resto en progreso.	Ingeniería básica 100% completada	Ingeniería de detalle en etapas de finalización
Información Requerida	Información global a "grosso modo" del proyecto y de sus unidades principales de proceso	Tecnologías y parámetros claves de diseño de plantas y equipos mayores	Especificaciones de diseño de equipos críticos, diagramas de flujo, instrumentación y control.	Especificaciones de procesos y de los equipos principales, planos de distribución de planta, etc. Mayormente detallado, poca factorización, cotizaciones firmes de los equipos críticos.	Planos detallados cálculos métricos de materiales granel, planificación y estrategias de contratación.
Método de Estimación	Datos históricos de curvas de costos de proyectos similares	factorizado y curvas de costos de proyectos similares.	Factorizado y/o semi detallado cotizaciones firmes de equipos con largo plazo de entrega		Mayormente detallado, precios unitarios partidas malizadas.
Precisión PDVSA	-25% a +75%	-20% a +60%	-10% a +25%	-10% a +10%	-5% a +5%

⁴⁶ Láminas de la cátedra de Diseño de Plantas II, dictada por el profesor Gustavo Gonzáez

ANEXO VI-2. Tabla de factor de localización estados unidos-Venezuela.

Tabla 23. Factor de localización Estados Unidos-Venezuela.

Fuente: Gustavo González

DESCRIPTION	EQUIPMENT
F.O.B	1
INLAND FREIGHT (IF)	5,0%
PORT HANDLING	1,0%
SERVICES	3,0%
FORWARDER'S FEE	1,0%
OCEAN FREIGHT	5,0%
EXPORT TAX	0,5%
CIF Dollars	16,42%
IMPORT DUTIES	
TAXES	7,5%
CUSTOM SERVICE TAX	1,0%
TOTAL DUTIES	9%
WAREHOUSE FEE	0,55%
HANDLING	0,55%
BROKER FEE	0,20%
DOMESTIC TRANSPORT	1%
TOTAL HANDLING	2,32%
TOTAL DUTIES	11,09%
TOTAL	29%

ANEXO VI-3. Tabla de factor de localización estados unidos-otros países

*Tabla 24. Factor de Localización Estados Unidos a otros países.
Fuente: Láminas de la cátedra de Diseño de Plantas II*

Localización	Factor
Estados Unidos	1,00
Alemania	0,76
Bélgica	0,70
Canadá	1,14
Centro América	1,20
Francias	0,73
Japón	1,46
Italia	0,79
Malasia	0,42
Reino Unido	0,76
España	0,83
Portugal	1,00
Sur América	1,36

ANEXO VI-4. Costos Black & Veatch Corporation

Tabla 25. Costos para una planta de generación eléctrica utilizando carbón como combustible de 606 Mw.

Fuente: Black & Veatch. Cost Report⁴⁷

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-Yr)	Heat Rate (Btu/kWh)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)	Min Load (%)	Spin Ramp Rate (%/min)
2008	3040	—	—	—	—	—	—	—	—
2010	2890	3.71	23.0	9,370	55	10	6	40	2.00
2015	2890	3.71	23.0	9,370	55	10	6	40	2.00
2020	2890	3.71	23.0	9,370	55	10	6	40	2.00
2025	2890	3.71	23.0	9,000	55	10	6	40	2.00
2030	2890	3.71	23.0	9,000	55	10	6	40	2.00
2035	2890	3.71	23.0	9,000	55	10	6	40	2.00
2040	2890	3.71	23.0	9,000	55	10	6	40	2.00
2045	2890	3.71	23.0	9,000	55	10	6	40	2.00
2050	2890	3.71	23.0	9,000	55	10	6	40	2.00

Table 9. Emission Rates for a Pulverized Coal-Fired Power Plant

SO ₂ (Lb/mmBtu)	NO _x (Lb/mmBtu)	PM10 (Lb/mmBtu)	Hg (% removal)	CO ₂ (Lb/mmBtu)
0.055	0.05	0.011	90	215

⁴⁷ National Renewable Energy Laboratory (2012). Cost and Performance Data for Power Generation Technology.

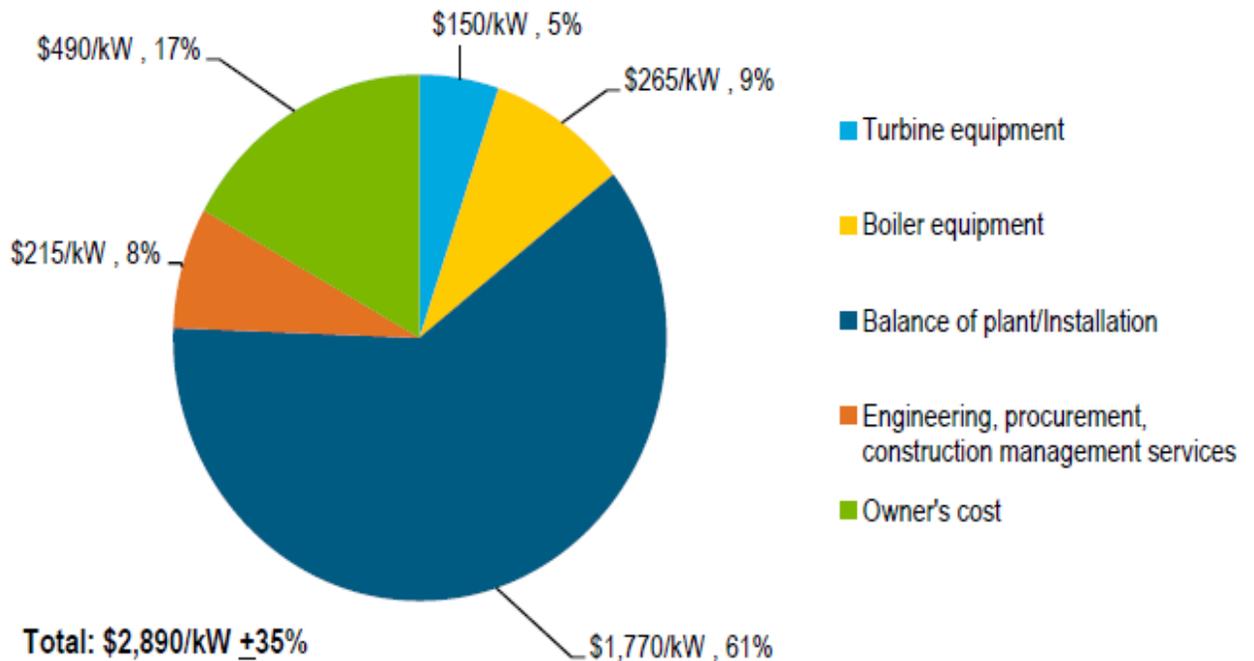


Gráfico 10. Desglose del Costo de Inversión de una planta de generación eléctrica de carbón pulverizado.

Fuente: Black & Veatch. Cost Report⁴⁸

ANEXO VI-5. Cálculo de la inversión inicial de la planta de generación eléctrica

Tomando como base a la Tabla 25 se calcula la inversión inicial para el año 2010 en los Estados Unidos:

$$Inversión\ Inicial = 2.890 \frac{\$}{Kw} * \frac{1000Kw}{1Mw} * 150Mw$$

$$Inversión\ Inicial = \$433.500.000,00$$

Haciendo referencia al Gráfico 10 se concentran los costos de la inversión inicial. Dichos costos por pertenecer a una planta ubicada en Estados Unidos y con una potencia de 606 Mw, se debe recurrir a la factorización por capacidad, localización y por último aplicar factor de escalación para conocer el valor de la planta en el último trimestre del año 2012, como se muestra a continuación:

⁴⁸ National Renewable Energy Laboratory (febrero 2012). Cost and Performance Data for Power Generation Technology.

Tabla 26. Costos de Inversión para el año 2010 de una planta de generación eléctrica de 606 Mw.

Fuente: Black & Veatch. Cost Report⁴⁹

Costos de Inversión (U.S.A)	
Equipos	Costo
Turbina	21.675.000,00
Caldera	39.015.000,00
Blance de planta/ intalación	264.435.000,00
IPC	34.680.000,00
Costos de propietario	73.695.000,00
Costo total de Inversión	433.500.000,00

Posteriormente se calcula el Factor de Capacidad⁵⁰ con la siguiente ecuación:

$$C_2 = C_1 \left(\frac{q_2}{q_1} \right)^n$$

Donde:

C₂: Equipo o unidad 2 (Costo a determinar)

C₁: Equipo o unidad 1. (Costo conocido)

Q₂: Capacidad o parámetro de la unidad o equipo 2

Q₁: Capacidad o parámetro de la unidad o equipo 1

N: Factor Exponencial, el cual tiene un valor promedio de 0,6.

$$C_{150-U.S.A} = 433.500.000,00 * \left(\frac{150}{606} \right)^{0,6}$$

$$C_{150-U.S.A(2010)} = 187.568.663,00\$$$

⁴⁹ National Renewable Energy Laboratory (2012). Cost and Performance Data for Power Generation Technology.

⁵⁰ Factor de Capacidad: Se utiliza para estimar el costo de una planta, unidad de proceso o de un equipo individual, basandose en el costo de otra planta, unidad de proceso o de un equipo individual, previamente adquirido y de características técnicas similares al primero. Láminas de cátedra de Diseño de Plantas II, dictada por el profesor Gustavo González

Se procede al cálculo del factor de localización:⁵¹ (Ver **Tabla 23**)

$$C_A = F_{BA} * C_B$$

Donde:

C_A : Costo en la localidad "A"

C_B : Costo en la localidad "B"

F_{BA} : Índice de localización de "B" referente a "A"

$$C_{150-Vzla} = C_{150-U.S.A} (1,29)$$

$$C_{150-Vzla(2010)} = 187.568.663,00 * 1,29$$

$$C_{150-Vzla(2010)} = \$241.963.575,27$$

El costo de inversión es referente al año 2010 (Tabla 25), como se planteó en las bases y criterios de diseño que se quiere es conocer el costo para el último trimestre del año 2012, se debe aplicar el factor de escalación⁵² usando como referencia la **Figura 14**.

⁵¹ Factor de Localización : El factor de localización considera la realidad económica de cada país, así como los costos implícitos en la transferencia de bienes de un país al otro, tales como impuestos, transportes y fletes, seguros, gastos portuarios, etc. Láminas de la cátedra de Diseño de Plantas II, dictada por el profesor Gustavo González.

⁵² Factor de Escalación : El efecto del aumento de precios en el tiempo, de los insumos que conforman la inversión en la planta industrial se mide a través de índices industriales de costos. Un índice de costo es un valor, que refiere el costo de una planta en un momento determinado del tiempo, en relación con su valor en un tiempo arbitrario de referencia en el pasado. Láminas de la cátedra de Diseño de Plantas II, dictada por el profesor Gustavo González.

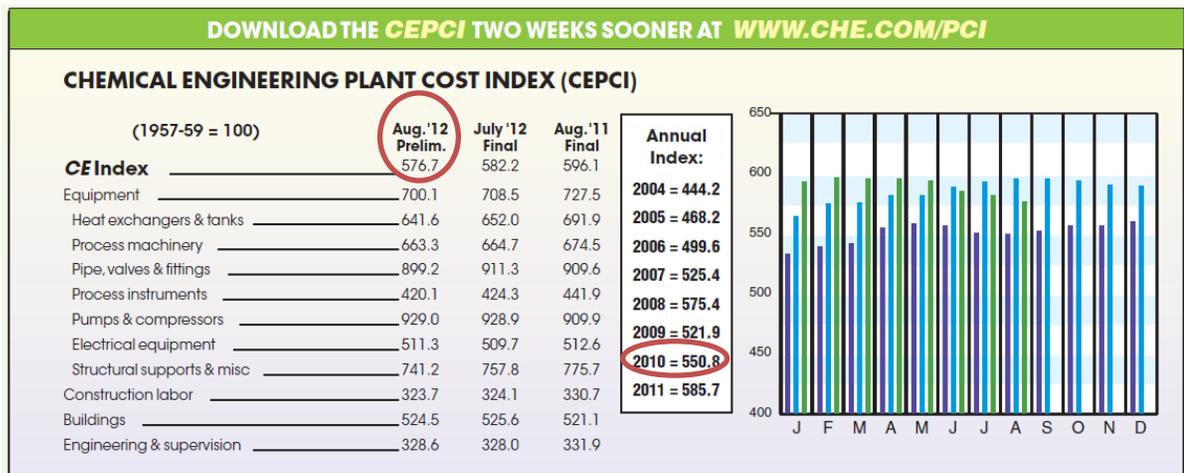


Figura 14. Índices de Factor de Escalación 2012.
Fuente: Chemical Engineering ⁵³

$$\text{Costo actual} = \text{Costo original} * \left(\frac{\text{Índice actual}}{\text{Índice del costo original}} \right)$$

$$C_{150-vzla(2012)} = C_{150-vzla(2010)} * \left(\frac{576,7}{550,8} \right)$$

$$C_{150-vzla(2012)} = 241.963.575,27\$ * \left(\frac{576,7}{550,8} \right)$$

$$C_{150-vzla(2012)} = 253.341.310,56\$$$

Luego de conocer el costo total de Inversión para una planta de 150 Mw en Venezuela para el último trimestre del año 2012, se puede desglosar dicha inversión de igual manera que en la Tabla 25.

⁵³ Chemical Engineering Magazine, Mc-Graw-Hill (Noviembre 2011)

ANEXO VI-6. Cálculo de la inversión inicial de la planta de osmosis inversa

Para el costo de inversión de la planta desalinizadora de agua se utilizó como referencia una planta del mismo tipo que la de interés de esta investigación, con una capacidad de $50.000 \frac{m^3}{día}$ y construida en España en el año 2003, como plantea el artículo titulado Descripción del funcionamiento de la desaladora de agua de mar del Canal de Alicante⁵⁴, el presupuesto final de la instalación ascendía a € 52.618.644,86 para la fecha.

Al tener el costo de inversión en la moneda vigente de la Unión Europea, es decir, euros (€) se convirtió dicho monto en dólares estadounidenses, Módena utilizada en el presente TEG, para la fecha expuesta en el documento mencionado, con ayuda de un convertidor de unidades como se muestra en la FFF.

Convertor de divisas

The screenshot shows a currency converter interface with the following details:

- Tengo esta divisa:** US Dólar (USD)
- Quiero esta divisa:** Euro (EUR)
- IMPORTE (USD):** 57.827.900
- IMPORTE (EUR):** 52.618.644,86
- FECHA:** 01 sep 2003 (highlighted with a red circle)

Figura 15. Conversión de divisas en el transcurso del año 2003.

Fuente: OANDA⁵⁵

Gracias al convertor de divisas, se tiene que el costo de inversión de una planta de osmosis inversa para el año 2003 en España es de apropiadamente \$57.827.900.

Ajustando del costo inversión por capacidad, análogamente con el método utilizado para la planta de generación eléctrica, se tiene que:

$$C_{75M \frac{m^3}{día} España(2003)} = \$57.827.900 * \left(\frac{75.000}{50.000}\right)^{0,6} = \$73.755.120,48$$

⁵⁴ Caballero, C. (2005). Descripción del funcionamiento de la desaladora de agua de mar del Canal de Alicante

⁵⁵ Convertor de divisas. OANDA. Obtenido el día 30 de enero del 2013, desde: <http://www.oanda.com/lang/es/currency/convert/>

Factorizando el costo de inversión por localización España-Estados Unido (Ver *Tabla 23*) y Estados Unidos-Venezuela (Ver *Tabla 24*):

$$C_{75M \frac{m^3}{día} USA(2003)} = \$73.755.120,48 * 0,83 = \$61.216.750$$

$$C_{75M \frac{m^3}{día} Vzla (2003)} = \$61.216.750 * 1,29 = \$78.969.607,50$$

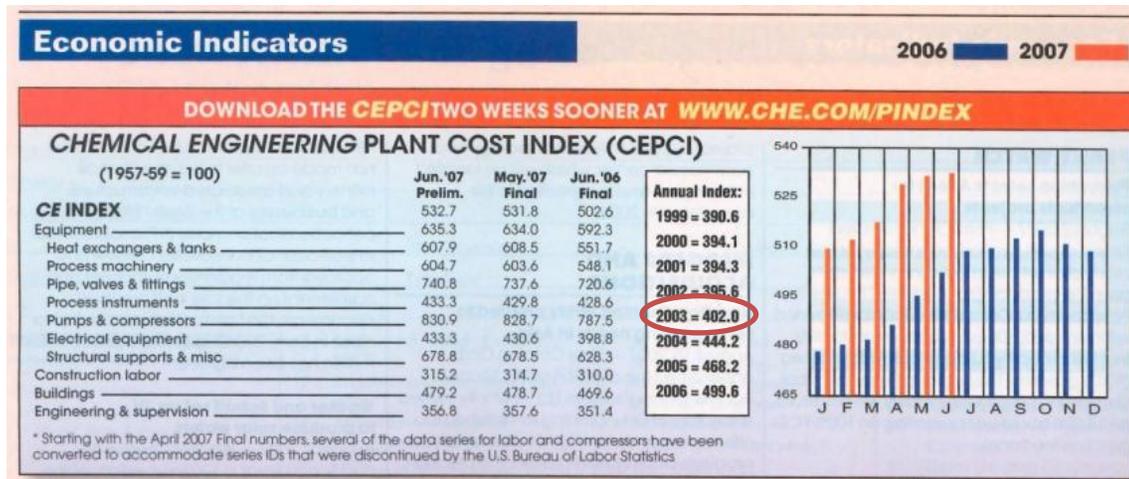


Figura 16. Índice de Factor de Escalación 2007.
Fuente: Chemical Engineering

Finalmente el costo de inversión de una planta desalinizadora de agua de mar para Venezuela en el último trimestre del año 2012 (Ver *Figura 15* y *Figura 16*) queda:

$$C_{75M \frac{m^3}{día} Vzla (2012)} = \$78.969.607,50 * \left(\frac{576,7}{402}\right) = \$113.287.991,65$$

$$C_{75M \frac{m^3}{día} Vzla (2012)} = \$113.287.991,65$$

ANEXO VI-7. Cálculo costo de operación de la planta de generación

Los costos de operación también serán establecidos por Black & Veatch Corporation (ver Tabla 25).

Cálculo de los costos Variables:

$$\begin{aligned} \text{Costos Variables} &= 3,71 \frac{\$}{Mwh} * * \frac{365\text{días}}{\text{Año}} * \frac{24h}{\text{día}} * 0,95 * 150Mw \\ \text{Costos Variables}_{606-U.S.A(2010)} &= 4.631.193,00 \frac{\$}{\text{año}} \end{aligned}$$

Determinación del Factor de Capacidad:

$$\begin{aligned} C_{150-U.S.A(2010)} &= 4.631.193,00 \frac{\$}{\text{año}} * \left(\frac{150}{606}\right)^{0,6} \\ C_{150-U.S.A(2010)} &= 2.003.844,704 \frac{\$}{\text{año}} \end{aligned}$$

Factorizando por localización resulta, (Ver Tabla 23):

$$\text{Costo Variables}_{150-Vzla(2010)} = \text{Costo Variables}_{150-U.S.A(2010)} * (1,29)$$

$$\text{Costo Variables}_{150-Vzla(2010)} = 2.003.844,704 \frac{\$}{\text{año}} * (1,29)$$

$$\text{Costo Variables}_{150-Vzla(2010)} = 2.584.959,67 \frac{\$}{\text{año}}$$

El valor $2.584.959,67 \frac{\$}{\text{año}}$ de es referente al año 2010 por lo que se debe aplicar el factor de escalación (ver Figura 14) para conocer su valor en el último trimestre del año 2012, es decir:

$$\text{Costos Variables}_{150-Vzla(2012)} = C_{150-Vzla(2010)} * \left(\frac{576,7}{550,8}\right)$$

$$\text{Costos Variables}_{Vzla(2012)} = 2.584.959,67 \frac{\$}{\text{año}} * \left(\frac{576,7}{550,8}\right)$$

$$\text{Costos Variables}_{150-Vzla(2012)} = 2.706.510,97 \frac{\$}{\text{año}}$$

Cálculo de los costos Fijos:

$$\text{Costos Fijos}_{606-U.S.A(2010)} = 23 \frac{\$}{\text{Kw} - \text{año}} * \frac{1000\text{Kw}}{1 \text{ Mw}} * 150\text{Mw} * 0,95$$

$$\text{Costos Fijos}_{606-U.S.A(2010)} = 3.277.500,00 \frac{\$}{\text{año}}$$

Determinación del Factor de Capacidad:

$$C_{150-U.S.A(2010)} = \$3.277.500,00 * \left(\frac{150}{606}\right)^{0,6}$$

$$C_{150-U.S.A(2010)} = 1.418.122,94\$$$

Factorizando por Localización: (ver Tabla 23)

$$\text{Costo Fijos}_{150-Vzla(2010)} = \text{Costo Fijos}_{U.S.A(2010)} (1,29)$$

$$\text{Costo Fijos}_{150-Vzla(2010)} = 1.418.122,94 \frac{\$}{\text{año}} (1,29)$$

$$\text{Costo Fijos}_{150-Vzla(2010)} = 1.829.378,59 \frac{\$}{\text{año}}$$

El valor de $1.829.378,59 \frac{\$}{\text{año}}$ es referente al año 2010 por lo que se debe aplicar el factor de escalación (ver Figura 14).

$$\text{Costos Fijos}_{150-Vzla(2012)} = 1.829.378,59 \frac{\$}{\text{año}} * \left(\frac{576,7}{550,8}\right)$$

$$\text{Costos Fijos}_{150-Vzla(2012)} = 1.915.400,57 \frac{\$}{\text{año}}$$

ANEXO VI-8. Cálculo costo de operación de la planta de osmosis inversa

Los costos de operación y mantenimiento de la planta desalinizadora de osmosis inversa, fueron tomados haciendo referencia al artículo Distillation plant development and cost update⁵⁶, donde se hace referencia a los diferentes costos de plantas de desalinización de agua de mar con una capacidad de $31.822 \frac{m^3}{día}$ ubicadas en el Mediterraneo para el año 2000.

Tabla 27. Costos de capital y operación de plantas de desalinización
Fuente: Adaptado de Distillation plant development and cost update

	Costos de procesos			
	MSF ⁵⁷	MED ⁵⁸	RO ⁵⁹	RO + salmuera de refuerzo
Costo unitario (US\$/m³)				
Energía	-	-	-	-
Calor	0,242	0,219	0,000	0,000
Generación	0,109	0,070	0,128	0,106
Operación y Mantenimiento	0,126	0,126	0,126	0,126
Repuestos	0,082	0,082	0,033	0,033
Productos químicos	0,024	0,024	0,047	0,047
Membranas	0,000	0,000	0,110	0,098
Costos de capital	0,461	0,433	0,380	0,338
Total	1,0403	0,953	0,823	0,747

La planta propuesta en al presente investigación es de una capacidad de $75.000 \frac{m^3}{día}$, se presentan las conversiones necesarias para obtener el costos de operación y mantenimiento de una planta de osmosis inversa poara los intereses propios de este TEG:

$$Costo\ O\&M_{UK31,82 \frac{m^3}{día} (2003)} = 0,126 \frac{\$}{m^3} * 75.000 \frac{m^3}{día} * 365 \frac{días}{año} = \frac{\$}{año} 3.449.250$$

$$Costo\ O\&M_{UK\ 31,82 \frac{m^3}{día} (2003)} = \frac{\$}{año} 3.449.250$$

Ajustando el costo por capacidad se tiene que:

⁵⁶ Wade, N (2000). Distillation plant development and cost update. Reino Unido

⁵⁷ Destilación flash multi-etapa (Multi-Stage Flash Destillers)

⁵⁸ Destilación Multiple efecto (Multiple Effect Distillation)

⁵⁹ Osmosis Inversa (Reverse Osmosis)

$$\text{Costo O\&M}_{UK75 \frac{m^3}{\text{día}} (2003)} = \frac{\$}{\text{año}} 3.449.250 * \left(\frac{75.000}{31.882}\right)^{0,6} = \frac{\$}{\text{año}} 5.762.807,29$$

Facotrizando el costo por localización, Reino Unido-Estados Unidos (Ver Tabla 24) y Estados Unidos – Venezuela (Ver Tabla 23) se tiene:

$$\text{Costo O\&M}_{USA75 \frac{m^3}{\text{día}} (2003)} = \frac{\$}{\text{año}} 5.762.807,29 * 0,76 = \frac{\$}{\text{año}} 4.379.733,54$$

$$\text{Costo O\&M}_{Vzla75 \frac{m^3}{\text{día}} (2003)} = \frac{\$}{\text{año}} 4.379.733,54 * 1,29 = \frac{\$}{\text{año}} 5.649.856,26$$

$$\text{Costo O\&M}_{Vzla75 \frac{m^3}{\text{día}} (2003)} = \frac{\$}{\text{año}} 5.649.856,26$$

Finalmente traspalando los costos de operación y mantenimiento del año 2001 (Ver Figura 17) al último trimestre del año 2012 (Ver Figura 16), se tiene que los egresos de la planta de desalzanición de osmosis inversa son:

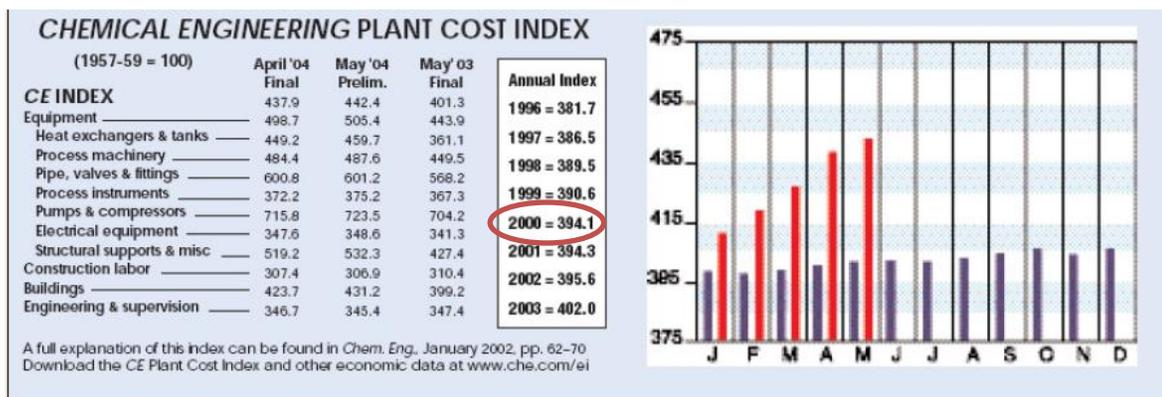


Figura 17. Indices de Factor de Escalación 2004.
Fuente: Chemical Engineering

$$\text{Costo O\&M}_{Vzla75 \frac{m^3}{\text{día}} (2012)} = \frac{\$}{\text{año}} 5.649.856,26 * \left(\frac{576,7}{394,1}\right) = \frac{\$}{\text{año}} 8.267.627,78$$

$$\text{Costo O\&M}_{Vzla75 \frac{m^3}{\text{día}} (2012)} = \frac{\$}{\text{año}} 8.267.627,78 * 0,95 = \frac{\$}{\text{año}} 7.854.246,39$$

$$\text{Costo O\&M}_{Vzla75 \frac{m^3}{\text{día}} (2012)} = \frac{\$}{\text{año}} 7.854.246,39$$

ANEXO VI-9. Cálculo de las ventas de energía eléctrica

Considerando un precio de venta de energía para un consumo promedio de 900 *Kwh*, es decir, que cada vivienda en el Estado Anzoátegui tendría que pagar un excedente por cada 400 *Kwh*, según la Gaceta N° 37.415 (Ver Figura 18). Se estima que el precio de venta de la energía sería como se muestra en esta sección.

Gaceta Oficial N° 37.415 “Tarifas y Conceptos Eléctricos”	Artículo 9. CADAFE Y SUS FILIALES	
	9.3. TARIFA 03: SERVICIO RESIDENCIAL DE ALTO CONSUMO	
	Características técnicas	Corriente alterna 60Hz, en las tensiones secundarias normalizadas por CADAFE
	Aplicación	Exclusivamente para usos domésticos en residencias y viviendas particulares. Se aplicará individualmente en cada residencia apartamento o vivienda. Se aplicará a los usuarios cuyo consumo exceda el equivalente a 500Kvh mensuales por dos meses seguidos.
	Tarifa mensual	Con derecho a 500Kwh - Bs. 41,202 Por el resto del consumo - Bs/Kwh 0,11

Figura 18. Extracto de la Gaceta Oficial N° 37.415.
Fuente: Adaptado de Gaceta Tarifas y Conceptos Eléctricos⁶⁰

⁶⁰ Tribunal Supremo de Justicia. Gaceta Oficial N° 37.415. Visitado el día 26 de diciembre del 2012, desde: <http://www.tsj.gov.ve/gaceta/abril/030402/030402-37415-01.html>

El precio de venta promedio mensual para un el consumo actual de 900Kwh en el Estado Anzátegui, sería:

$$\text{Precio de venta} = 41,202 \text{ Bs} + 0,11 \frac{\text{Bs}}{\text{Kwh}}$$

$$\text{Precio de venta} = 41,202 \text{ Bs} + 0,11 \frac{\text{Bs}}{\text{Kwh}} * 400 \text{ Kwh}$$

$$\text{Precio de venta} = \frac{\text{Bs.}}{\text{mes}} \mathbf{85,20}$$

Las ventas estimadas serán a partir del año 2014, a continuación se hace un ejemplo de cómo fueron calculadas, utilizando como datos los valores del año mencionado obtenidos en los pronósticos realizados en la sección del Estudio de Mercado:

$$\text{Habitantes}_{2014} = 891.341.25$$

$$\text{Viviendas}_{2014} = 891.341.25 \text{ Habitantes} * \frac{\text{Viviendas}}{4,5 \text{ Habitantes}} = 198.076 \text{ Viviendas}$$

$$\text{Ventas} = \text{No. Viviendas} * \frac{\text{Bs}}{\text{Vivienda}}$$

$$\text{Ventas mensuales}_{2014} = 198.076 \text{ Viviendas} * 85,02 \frac{\text{Bs}}{\text{Vivienda}} = \text{Bs. } 16.876.061,00$$

$$\text{Ventas anuales}_{2014} = \frac{\text{Bs.}}{\text{mes}} 16.876.061,00 * 12 \frac{\text{meses}}{\text{año}} = \text{Bs. } 202.512.732,00$$

Con un control cambiario vigente de \$1 = Bs. 4,3, las ventas promedio anuales para el año 2014 serían:

$$\text{Ventas anuales}_{2014} = \mathbf{\$47.095.984,19}$$

La ventas anuales hasta el año 2018, se realizarión utilizando el mismo procedimiento expuesto. Como se refleja en el tomo principal del presente TEG.

ANEXO VI-10. Cálculo de la inflación

Para el cálculo de la inflación promedio se determinó a través de un promedio simple de los últimos 5 años, en la **Tabla 28** se presenta la inflación promedio.

Tabla 28. Variación de la inflación.
Fuente: Banco Central de Venezuela.⁶¹

Año	Variación Acumulada de Inflación
2008	30,9
2009	25,1
2010	27,2
2011	27,6
2012	20,1
Promedio	26,18%

ANEXO VI-11. Cálculos de los VPN en los tres casos planteados de la TRAM.

- **TRAM IGUAL A UN 30%**

$$VPN_{0,30} = -586.606.883,54 + \frac{24.556.738,15}{(1 + 0,30)} + \frac{25.049.162,03}{(1 + 0,30)^2} + \frac{25.540.579,50}{(1 + 0,30)^3} + \frac{26.030.990,54}{(1 + 0,30)^4} + \frac{26.520.395,16}{(1 + 0,30)^5} + \dots + \frac{42.248.607,93}{(1 + 0,30)^{30}}$$

$$VPN_{0,30} = -\$499.192.960,19$$

Debido a que el valor del presente neto con una TRAM de 30% mayor a la inflación da negativo, se probará con una TRAM de 8%, suponiendo que PDVSA tendría ganancias muy bajas por el proyecto es corte social.

- **TRAM IGUAL A UN 8%**

$$VPN_{0,08} = -586.606.883,54 + \frac{24.556.738,15}{(1 + 0,08)} + \frac{25.049.162,03}{(1 + 0,08)^2} + \frac{25.540.579,50}{(1 + 0,08)^3} + \frac{26.030.990,54}{(1 + 0,08)^4} + \frac{26.520.395,16}{(1 + 0,08)^5} + \dots + \frac{42.248.607,93}{(1 + 0,08)^{30}}$$

⁶¹ Banco Central de Venezuela. Obtenido el día 1 de febrero del 2013, desde: <http://www.bcv.org.ve/c2/indicadores.asp>

$$VPN_{0,08} = -\$254.357.570,93$$

- **TRAM IGUAL A UN 50%**

Por último se pretende probar con un valor máximo de la TRAM de 50%, que se infiere que es lo que todo proyecto en Venezuela pretende ganar, para así continuar con el análisis.

$$VPN_{0,50} = -586.606.883,54 + \frac{24.556.738,15}{(1 + 0,50)} + \frac{25.049.162,03}{(1 + 0,50)^2} + \frac{25.540.579,50}{(1 + 0,50)^3} + \frac{26.030.990,54}{(1 + 0,50)^4} + \frac{26.520.395,16}{(1 + 0,50)^5} + \dots + \frac{42.248.607,93}{(1 + 0,50)^{30}}$$

$$VPN = -\$535.507.181,53$$

BIBLIOGRAFÍA

FUENTES BIBLIOGRÁFICAS

Caballero, C. (2005). Descripción del funcionamiento de la desladora de agua de mar del Canal de Alicante

Chemical Engineering Magazine, Mc-Graw-Hill (Noviembre 2011)

Láminas de la cátedra de Diseño de Plantas II, dictada por el profesor Gustavo González

National Renewable Energy Laboratory (2012). Cost and Performance Data for Power Generation Technology

Wade, N (2000). Distillation plant development and cost update. Reino Unido

FUENTES ELECTRÓNICAS

Banco Central de Venezuela. Obtenido el día 1 de febrero del 2013, desde: <http://www.bcv.org.ve/c2/indicadores.asp>

Circulating fluidised bed technology. Alstom. Obtenido el día 13 de enero del 2013, desde:

<http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/circulating-fluidised-bed-boiler-technology-coal-oil-power.pdf>

Contaminación Atmosférica. Obtenida el día 23 de diciembre del 2012, desde: <http://www.mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448169816.pdf>

Control y emisión de los NOx. Biblioteca sobre Ingeniería Energética. Obtenido el día 22 de diciembre del 2012, desde: <http://libros.redsauce.net/CentralesTermicas/PDFs/33CT.pdf>

Control y Eliminación de los SOx. Obtenido el día 23 de diciembre del 2012, desde: <http://es.libros.redsauce.net/>

Convertor de divisas. OANDA. Obtenido el día 30 de enero del 2013, desde: <http://www.oanda.com/lang/es/currency/convert/>

Indicadores Económicos-Energéticos regionales- Venezuela. Organización Latinoamericana de Energía. Obtenido el día 23 de diciembre, desde: <http://www.olade.org/indicadores-economico-energeticos-regionales-venezuela>

Industrial Steam Turbines. General Electric Obtenido el día 13 de enero del 2013, desde: http://www.ge-energy.com/content/multimedia/_files/downloads/dataform_2044878574_2809802.pdf

Instituto de Catálisis y Petroquímica. Eliminación de NOx en gases de combustión. Reducción Catalítica Selectiva. Visitado el día 22 de diciembre del 2012, desde: <http://www.icp.csic.es/cyted/Monografias/Monografias2001/A1-001.pdf>

Instituto Nacional de Estadística. Obtenido el día 25 de diciembre del 2012, desde: <http://www.ine.gov.ve/documentos/see/sintesisestadistica2011/estados/Anzoategui/index.htm>

McGraw-Hill Interamericana de Española, SL. Contaminación atmosférica. Visitado el día 22 de diciembre del 2012 desde: <http://www.mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448169816.pdf>

Normas sobre calidad del aire y control de la contaminación atmosférica. Ministerio para el Poder Popular para el ambiente. Obtenido el día 2 de enero del 2013, desde: <http://www.minamb.gob.ve/files/Laboratorios%20Calidad%20ambiental/Decreto-638.pdf>

Organización Latinoamericana de Energía. Sistema de Información Económica Energética 2010. Visitado el día 22 de diciembre del 2012, desde: <http://www.olade.org/sites/default/files/PLEGABLE2010final.pdf>

Siemens Air-Cooled Generators SGen-100A-2P Series. Siemens. Obtenido el día 13 de enero del 2013, desde: http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/generators/air_cooled_SGen-100A-2p.pdf

Sistema de Información Económica Energética. Organización Latinoamericana de Energía. Obtenido el día 23 de diciembre del 2012, desde: <http://www.olade.org/sites/default/files/PLEGABLE2010final.pdf>

Termodinámica. Campus Tecnológico de la Universidad de Navarra. Obtenido el día 28 de diciembre del 2012, desde: <http://dspace.unav.es/dspace/bitstream/10171/5185/4/Termodinamica-UnivNavarra.pdf>

Tribunal Supremo de Justicia. Gaceta Oficial N° 37.415. Visitado el día 26 de diciembre del 2012, desde: <http://www.tsj.gov.ve/gaceta/abril/030402/030402-37415-01.html>