

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍAS
ALTERNATIVAS EN EL CAMPO TIBÚ, TENIENDO EN CUENTA LAS
OPCIONES DE COGENERACIÓN, PCH Y SOLAR.**

JULIÁN ENRIQUE DÍAZ GARCÍA

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA**

2011

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍAS
ALTERNATIVAS EN EL CAMPO TIBÚ, TENIENDO EN CUENTA LAS
OPCIONES DE COGENERACIÓN, PCH Y SOLAR.**

JULIÁN ENRIQUE DÍAZ GARCÍA

Profesor Ingeniero

GERMÁN OLIVEROS VILLAMIZAR

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA**

2011

AGRADECIMIENTOS

A mi esposa Lina por su apoyo y comprensión.

Al ingeniero Germán Oliveros por direccionamiento y colaboración en el desarrollo de la especialización

Al ingeniero JUAN CARLOS COBOS de la UDE por su asesoría y direccionamiento temático.

A Edgardo Baptista de SENSSTECH por su asesoría técnica en el tema de energía solar.

A José Pulido de SIEMENS por su asesoría técnica en el tema de turbinas de vapor.

A Mario Cuartas de INGEMAN LTDA por su asesoría técnica en el tema de pequeñas centrales hidráulicas.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	8
1.OBJETIVOS GENERALES	9
1.1 PAUTAS	9
1.2 ESTRATEGIA CORPORATIVA.....	10
2. EL CAMPO TIBÚ.....	11
2.1 ZONA INDUSTRIAL Y ÁREA OFICINAS	12
2.2 CARGA INSTALADA ZONA INDUSTRIAL Y ÁREA OFICINAS.....	13
2.3 EL SISTEMA DE AUTOGENERACIÓN	13
3. OPCIÓN DE COGENERACIÓN	15
3.1 NORMATIVA	15
3.2 COMPONENTES DEL COGENERADOR	18
3.3 CÁLCULO DE POTENCIA	19
3.4 LA COGENERACIÓN Y EL MEDIO AMBIENTE	21
3.5 INSTALACIÓN EN SITIO	22
3.6 PROPUESTA DE MONTAJE DE TURBINA DE VAPOR	24
3.7. CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN	25
3.8. PRESUPUESTO*	25
3.9. ANÁLISIS FINANCIERO	27
4. OPCIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDRÁULICAS	28
4.1 ESTRUCTURA DE LA PCH	32
4.2 DIAGRAMA TÍPICO DE UNA PCH	35
4.3 TURBINA TIPO BULBO	36
4.4 REGISTRO DE CAUDALES DE RÍO TIBÚ	37
4.5 MONTAJE EN SITIO	42
4.6 CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN	43
4.7 CÁLCULO DE LA POTENCIA DE GENERACIÓN	43
4.8 PRESUPUESTO DEL MONTAJE*	43

5. ANÁLISIS FINANCIERO.....	45
6. PCIÓN DE ENERGÍA SOLAR	46
6.1 RADIACIÓN DE ENERGÍA SOLAR EN TIBÚ	49
6.2 INSTALACIÓN EN SITIO.....	50
6.3 DIMENSIONAMIENTO Y DETALLES DEL INVERSOR	51
6.4 DETALLES DEL ARREGLO DE PANELES SOLARES	51
6.5 PRESUPUESTO*	52
6.6 ASPECTOS TÉCNICOS	53
6.7 ANÁLISIS FINANCIERO.....	54
7. COMPARACIÓN DE LAS FUENTES DE ENERGÍA.....	55
8. ANÁLISIS Y CONCLUSIONES	56

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Consumo energético equivalente	10
Figura 2. Ubicación Geográfica de campo Tibú	11
Figura 3. Ubicación Geográfica zona Industrial	12
Figura 4. Componente del cogenerador	18
Figura 5. Potencia de salida de la turbina	20
Figura 6. Temperatura de salida de la turbina	20
Figura 7. Chimenea Del Centro De Generación Tibú	23
Figura 8. Diagrama Esquemático	23
Figura 9. Equipo de referencia SST-040 de Siemens que genera hasta 500kW.	24
Figura 10. Diagrama Típico de una PCH	35
Figura 11 Turbina Tipo Bulbo	36
Figura 12. Punto de Bocatoma	42
Figura 13. Área adyacente para instalación de cuarto de máquinas.	42
Figura 14. Panel solar.	46
Figura 15. Nivel de radiación solar en Colombia	49

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Carga Instalada Zona Industrial	13
Tabla 2. Datos de Comportamiento para varios sistemas de cogenerador	19
Tabla 3. Característica de las emisiones del generador	22
Tabla 4. Características de Operación	25
Tablas 5. Presupuesto del Proyecto	25
Tabla 6. Análisis Financiero	27
Tabla 7. Condiciones De La Instalación	43
Tabla 8. Presupuesto Del Montaje	43
Tabla 9. Consumo de energía	44
Tabla 10. Análisis Financiero	45
Tabla 11. Índices de Radiación promedio en el Campo Tibú	50
Tabla 12. Consumos promedio en KWh en el sector de ÁREA DE OFICINAS	50
Tabla 13. Dimensionamiento Y Detalles Del Inversor	51
Tabla 14. Dimensionamiento de Paneles Solares	51
Tabla 15. Detalles Del Arreglo De Paneles Solares	51
Tabla 16. Detalles Relevantes del Sistema	52
Tabla 17. Presupuesto	52
Tabla 18. Análisis Financiero	54
Tabla 19. Comparación De Las Fuentes De Energía	55

INTRODUCCIÓN

Actualmente la Empresa Colombiana de Petróleos ha tenido un incremento muy importante en sus operaciones y dentro de sus proyecciones se tiene seguir ampliando su infraestructura productiva de manera que se pueda asegurar la meta de producir 1 Millón de Barriles de Petróleo Diarios en el año 2015.

El mundo está cambiando sus prioridades y ha empezado a concentrar sus esfuerzos en reducir los consumos de energías mediante la implementación de procesos y equipos más eficientes y en aprovechar de manera conveniente las fuentes de energía disponibles.

Se convierte en una necesidad de la organizaciones modernas realizar una adecuada gestión integral de la energía para poder cumplir con aspectos de eficiencia que permita aprovechar de manera efectiva la energía disponible, de sostenibilidad que asegure la existencia de la energía requerida para las operaciones futuras, de austeridad que permita tener controlados los costos del consumo de energía en cada instalación y de continuidad en el servicio que permita conseguir la máxima producción en cada campo.

Ecopetrol y sus funcionarios tienen como reto buscar las soluciones que permitan que los negocios sean sostenibles en el tiempo y energéticamente autosuficientes para asegurar la viabilidad financiera de la empresa y controlar sus impactos ambientales.

1. OBJETIVOS GENERALES

Diagnosticar el estado actual de utilización de la energía en el Campo Tibú.

Evaluar la viabilidad de la utilización de energías renovables y uso racional de la energía para atender las cargas del campo.

Plantear la aplicación de soluciones para lograr la utilización de energías renovables y uso racional de la energía, teniendo en cuenta las opciones de Cogeneración, Pequeñas Centrales Hidráulicas y Energía Solar.

Obtener las características y aspectos de tipo económico, ambiental y social que resultan de la implementación de cada una de las opciones consideradas.

1.1 PAUTAS

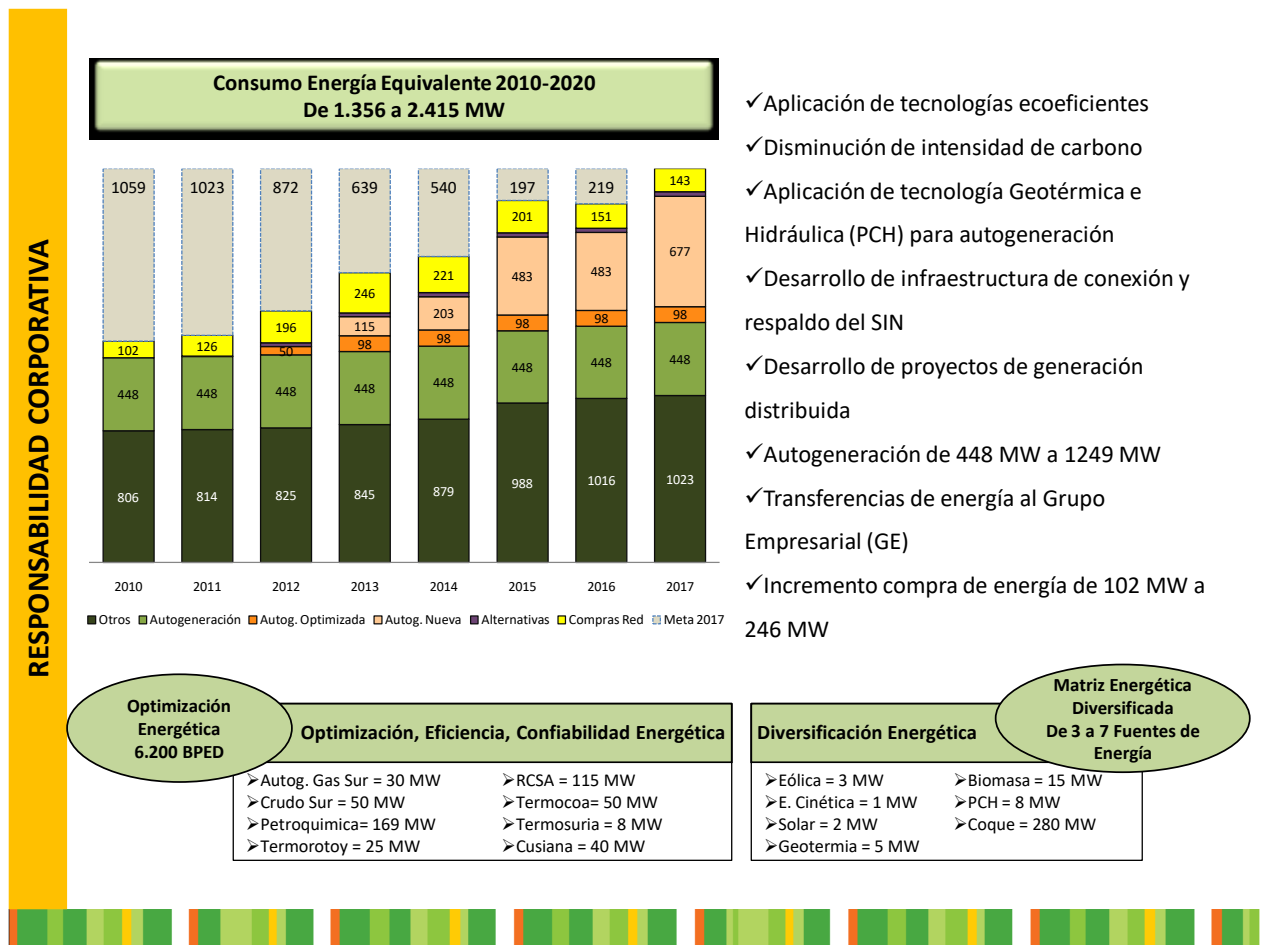
El marco de referencia para la solución buscada se basa sobre todo en tres aspectos:

1. Austeridad: con costos de la energía que no sobrepasen a los actuales.
2. Calidad: con una disponibilidad de 98%.
3. Sostenibilidad: mediante la utilización de fuentes de energías limpias o uso racional de la energía.

1.2 ESTRATEGIA CORPORATIVA

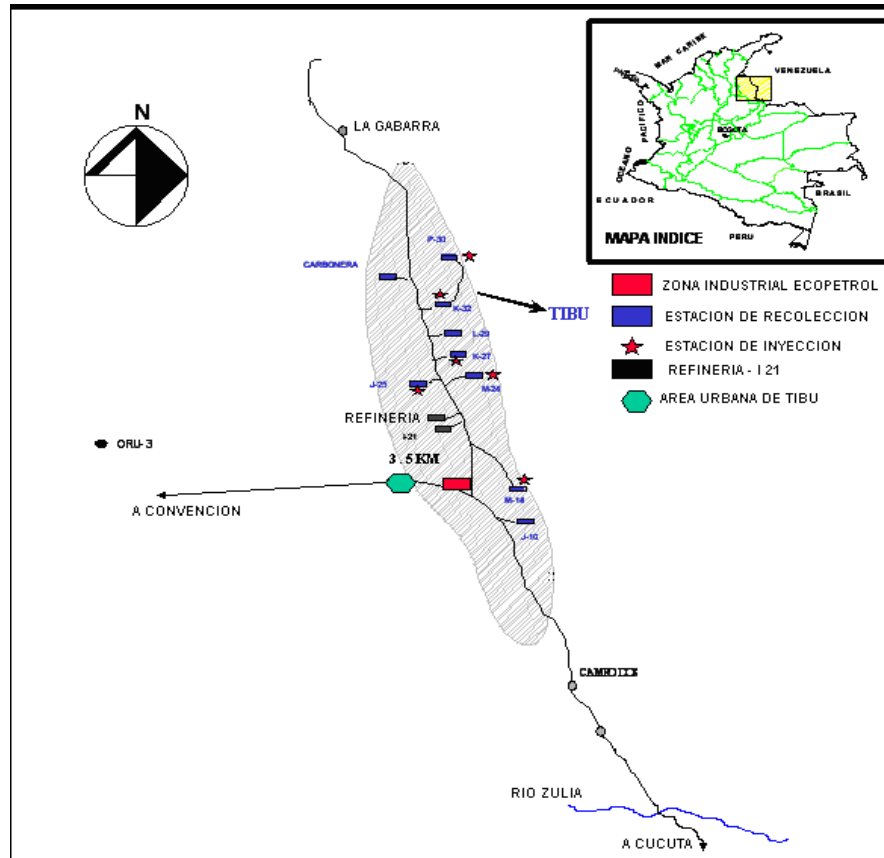
Dentro de la estrategia planteada por Ecopetrol para el funcionamiento de sus negocios se tienen en cuenta lineamientos tales como la autosuficiencia energética, la disminución de las emisiones de carbono mediante la utilización de energías renovables y la optimización energética mediante la aplicación de procesos eficientes.

Figura 1. Consumo energético equivalente



2. EL CAMPO TIBÚ

Figura 2. Ubicación Geográfica de campo Tibú



Fuente: Superintendencia de operaciones Tibú

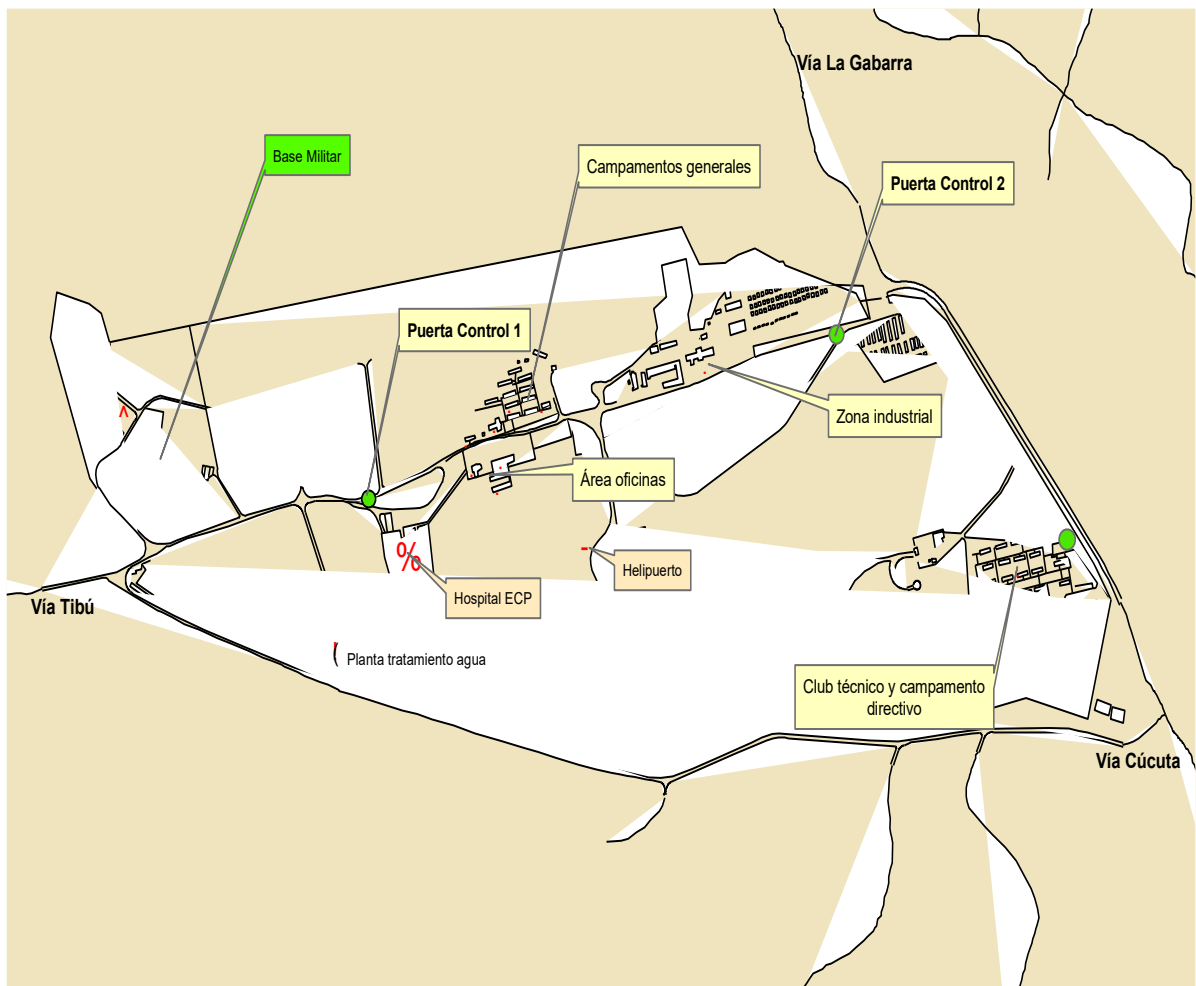
El proyecto en mención está localizado en el municipio de Tibú, el cual tiene las siguientes características:

* Temperatura promedio	27.3 °C
* Temperatura media máxima	32.9 °C
* Temperatura media mínima	22.2 °C
* Humedad relativa	81%
* Altura sobre el nivel del mar	50m
* Precipitación promedio anual	2340mm

2.1 ZONA INDUSTRIAL Y ÁREA OFICINAS

Para la Zona Industrial y Área Oficinas se tiene suministro por autogeneración y la carga instalada es de 310KW con una demanda promedio de 200KW y un $\text{fp} = 0.85$

Figura 3. Ubicación Geográfica zona Industrial



Fuente: Superintendencia de operaciones Tibú

2.2 CARGA INSTALADA ZONA INDUSTRIAL Y ÁREA OFICINAS

Tabla 1. Carga Instalada Zona Industrial

Área	Voltaje	Carga Instalada
Iluminación	220V	32KW
	110V	56KW
Computadores	110V	50KW
Refrigeración	220V	152KW
Equipos de Cocina	110V	10KW
Equipos de Salud	110V	10KW
Total		310KW

Fuente: Superintendencia de operaciones Tibú

2.3 EL SISTEMA DE AUTOGENERACIÓN

Actualmente Tibú cuenta con generación a gas y está catalogado como Autogenerador en donde la energía que genere debe ser empleada exclusivamente para sus cargas. Además:

Ecopetrol suministra el gas combustible requerido para el funcionamiento del Centro de Generación.

La eficiencia del sistema de generación es superior al 27%.

El centro de generación tiene 3.5MW de carga disponible y como mínimo Ecopetrol paga 2.5MW hasta el año 2012.

Actualmente el costo del kw/h tiene un valor de \$121, que aumenta con el IPP de cada año.

El centro de generación está produciendo emisiones de CO₂ debido a la quema de combustibles fósiles.

La disponibilidad es del 97% de la Energía Horaria Mínima Instalada.

El centro de generación atiende las cargas conectadas a la línea de 13.2KV en donde se encuentra la Zona Industrial y Área de Oficinas. Las cargas conectadas en la línea de 34.5KV se alimentan del suministro del operador de red local.

3 OPCIÓN DE COGENERACIÓN

La cogeneración es el procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil (vapor, agua caliente sanitaria). La ventaja de la cogeneración es su mayor eficiencia energética ya que se aprovecha tanto el calor como la energía mecánica o eléctrica de un único proceso, en vez de utilizar una central eléctrica convencional para las necesidades de suministro de energía y para las necesidades de calor una caldera convencional.

Al generar electricidad mediante una dinamo o alternador, movidos por un motor térmico o una turbina, el aprovechamiento de la energía química del combustible es del 25% al 40% solamente, y el resto debe disiparse en forma de calor. Con la cogeneración se aprovecha una parte importante de la energía térmica que normalmente se disiparía a la atmósfera o a una masa de agua y evita volver a generarla con una caldera. Además evita los posibles problemas generados por el calor no aprovechado.

3.1 NORMATIVA

La resolución CREG N° 085 de 1996 menciona que “Cogeneración: Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales.”

Además menciona que: “

ARTICULO 8o. VENTA DE EXCEDENTES. El Cogenerador puede vender su energía eléctrica excedente, si cumple con los siguientes requisitos:

1. Si produce Energía Eléctrica a partir de Energía Térmica, la Energía Eléctrica producida deberá ser mayor (>) al 5% de la Energía Total generada por el sistema (Térmica + Eléctrica).

2. Si produce Energía Térmica a partir de un proceso de generación de Energía Eléctrica, la Energía Térmica producida deberá ser mayor (>) al 15% de la Energía Total generada por el sistema (Térmica + Eléctrica).

La venta de excedentes se hará siguiendo los lineamientos que a continuación se establecen:

* Cogenerador con Energía Excedente con Garantía de Potencia. La Energía Excedente con Garantía de Potencia puede comercializarse de la siguiente manera:

1. Declarar su Sistema de Cogeneración como Inflexible y vender su Energía Excedente con Garantía de Potencia a la Bolsa. La transacción se liquidará al Precio en la Bolsa en la hora correspondiente.

2. La Energía Excedente con Garantía de Potencia puede ser vendida a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el Precio en la Bolsa de Energía en cada una de las horas correspondientes.

3. La Energía Excedente con Garantía de Potencia puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. En este caso y como está previsto en la Resolución CREG-020 de 1996, la adjudicación se efectúa por mérito de precio.

4. La Energía Excedente con Garantía de Potencia puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Usuarios No Regulados y Comercializadores o Generadores que atiendan exclusivamente Usuarios No Regulados.

* Cogenerador con Energía Excedente sin Garantía de Potencia. La Energía Excedente sin Garantía de Potencia puede comercializarse de la siguiente manera:

1. Declarar su Sistema de Cogeneración como Inflexible y vender su Energía Excedente sin Garantía de Potencia a la Bolsa. La transacción se liquidará al Precio en la Bolsa en la hora correspondiente, descontando del mismo el Cargo por Capacidad.

2. La Energía Excedente sin Garantía de Potencia puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Usuarios No Regulados y Comercializadores o Generadores que atiendan exclusivamente Usuarios No Regulados.

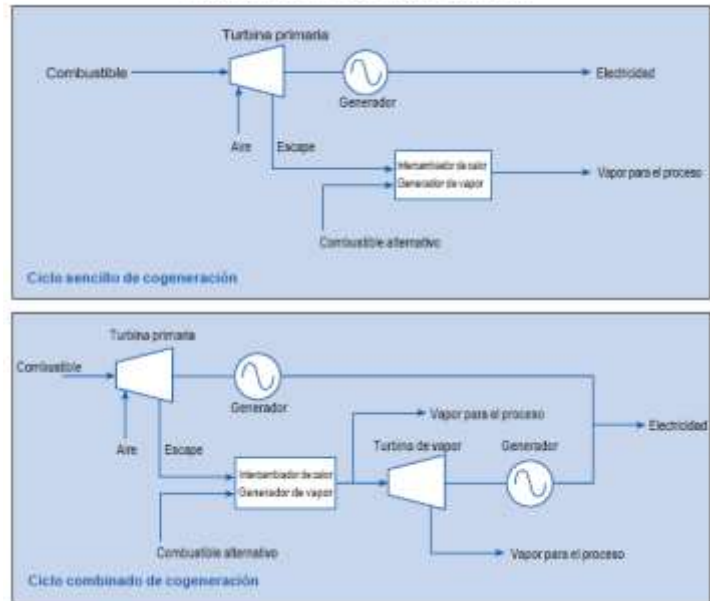
PARAGRAFO 1o. El Cogenerador que venda en la Bolsa de Energía, Excedentes con o sin Garantía de Potencia, deberá registrarse ante el SIC. En caso de venta de Excedentes con Garantía de Potencia, el Cogenerador tendrá categoría de Generador para efectos del cálculo del Cargo por Capacidad y de las demás normas aplicables a los generadores del mercado mayorista.

PARAGRAFO 2o. El Cogenerador que venda Energía Excedente con Garantía de Potencia, pagará cargos al STN con base en la potencia registrada ante el SIC, como potencia máxima garantizada, en los términos establecidos en la reglamentación vigente.

PARAGRAFO 3o. El Cogenerador que venda Energía Excedente deberá cumplir con los requisitos establecidos en el presente Artículo. Por solicitud del CND, el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas (INEA), podrá realizar auditorías para garantizar el cumplimiento de las normas.

3.2 COMPONENTES DEL COGENERADOR

Figura 4. Componente del cogenerador



Fuente: www.energiasrenovables.ciemat.es

En el corazón de cada sistema de cogeneración encontramos la turbina primaria. Ésta servirá tanto para un pequeño motor diesel como para una turbina de gas a gran escala.

Este "motor" produce electricidad mediante un generador. También crea, con su funcionamiento, energía calorífica.

La alta temperatura que expulsa el escape del motor, normalmente se alimenta en una caldera de residuos donde se genera el vapor o el agua caliente.

Si la caldera de residuos convierte el calor en vapor, entonces hablamos de un Intercambiador de Calor Generador de Vapor y su producto podrá ser tratado como vapor convencional para cualquier tipo de instalación (ciclo sencillo).

Para instalaciones más grandes podría resultar económico maximizar la generación de electricidad añadiendo una turbina de vapor con otro generador. El reparto mediante esta turbina proporciona vapor para maquinaria y procesos de baja presión (ciclo combinado).

Tabla 2. Datos de Comportamiento para varios sistemas de cogenerador

SISTEMAS	CAPACIDAD UNITARIA (kW)	RÉGIMEN TÉRMICO (Btu/kWh)	EFICIENCIA ELÉCTRICA (%)	EFICIENCIA TÉRMICA (%)	EFICIENCIA TOTAL (%)	TEMP. ESCAPE (°F)	GENERACIÓN DE VAPOR lb/h (125 Psig)
Gas Comb. Interna (pequeña)	1-500	10,000 a 25,000	14-34	52	66-86	600-1200	0-200 ¹
Gas Comb. Interna (grande)	500-17,000	9,500 a 13,000	26-36	52	78-88	600-1200	100-10,000 ¹
Máquina Diesel	100-1,000	11,000 a 15,000	23-31	44	67-75	700-1500	100-400 ¹
Turbina de Gas Industrial	800-10,000	11,000 a 14,000	24-31	50	74-81	800-1000	3000 a 30,000
Turbina de Gas CTE	10,000-150,000	9,000 a 13,000	26-31	50	76-81	700	30,000 a 300,000
Ciclos de Vapor	5,000-100,000	10,000 a 30,000	7-34	28	35-62	350-1000	10,000 a 100,000

Fuente: www.enefgiasrenovables.ciemat.es

3.3 CÁLCULO DE POTENCIA

Para evaluar la potencia de una turbina de vapor requerimos de los siguientes datos:

Pi- Presión de entrada del vapor. (MPa)

Ti- Temperatura de entrada del vapor. (K)

P0- Presión de salida del vapor. (MPa)

η_i - Eficiencia interna de la turbina.

η_m - Eficiencia mecánica de la turbina

mv- Flujo del vapor. (t/h)

Con estos datos y con el auxilio del diagrama de Molliere o de las tablas de vapor, se obtiene, aplicando el modelo de volumen de control, la energía que produce la máquina teniéndose la siguiente información:

- W Potencia en la flecha. (W)
- T0 Temperatura de salida del vapor. (K)
- hi Entalpía de entrada del vapor. (kJ/kg)
- h0 Entalpía de salida del vapor. (kJ/kg)
- Tis Temperatura de sobrecalentamiento del vapor a la entrada. (K)
- T0s Temperatura de sobrecalentamiento a la salida, cuando exista. (K)
- χ Calidad del vapor, cuando exista.
- CEV Consumo específico de vapor. (kg/kW)

Con estos valores queda establecida la capacidad de generación eléctrica y las características del vapor del proceso.

Figura 5. Potencia de salida de la turbina

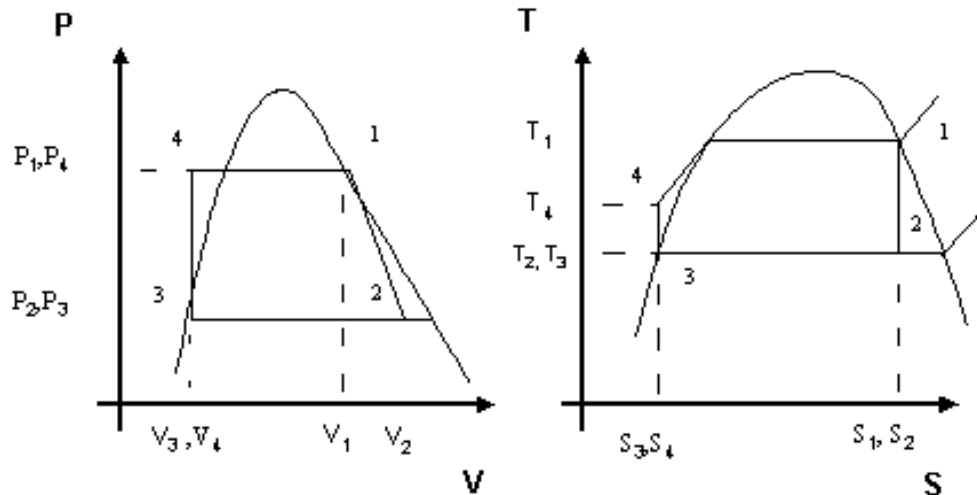


Figura 6. Temperatura de salida de la turbina

Fuente: www.enefgiasrenovables.ciemat.es

La potencia de salida de la turbina, considerándola como grupo turbogenerador se evalúa conforme a la siguiente expresión:

$$W = m_v * (h_i - h_o) * \eta_p * \eta_m$$

En donde W es la potencia real entregada por la turbina en W.

3.4 LA COGENERACIÓN Y EL MEDIO AMBIENTE

El aprovechamiento simultáneo del calor y electricidad que caracteriza a la cogeneración hace a ésta especialmente eficiente en el uso de la energía. La generación de electricidad en las centrales termoeléctricas convencionales del servicio público representa rendimientos sensiblemente inferiores al disiparse en el medio ambiente importantes cantidades de calor para el que no existe posible aplicación, con rendimiento promedio (correspondiente a 1987) del 34.02%.

Las pérdidas por transporte de electricidad en los sistemas de cogeneración, al producirse la electricidad donde se consume, son muy inferiores a las existentes en el sistema convención. Según la estadística de energía eléctrica estas pérdidas en este último supusieron del 6.0 al 10.0% de la energía disponible para el servicio público y sólo el 2.0% para los autogeneradores.

Para dejar de manifiesto el importante ahorro de energía primaria de la tecnología de la cogeneración analicemos el siguiente ejemplo: Una industria requiere para su proceso productivo 30 unidades de electricidad y 55 unidades de calor. Si se abasteciera por el sistema convencional sería necesario utilizar un total de 153 unidades de combustible, 92 de las cuales se quemarían en la central termoeléctrica y las 61 restantes en la caldera existente en su factoría.

En el caso de emplear un sistema de cogeneración que produjera la totalidad de sus necesidades energéticas, bastaría con usar 100 unidades de combustible.

Del ejemplo arriba expuesto conviene destacar:

En el sistema convencional el consumo global de combustible es un 53% mayor que el resultante en el sistema de cogeneración.

El ahorro de energía primaria inherente al sistema de cogeneración, utilizando como base de referencia el sistema convencional, representa un 35%, ($153 - 100 / 153 = 35\%$).

3.5 INSTALACIÓN EN SITIO

El campo Tibú tiene actualmente en funcionamiento el centro de generación que utiliza una máquina Wartsila 18V28SG de 4.2KW que atiende las cargas conectadas en el circuito de 13.2KV. Los efectos resultantes de su operación se observan además en la producción de calor y gases de combustión.

La máquina produce gases de combustión de 316.000 pies cúbicos diarios, la presión de la chimenea es la presión atmosférica y la temperatura es de 440 °C ($T_{min} = 278^{\circ}C$ y $T_{max} = 483^{\circ}C$). La composición de los gases de combustión es la que se muestra en la siguiente tabla,

Tabla 3. Característica de las emisiones del generador

°C FT	°C AT	% O2	ppm CO	% CO2	λ	% η	% qA	ppm NO	ppm NOx
349.9	36.2	11.3	455.1	5.5	2.1	74.7	25.3	40.1	42.1

Fuente: Superintendencia de operaciones Tibú

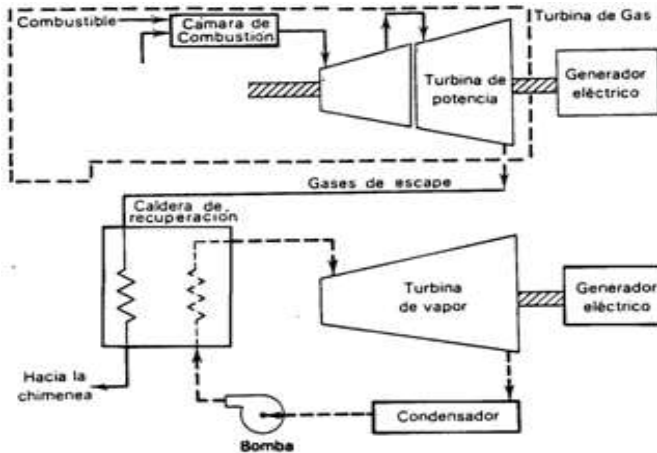
Figura 7. Chimenea Del Centro De Generación Tibú



Fuente: Superintendencia de operaciones Tibú

Se tiene la posibilidad de utilizar dichos gases de combustión y calor para producir vapor mediante una caldera de recuperación de ésta manera mover los álabes de una turbina de vapor, dicha turbina de vapor puede estar acoplada a un generador y poder producir de nuevo energía eléctrica para atender el consumo de las cargas adicionales.

Figura 8. Diagrama Esquemático



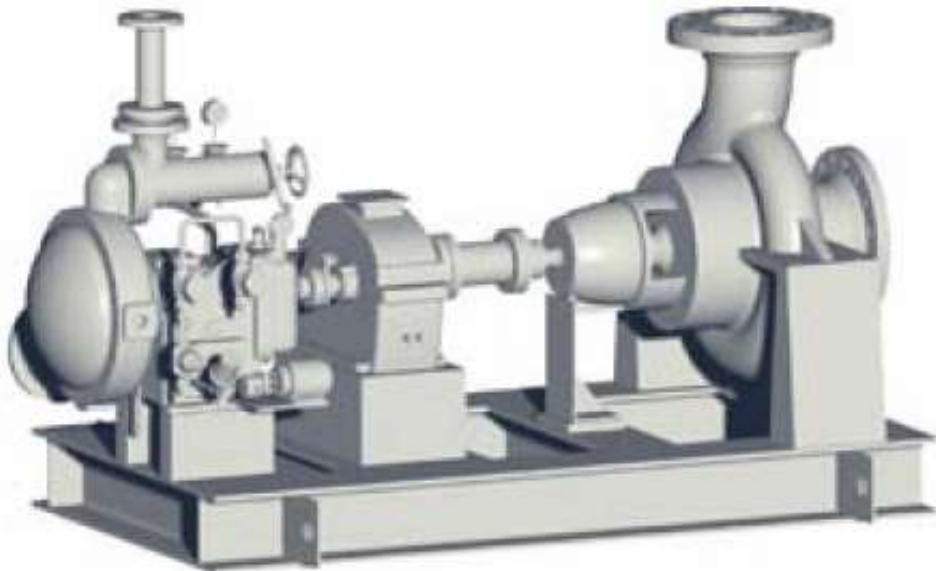
Fuente: www.wikipedia.org.

Teniendo en cuenta el volumen de gases de combustión y su temperatura se pueden implementar el montaje de una caldera de recuperación de 17000lbsvaporh y una turbina de generación de 500KW.

3.6 PROPUESTA DE MONTAJE DE TURBINA DE VAPOR

Teniendo en cuenta las condiciones de operación y las variables de funcionamiento se tiene la opción en el mercado de instalar un equipo de referencia SST-040 de Siemens que genera hasta 500kW.

Figura 9. Equipo de referencia SST-040 de Siemens que genera hasta 500kW.



Fuente: SIEMENS de Colombia

3.7. CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

Tabla 4. Características de Operación

Capacidad de generación	500KW
Consumo promedio mensual pico	360.000Kwh
Precio base pico	\$122 Kwh
Costo base mensual pico	\$43.920.000

Fuente: Autor

3.8. PRESUPUESTO*

Tablas 5. Presupuesto del Proyecto

Componente	Valor Unitario
	\$
Turbina de vapor de 500KW	891,800,000
Caldera de recuperación de 17000lbsvaporh	\$ 448,156,280
Generador de 500KW	\$ 460.200.000
Tanque de agua	\$ 68,947,120
Motobomba	\$ 51,710,340
Facilidades	\$ 43,091,950
Sistema de enfriamiento	\$ 86,183,900
Condensador	\$

Componente	Valor Unitario
	60,328,730
Sistema de instrumentación	\$ 103,420,680
Valor Total con IVA	\$ 2,213,839,000

Fuente: *El presupuesto es obtenido mediante consulta vía telefónica, vía internet y por correo electrónico con firmas como Siemens de Colombia, Colcalderas, entre otros.

3.9. ANÁLISIS FINANCIERO

Tabla 6. Análisis Financiero

AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
INVERSION	\$ (1322,039,000)	\$ (891800,000)											
RECUPERACION													\$ 222,950,000
INGRESOS			\$ 527,040,000	\$ 553,392,000	\$ 581,061,600	\$ 610,114,680	\$ 640,620,414	\$ 672,651,435	\$ 706,284,006	\$ 741,598,207	\$ 778,678,117	\$ 817,612,023	\$ 858,492,624
EGRESOS			\$ (25,000,000)	\$ (26,250,000)	\$ (27,562,500)	\$ (28,940,625)	\$ (30,387,656)	\$ (31,907,039)	\$ (33,502,391)	\$ (35,177,511)	\$ (36,936,386)	\$ (38,783,205)	\$ (40,722,366)
UAID			\$ 502,040,000	\$ 527,142,000	\$ 553,499,100	\$ 581,174,055	\$ 610,232,758	\$ 640,744,396	\$ 672,781,615	\$ 706,420,696	\$ 741,741,731	\$ 778,828,818	\$ 817,770,258
DEPRECIACIÓN			\$ (221,383,900)	\$ (221,383,900)	\$ (221,383,900)	\$ (221,383,900)	\$ (221,383,900)	\$ (221,383,900)	\$ (221,383,900)	\$ (221,383,900)	\$ (221,383,900)	\$ (221,383,900)	\$ (221,383,900)
UAI			\$ 280,656,100	\$ 305,758,100	\$ 332,115,200	\$ 359,790,155	\$ 388,848,858	\$ 419,360,496	\$ 451,397,715	\$ 485,036,796	\$ 520,357,831	\$ 557,444,918	\$ 597,110,352
Impuesto Renta			\$ 92,615,513	\$ 100,900,173	\$ 109,598,016	\$ 118,730,751	\$ 128,320,123	\$ 138,388,964	\$ 148,961,246	\$ 160,062,143	\$ 171,718,084	\$ 183,956,823	\$ 197,699,615
UTILIDAD NETA			\$ 373,272,613	\$ 406,658,273	\$ 441,713,216	\$ 478,520,906	\$ 517,168,981	\$ 557,749,459	\$ 600,358,962	\$ 645,098,939	\$ 692,075,915	\$ 741,410,174	\$ 792,792,969
FLUJO NETO DE CAJA	\$ (1322,039,000)	\$ (891800,000)	\$ 594,656,513	\$ 628,042,173	\$ 663,097,116	\$ 699,904,806	\$ 738,552,881	\$ 779,133,359	\$ 821,742,862	\$ 866,482,839	\$ 913,459,815	\$ 962,785,640	\$ 1,015,584,444
	\$ 100	\$ 0.91	\$ 0.83	\$ 0.75	\$ 0.68	\$ 0.62	\$ 0.56	\$ 0.51	\$ 0.47	\$ 0.42	\$ 0.39	\$ 0.35	\$ 0.32
FNC Descontado	\$ (1322,039,000)	\$ (810,727,273)	\$ 491,451,664	\$ 471,857,380	\$ 452,904,252	\$ 434,585,818	\$ 416,893,847	\$ 399,818,608	\$ 383,349,110	\$ 367,473,308	\$ 352,178,302	\$ 337,450,493	\$ 323,592,593
	\$ (1322,039,000)	\$ (2,132,766,273)	\$ (1,641,314,609)	\$ (1,169,457,229)	\$ (716,552,976)	\$ (281,967,158)	\$ 134,926,689	\$ 534,745,297	\$ 918,094,407	\$ 1,285,567,715	\$ 1,637,746,017	\$ 1,975,965,511	\$ 2,392,789,104
TIR	\$ 0.26												
WACC	\$ 0.10												
VPN	\$ 2,392,789,104												
IVAN	\$ 1.12												

Fuente: Autor

4 OPCIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDRÁULICAS

Una central mini-hidráulica o mini-hidroeléctrica es un tipo especial de central hidroeléctrica, utilizada para la generación de energía eléctrica, a partir de la energía potencial o cinética del agua.

La energía mini-hidráulica se considera un tipo de energía renovable y se encuentra dentro de la regulación jurídica asociada a estas energías. Las mini centrales han sido muy utilizadas a lo largo del tiempo debido a su pequeño tamaño y por tanto precio, y facilidad de instalación, por lo que han sido muy usadas a nivel local o incluso privado.

En general se debe considerar los siguientes aspectos:

- El tramo del río donde se ubicaran las obras de derivación y toma debe ser recto, con cauce estable y con pendiente en lo posible uniforme y sin peligro de derrumbes.
- Se opta por el máximo estrechamiento del cauce del río, con el fin de minimizar el ancho del azud y consecuentemente el volumen de las excavaciones y estructuras de hormigón.
- Cuando sea necesario ubicar la toma en una curva del río, se debe elegir el tramo cóncavo para no estar sujeto a la sedimentación pues más fácil protegerse de la socavación que de la sedimentación.
- Se debe analizar la facilidad de desviar el río durante el periodo de construcción de las obras.
- La conducción deberá en lo posible atravesar zonas estables o laderas de poca pendiente transversal, a fin de evitar cortes grandes que produzcan excesivos de excavación y futuros derrumbes por inestabilidad en los taludes.
- Se debe procurar que la conducción este constituida principalmente por canales a cielo abierto y que su proyección sea sobre suelos rocosos.

- Se debe evitar que la conducción este conformada por túneles debido a las dificultades de construcción así, como a los elevados costos que estos representan.
- Los para la ubicación del desarenador y tanque de presión deben ser lo suficientemente amplios, pero sobre todo estables.
- La longitud de la tubería de presión debe ser lo más corta posible debido a que los costos de fabricación e instalación son elevados.
- Se debe estudiar la inestabilidad que se genera por la erosión y al deslizamiento o movimiento de cualquier tipo a lo largo del alineamiento de la tubería de presión.
- Se debe poner atención a las condiciones de la fundación y también posibles problemas de inundación del área donde se prevea la ubicación de la casa de maquinas. La casa de maquinas queda en el mismo nivel del canal de fuga de la central y con muy poca diferencia con respecto al nivel del rio al que debe retornar el agua utilizada.
- Entonces cuando se presenten las crecientes y la planta continua en operación, el caudal que debe retornar al rio por el canal, se devuelve hacia aguas arriba por represamiento causado por la creciente, presentándose inundación en la casa. Sin embargo esta situación se puede conocer y evaluar mediante la observación de los moradores del área cercana en donde se construirá la casa de maquinas a los rastros de niveles máximos registrados en la vegetación circundante.
- Es de gran importancia estudiar las posibilidades de obtención de los materiales pétreos necesario para construcción de las obras.
- Igualmente se debe considerar las facilidades de acceso a los diferentes sitios de las obras del proyecto, como son: Obras de captación, conducción tanque de presión desarenador, desgravador, casa de máquinas y canal de fuga.

Para la ejecución de los estudios prefactibilidad, la información básica de topografía, geología e hidrología, debe tener el siguiente alcance:

- Pendiente perfil transversal del río en el sitio de las obras de captación.
- Cotas tomadas con alímetro en los sitios de las obras de derivación y toma, tanque de presión, casa de máquinas, canal de la fuga, y en aquellos que se les considere de importancia.
- Longitud de conducción.
- Perfil preliminar de la tubería a fin de obtener la caída de bruta aprovechable, longitud de la tubería de presión y ubicación de la casa de máquinas.

La información geológica estará compuesta por datos referentes a la fracturación y estabilidad de taludes, evidencias de elevada producción sedimentos, datos sobre las características sísmicas tectónicas del sitio de las obras etc.

El estudio hidrometeorológico debe permitir tener una idea más confiable sobre la capacidad energética del proyecto.

En esta etapa es conveniente realizar aforos en los sitios de aprovechamiento del río, así como es importante apreciar las huellas de las crecientes a fin de poder estimar valores probables de éstas.

A este nivel las estimaciones de costos del proyecto se efectuarán con base en un breve prediseño de las diferentes obras.

Otros efectos que genera la construcción de un aprovechamiento hidroeléctrico son de carácter social y económico. Estos habilitan la posibilidad de beneficios múltiples, distintos de la producción de energía ya que la energía eléctrica es el motor de desarrollo de una región.

La evaluación de estos factores supone una investigación detallada de los factores de tipo ambiental, que el proyecto puede causar durante y luego de su construcción.

Es esta etapa en la que se contemplan alternativas de abastecimiento de la demanda por otras fuentes energéticas, que estén disponibles en la zona, realizando también etapas de reconocimiento con este fin y recolección de datos existentes.

Potencia. Teniendo en cuenta el desplazamiento del caudal Q desde el punto de la cámara de carga hasta el punto de aprovechamiento en la casa de máquinas se encuentra la potencia de aprovechamiento, tenemos:

Presión

$$P = d * g * H$$

d es la densidad del agua (1000kg/m³)

g es la aceleración de la gravedad en 9.8m/s²

H es la caída en metros

Potencia:

$$P = F * v$$

Donde

F es la fuerza

v es la velocidad

Fuerza:

$$F = p * S$$

Donde

S es la sección

La potencia es

$$P = d * g * H * S * v$$

Como el caudal es $Q = v * S$

Tenemos entonces:

$$P=d*g*H*Q$$

$$P = 9.8*H*Q*\text{Índice de eficiencia (Kw)}$$

4.1 ESTRUCTURA DE LA PCH

Bocatomas

Las bocatomas son estructuras localizadas a la entrada de un canal para permitir el acceso del agua a través de éste. El propósito es permitir la captación de agua desde una corriente con el menor grado de sedimentación posible, minimizar costos de mantenimiento en la operación, y proveer algunas medidas de protección ante daños o bloqueos por la entrada de gravas o sedimentos. La selección del tipo de bocatoma, depende de la localización, tamaño del río, caudal, la función del proyecto del que va a ser parte y los costos.

PRESA DE DERIVACIÓN.

Cuando se necesita captar un caudal de agua desde un río para su aprovechamiento en una pequeña central hidroeléctrica, debe construirse un barraje de derivación con el fin de levantar el nivel del agua del río y facilitar mediante derivación de caudal, su entrada a la bocatoma.

CANALES DE CONDUCCIÓN

En la obra de conducción el agua captada en la toma es conducida hasta el sitio donde empieza la caída, es decir el canal une la bocatoma con el tanque de presión.

La conducción se realiza por lo general a través de un canal, que bien puede ser a cielo abierto o recubierto; en ella el agua fluye en contacto con la superficie libre. El trazado de la obra de conducción se realiza en función de conseguir una mayor eficiencia y seguridad de las obras a menor costo, manteniendo una pendiente

longitudinal positiva menor que la del río, y haciendo algunas variaciones, sólo dentro de ciertos límites. La pendiente de la conducción se establece con un criterio técnico económico, estudiando varias alternativas.

ALIVIADERO

El aliviadero es una obra de seguridad que se encarga de verter de nuevo al río las aguas de exceso que superan la capacidad del canal. Las aguas de exceso son ocasionadas por daño u obstrucción de los pasos de aguas lluvias haciendo que gran parte de las aguas que escurren por las laderas entren en el canal aumentando de manera considerable el caudal.

DESARENADORES

El desarenador es una obra hidráulica, que sirve para sedimentar partículas de un determinado diámetro, de material sólido sus pendidas en el agua. Las partículas se mantienen en suspensión debido a que la velocidad de entrada a la bocatoma es alta y suficiente para arrastrarlas. Esto ocurre sobretodo en tiempos de crecidas cuando entran a las conducciones grandes cantidades de sedimentos.

El propósito del desarenador es el de eliminar partículas de material sólido suspendidas en el agua. Para que éstas se decanten se debe disminuir la velocidad de entrada mediante la pendiente de anterior del canal.

TANQUE DE PRESIÓN

Se trata de una recámara que comunica un sitio de baja presión para luego llevar a una mayor presión para su aprovechamiento.

Permite crear un volumen de agua de reserva que permite satisfacer las necesidades de las turbinas cuando se presentan aumentos bruscos de la demanda.

Impide la entrada a la tubería de presión de elementos sólidos de arrastre y flotantes.

La cámara de carga dispone de un reservorio suficiente para garantizar la partida o la parada brusca de las turbinas, está conectada al canal por medio de una transición y del cual el agua pasa a la tubería de presión a través de una rejilla.

TUBERÍA DE PRESIÓN

Son tuberías que transportan el agua a alta presión hasta el punto de aprovechamiento en el turbina. Su costo es alto y requiere de un dimensionamiento adecuado para evitar costos innecesarios en el montaje del proyecto.

Se requiere tener estructuras de anclaje y soporte adecuadas para soportar el esfuerzo mecánico que implica llevar el caudal de agua a alta presión hasta la turbina.

CASA DE MAQUINAS

Es la estructura que aloja todo el equipo electromecánico, en los que se transforma la energía cinética del agua en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica. Dentro de la casa de máquinas se tiene:

- Empalme entre la tubería de presión y la entrada a la válvula.
- La válvula de suministro de agua.
- La turbina.
- El generador.
- La subestación.
- El canal de salida de aguas turbinadas.

VÁLVULAS

Las válvulas antes de la turbina se utilizan para el cierre del caudal a través de la turbina y para operaciones de reparación. Puede ser tipo compuerta o tipo esférica.

TURBINA

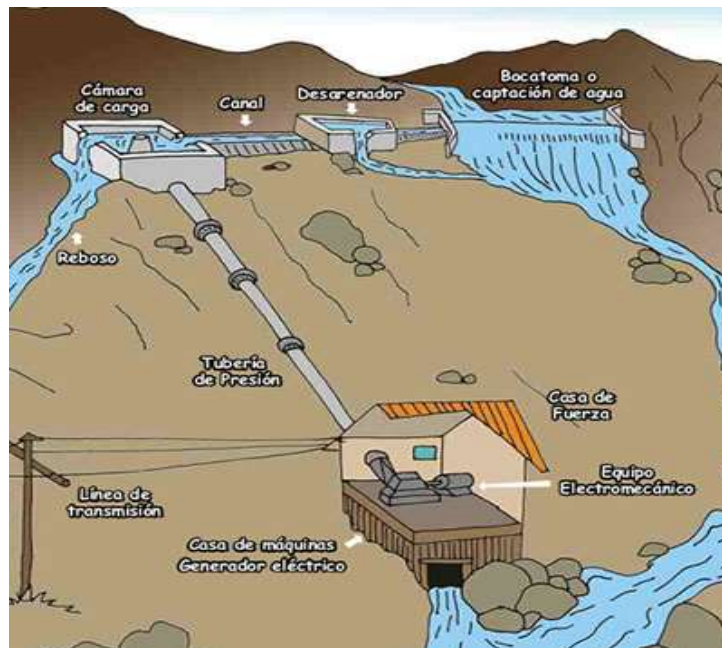
Son los mecanismos encargados de transmitir toda la energía mecánica del agua a los generadores para ser transformada en energía eléctrica.

GENERADOR

Máquina rotativa que recibe energía mecánica de la turbina y la transforma en energía eléctrica. Se caracteriza por tener un estator fijo y un rotor conectado al eje de la turbina.

4.2 DIAGRAMA TÍPICO DE UNA PCH

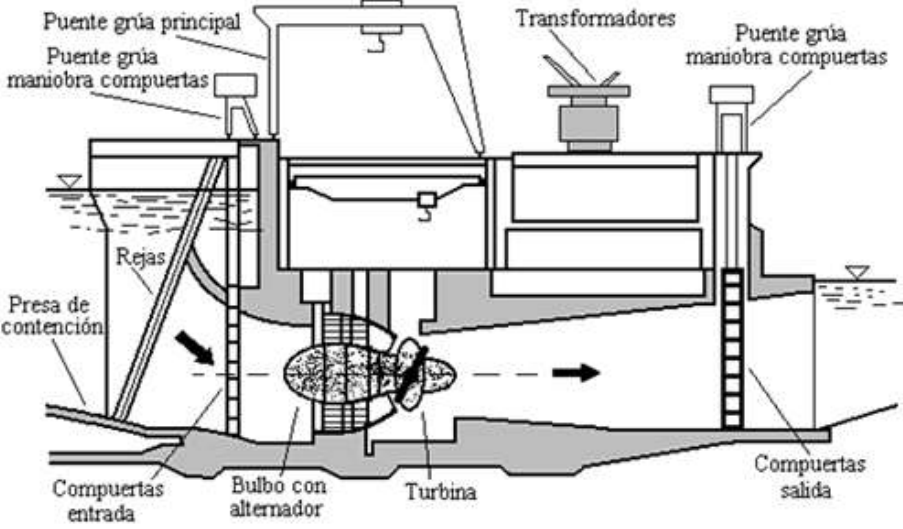
Figura 10. Diagrama Típico de una PCH



Fuente: www.enerfiasrenovables.ciemat.org.

4.3 TURBINA TIPO BULBO

Figura 11 Turbina Tipo Bulbo



Fuente: www.enerfiasrenovables.ciemat.org.

4.4 REGISTRO DE CAUDALES DE RÍO TIBÚ

IDEAM - INSTITUTO DE HIDROLOGIA, METEOROLOGIA Y ESTUDIOS AMBIENTALES SISTEMA DE INFORMACION

VALORES MEDIOS MENSUALES DE CAUDALES (m3/seg)

NACIONAL

AMBIENTAL

FECHA DE PROCESO : 2011/03/15

ESTACION : 16037040 CAMPO SEIS

LATITUD 0836 N

TIPO EST LM

DEPTO NORTE SANTANDER

FECHA-

INSTALACION 1973-ABR

LONGITUD 7248 W

ENTIDAD 01 IDEAM

MUNICIPIO TIBU

FECHA-

SUSPENSION

ELEVACION 0070 m.s.n.m

REGIONAL 08 SANTANDERES

CORRIENTE TIBU

A#O EST ENT	ENERO	* FEBRE *	MARZO *	ABRIL *	MAYO *	JUNIO *	JULIO *	AGOST *	SEPTI *	OCTUB *	NOVIE *	DICIE *	VR ANUAL *
*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
2000 1 01	33.6	8 19.90 8	24.20 8	20.70 8	24.50 8	13.20 8	23.10 8	13.20 8	30.00 8	84.80 8	208.9 8	47.5	45.3
2001 1 01	5.6	8 5.700 8	9.400 3	7.800 3	69.90 8	21.40 8	41.3	64.30 8				13.30 3	26.52 3
2002 1 01	26.95	8 15.21 8											21.08 3
2004 1 01											*	57.70 3	57.70 3
2005 1 01	40.7	3 54.00 3	18.6	33.20 3	*	66.70 3	19.30 3	12.50 3	14.40 8	27.60 3	65.00 8	45.00 3	36.09 3
2006 1 01	18.54	3 10.91 3	41.30 3	25.22 3	*	*	*	15.48 3	14.42 3	25.70 3	27.26 3	42.39 3	24.58 3
2007 1 01	14.39	3 7.317 3	8.002 3	24.29 3	17.30 3	29.21 3	8.891 3	16.90 3	14.48 3	35.61 3	20.15 3	17.62 3	17.85 3
2008 1 01	11.09	3 6.842	6.931	9.766 3	28.62 3	15.57 3	11.39	13.74 3	15.74 3	33.68 3	11.36 3	17.31 3	15.17 3
2009 1 01	12.92	3 12.99 3	11.46 3	9.132 3	9.894 3	8.907 3	11.59 3	12.35 3	9.459 3	10.29 3	9.152 3	8.362 3	10.54 3
MEDIOS	20.47	16.61	17.13	18.59	30.04	25.83	19.26	21.21	16.42	36.28	56.97	31.15	25.83
MAXIMOS	40.7	54	41.3	33.2	69.9	66.7	41.3	64.3	30	84.8	208.9	57.7	208.9
MINIMOS	5.6	5.7	6.931	7.8	9.894	8.907	8.891	12.35	9.459	10.29	9.152	8.362	5.6

I D E A M - INSTITUTO DE HIDROLOGIA, METEOROLOGIA Y ESTUDIOS AMBIENTALES SISTEMA DE INFORMACION

VALORES MAXIMOS MENSUALES DE CAUDALES (m3/seg)

NACIONAL

AMBIENTAL

FECHA DE PROCESO : 2011/03/15

ESTACION : 16037040 CAMPO SEIS

LATITUD 0836 N

TIPO EST LM

DEPTO NORTE SANTANDER

FECHA-

INSTALACION 1973-ABR

LONGITUD 7248 W

ENTIDAD 01 IDEAM

MUNICIPIO TIBU

FECHA-

SUSPENSION

ELEVACION 0070 m.s.n.m

REGIONAL 08 SANTANDERES

CORRIENTE TIBU

A#O EST ENT	ENERO	* FEBRE *	MARZO *	ABRIL *	MAYO *	JUNIO *	JULIO *	AGOST *	SEPTI *	OCTUB *	NOVIE *	DICIE *	VR ANUAL *
*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
2000 1 01	351.9	8 110.7 8	98.50 8	63.7	86.40 8	68.3	80.3	32	351.9 8	351.9 8	499.6 8	77.3	499.6
2001 1 01	7	8 8.100	14.50 3	12.80 3	154.6 8	44.40 8	54	211.4 8				26.40 3	211.40 3
2002 1 01	61.33	26.38											61.33 3
2004 1 01											*	105.7 3	105.70 3
2005 1 01	105.7	3 105.7 3	39.7	105.7 3	*	127.3 3	103.4 3	38.50 3	104.2 8	210.6 3	542.8 8	336.5 3	542.80 3
2006 1 01	193.2	3 39.08 3	488.6 3	214.3 3	*	*	*	40.32 3	99.63 3	250.6 3	427.8 3	637.0 3	637.00 3
2007 1 01	37.2	3 11.45 3	37.83 3	187.2 3	45.32 3	287.1 3	12.26 3	86.25 3	42.20 3	470.8 3	147.1 3	144.5 3	470.80 3
2008 1 01	42.2	3 26.24	32.02	112.6 3	407.1 3	144.5 3	39.08	82.02 3	107.5 3	213.1 3	45.32 3	150.9 3	407.10 3
2009 1 01	111.7	3 45.72 3	34.99 3	17.51 3	33.94 3	17.13 3	60.02 3	55.04 3	17.90 3	19.45 3	22.15 3	12.31 3	111.70 3
MEDIOS	113.8	46.67	106.6	102	145.5	114.8	58.18	77.93	120.6	252.7	280.8	186.3	133.82
MAXIMOS	351.9	110.7	488.6	214.3	407.1	287.1	103.4	211.4	351.9	470.8	542.8	637	637
MINIMOS	7	8.1	14.5	12.8	33.94	17.13	12.26	32	17.9	19.45	22.15	12.31	7

I D E A M - INSTITUTO DE HIDROLOGIA, METEOROLOGIA Y ESTUDIOS AMBIENTALES
 DE INFORMACION

SISTEMA

VALORES MINIMOS MENSUALES DE CAUDALES (m3/seg)

NACIONAL AMBIENTAL

FECHA DE PROCESO : 2011/03/15

ESTACION : 16037040 CAMPO SEIS

LATITUD 0836 N

TIPO EST LM

DEPTO NORTE SANTANDER

FECHA-

INSTALACION 1973-ABR

LONGITUD 7248 W

ENTIDAD 01 IDEAM

MUNICIPIO TIBU

FECHA-

SUSPENSION

ELEVACION 0070 m.s.n.m

REGIONAL 08 SANTANDERES

CORRIENTE TIBU

A#O EST ENT	ENERO	* FEBRE *	MARZO *	ABRIL *	MAYO *	JUNIO *	JULIO *	AGOST *	SEPTI *	OCTUB *	NOVIE *	DICIE *	VR ANUAL *
*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
2000 1 01	12.7	9.1	6.100 8	6.500 8	4.300 8	6.700 8	6.100 8	6.100 8	7.000 8	7.000 8	32.8	35.9	4.3
2001 1 01	4.3	8 4.400 8	6.000 3	6.800 3	32	7.300 8	34	34				7.400 3	4.30 3
2002 1 01	6.7	8 7.000 8											6.70 3
2004 1 01											*	17.80 3	17.80 3
2005 1 01	13.7	3 13.50 3	11.3	11.30 3	*	10.10 3	7.000 3	7.100 3	6.1	7.400 3	8.2	7.500 3	6.10 3
2006 1 01	6.88	3 6.949 3	7.543 3	11.02 3	*	*	*	7.222 3	6.744 3	9.138 3	9.332 3	8.652 3	6.74 3
2007 1 01	8.457	3 6.471 3	6.334 3	8.651 3	10.01 3	8.943 3	7.387 3	8.651 3	9.430 3	10.79 3	9.138 3	8.554 3	6.33 3
2008 1 01	6.539	3 5.720	5.174	4.765 3	6.539 3	4.765 3	5.447	5.720 3	5.857 3	7.017 3	6.471 3	7.514 3	4.77 3
2009 1 01	6.47	3 7.393 3	7.215 3	6.843 3	6.992 3	6.843 3	7.215 3	7.393 3	7.304 3	8.269 3	8.180 3	7.379 3	6.47 3
MEDIOS	8.218	7.567	7.095	7.983	11.97	7.442	11.19	10.88	7.073	8.269	12.35	12.59	9.39
MAXIMOS	13.7	13.5	11.3	11.3	32	10.1	34	34	9.43	10.79	32.8	35.9	35.9
MINIMOS	4.3	4.4	5.174	4.765	4.3	4.765	5.447	5.72	5.857	7	6.471	7.379	4.3

I D E A M - INSTITUTO DE HIDROLOGIA, METEOROLOGIA Y ESTUDIOS AMBIENTALES SISTEMA DE INFORMACION

VALORES TOTALES MENSUALES DE PRECIPITACION (mms)

NACIONAL AMBIENTAL

FECHA DE PROCESO: 2011/03/15

ESTACION : 16035010 TIBU

LATITUD 0838 N

TIPO EST CO

DEPTO

NORTE SANTANDER

FECHA-

INSTALACION 1940-ENE

LONGITUD 7243 W

ENTIDAD 01 IDEAM

MUNICIPIO TIBU

FECHA-

SUSPENSION

ELEVACION 0050 m.s.n.m

REGIONAL 08 SANTANDERES

CORRIENTE TIBU

A#O EST ENT	ENERO	* FEBRE *	MARZO *	ABRIL *	MAYO *	JUNIO *	JULIO *	AGOST *	SEPTI *	OCTUB *	NOVIE *	DICIE *	VR ANUAL *
*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
2000 2 01	166.7	396.5	396.6	106.4	326	122.5	206	266.2	380.5	367.5	332	89.6	3156.5
2001 2 01	66.4	11.3	165.8	142.8	384.5	307.4	304.5	295.6	405	268.9 3	338.4	203.4	2894.0 3
2002 2 01	52.4	86.7	165.7	498.3	285.3	86.3							1174.7 3
2005 1 01						70.8	91.0 3	612.5	20.7	*	797.2	187.6 3	1779.8 3
2006 1 01	241	1.6 3	291.0 3	386.8	461.1	133.3	218.2	168.5	287.5	394.7	291.7	383.5	3258.9 3
2007 1 01	163.8	18.9	163.8	321.2	344	117.5	242.6	304	264.1	373.5	373.5	268.1	2955
2008 1 01	73.3	112.3	96.9	155	301.6	203	220.2	312.1 3	248.1	369.6	544.3	128.4	2764.8 3
2009 1 01	107.2	183	458.1	156	380.5	139.4	161.3	262.8	215.2	273.7	191.6	63.9	2592.7
2010 1 01	4.5	3	314.2	581	562.3	267.0 3	437.3	271.6	637.6				3078.5 3
MEDIOS	109.4	101.7	256.5	293.4	380.7	160.8	235.1	311.7	307.3	341.3	409.8	189.2	3097
MAXIMOS	241	396.5	458.1	581	562.3	307.4	437.3	612.5	637.6	394.7	797.2	383.5	797.2
MINIMOS	4.5	1.6	96.9	106.4	285.3	70.8	91	168.5	20.7	268.9	191.6	63.9	1.6

** CONVENCIONES **

EST = ESTADO DE LA INFORMACION

** AUSENCIAS DE DATO **

** ORIGENES DE DATO **

1 : Preliminares Ideam	1 : Ausencia del observ	1 : Registrados
2 : Definitivos Ideam	2 : Desperfecto instru.	
3 : Incompletos.....	3 : Preliminares Otra Entidad	3 : Ausencia instrument
4 : Dudosos.....	4 : Definitivos Otra Entidad	4 : Dato rechazado
6 : Est. Regresion	6 : Nivel superior	
7 : Est. Interpolacion		7 : Nivel inferior
8 : Est. Otros metodos		8 : Curva de gastos
9 : Generados (Series)		9 : Seccion inestable
A : Instr. sedimentado		
M : Maximo no extrapol.		
* : Datos insuficientes		

Fuente: I D E A M -

4.5 MONTAJE EN SITIO

Sitio de la Instalación

El punto de toma de agua está ubicado sobre el río Tibú en el sector de Bertrania a 4.8KM del casco urbano del pueblo y a 5.8Km de distancia a la zona industrial del campo Tibú.

Figura 12. Punto de Bocatoma



Fuente: Autor

Figura 13. Área adyacente para instalación de cuarto de máquinas.



Fuente: Autor

4.6 CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN

Tabla 7. Condiciones De La Instalación

Caudal medio mínimo	9.39 m3/segundo
Altura de caída	1.8metros
Diámetro de tubería	24”
Tipo de turbina	Turbina tipo bulbo
Capacidad	140KW

Fuente: Autor

4.7 CÁLCULO DE LA POTENCIA DE GENERACIÓN

$P = 9.8 * H * Q * \text{Índice de eficiencia (Kw)}$

$P = 9.8 * 1.8m * 9.39m^3/s * 0.85$

$P = 140KW.$

Se considera un valor de eficiencia de 0. 85 de acuerdo a las características de la máquina.

De acuerdo a la topografía del terreno se tiene que la altura de caída es de 1.8m.

4.8 PRESUPUESTO DEL MONTAJE*

Tabla 8. Presupuesto Del Montaje

Turbina tipo bulbo	\$29.890.800
Generador Bassler	\$33.246.960
Regulador	\$36.603.120
Obras civiles	\$78.147.000
Tendido de red de media tensión 34.5KV y subestación 150KVA	\$406.000.000
Predios, legalización concesión de aguas	\$58.000.000
Total	\$641.000.000

Fuente: *El presupuesto es el resultado de consultas telefónicas y por correo electrónico con firmas como INGEMAN LTDA de Medellín y artículos de Internet como “Análisis de Inversión en Pequeñas Centrales Hidráulicas” de Ricardo Smith,

William Angel y Martha M. Gil

Tabla 9. Consumo de energía

Consumo promedio mensual	100.800Kwh
Valor promedio mensual de ahorro	\$12.297.600

Fuente: Autor

5. ANÁLISIS FINANCIERO

Tabla 10. Análisis Financiero

AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
INVERSION	\$ (235,887,880)	\$ (406,000,000)											
RECUPERACION													\$ 77,026,545
INGRESOS			\$ 147,571,200	\$ 154,949,760	\$ 162,697,248	\$ 170,832,110	\$ 179,373,716	\$ 188,342,402	\$ 197,759,522	\$ 207,647,498	\$ 218,029,873	\$ 228,931,366	\$ 240,377,935
EGRESOS			\$ (6,000,000)	\$ (6,300,000)	\$ (6,615,000)	\$ (6,945,750)	\$ (7,293,038)	\$ (7,657,689)	\$ (8,040,574)	\$ (8,442,603)	\$ (8,864,733)	\$ (9,307,969)	\$ (9,773,368)
UAID			\$ 141,571,200	\$ 148,649,760	\$ 156,082,248	\$ 163,886,360	\$ 172,080,678	\$ 180,684,712	\$ 189,718,948	\$ 199,204,895	\$ 209,165,140	\$ 219,623,397	\$ 230,604,567
DEPRECIACIÓN			\$ (64,188,788)	\$ (64,188,788)	\$ (64,188,788)	\$ (64,188,788)	\$ (64,188,788)	\$ (64,188,788)	\$ (64,188,788)	\$ (64,188,788)	\$ (64,188,788)	\$ (64,188,788)	\$ (64,188,788)
UAI			\$ 77,382,412	\$ 84,460,972	\$ 91,893,460	\$ 99,697,572	\$ 107,891,890	\$ 116,495,924	\$ 125,530,160	\$ 135,016,107	\$ 144,976,352	\$ 155,434,609	\$ 230,604,567
Impuesto Renta			\$ 25,536,196	\$ 27,872,121	\$ 30,324,842	\$ 32,900,199	\$ 35,604,324	\$ 38,443,655	\$ 41,424,953	\$ 44,555,315	\$ 47,842,196	\$ 51,293,421	\$ 76,099,507
UTILIDAD NETA			\$ 102,918,608	\$ 112,333,093	\$ 122,218,302	\$ 132,597,771	\$ 143,496,214	\$ 154,939,579	\$ 166,955,113	\$ 179,571,423	\$ 192,818,548	\$ 206,728,030	\$ 306,704,074
FLUJO NETO DE CAJA	\$ (235,887,880)	\$ (406,000,000)	\$ 167,107,396	\$ 176,521,881	\$ 186,407,090	\$ 196,786,559	\$ 207,685,002	\$ 219,128,367	\$ 231,143,901	\$ 243,760,211	\$ 257,007,336	\$ 270,916,818	\$ 383,730,619
	\$ 100	\$ 0.91	\$ 0.83	\$ 0.75	\$ 0.68	\$ 0.62	\$ 0.56	\$ 0.51	\$ 0.47	\$ 0.42	\$ 0.39	\$ 0.35	\$ 0.32
FNC Descontado	\$ (235,887,880)	\$ (369,090,909)	\$ 138,105,286	\$ 132,623,502	\$ 127,318,551	\$ 122,188,971	\$ 117,232,769	\$ 112,447,501	\$ 107,830,336	\$ 103,378,125	\$ 99,087,454	\$ 94,954,692	\$ 122,268,401
	\$ (235,887,880)	\$ (604,978,789)	\$ (466,873,503)	\$ (334,250,001)	\$ (206,931,451)	\$ (84,742,480)	\$ 32,490,289	\$ 144,937,790	\$ 252,768,125	\$ 356,146,250	\$ 455,233,704	\$ 550,188,396	\$ 672,456,797
TIR	\$ 0.26												
WACC	\$ 0.10												
VPN	\$ 672,456,797												
IVAN	\$ 1.11												

Fuente: Autor

6. PCIÓN DE ENERGÍA SOLAR

Figura 14. Panel solar.



Fuente: www.energiasrenovables.ciemat.es

La energía solar es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el Sol.

Desde que surgió se le catalogó como la solución perfecta para las necesidades energéticas de todos los países debido a su universalidad y acceso gratuito ya que proviene del sol. Para los usuarios el gasto está en el proceso de instalación del equipo solar (placa, termostato...). Este gasto, con el paso del tiempo, es cada vez menor por lo que no resulta raro ver en la mayoría de las casas las placas instaladas. Se puede decir que no contamina y que su captación es directa y de fácil mantenimiento.

La radiación solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce a través de la absorción de la radiación, por ejemplo en dispositivos

ópticos o de otro tipo. Es una de las llamadas energías renovables, particularmente del grupo no contaminante, conocido como energía limpia o energía verde, si bien, al final de su vida útil, los paneles fotovoltaicos pueden suponer un residuo contaminante difícilmente reciclable al día de hoy. La energía solar es muy buena ya que no contamina y da luz y calor a la vez. La potencia de la radiación varía según el momento del día; las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones de radiación el valor es de aproximadamente 1000 W/m^2 en la superficie terrestre. A esta potencia se la conoce como irradiancia.

La radiación es aprovechable en sus componentes directa y difusa, o en la suma de ambas. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes y el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas las direcciones.

La irradiancia directa normal (o perpendicular a los rayos solares) fuera de la atmósfera, recibe el nombre de constante solar y tiene un valor medio de 1354 W/m^2 (que corresponde a un valor máximo en el perihelio de 1395 W/m^2 y un valor mínimo en el afelio de 1308 W/m^2).

Radiación solar

La Tierra recibe 174 petavatios de radiación solar entrante (insolación) desde la capa más alta de la atmósfera. Aproximadamente el 30% es reflejada de vuelta al espacio mientras que el resto es absorbida por las nubes, los océanos y las masas terrestres.

Se estima que la energía total que absorben la atmósfera, los océanos y los continentes puede ser de 3.850.000 exajulios por año. En 2002, esta energía en un segundo equivalía al consumo global mundial de energía durante un año. La fotosíntesis captura aproximadamente 3.000 EJ por año en biomasa, lo que representa solo el 0,08% de la energía recibida por la Tierra. La cantidad de energía solar recibida anual es tan vasta que equivale aproximadamente al doble de toda la energía producida jamás por otras fuentes de energía no renovable como son el petróleo, el carbón, el uranio y el gas natural.

Los rendimientos típicos de una célula fotovoltaica (aislada) de silicio policristalina oscilan alrededor del 10%. Para células de silicio monocristalino, los valores oscilan en el 15%. Los más altos se consiguen con los colectores solares térmicos a baja temperatura (que puede alcanzar un 70% de rendimiento en la transferencia de energía solar a térmica).

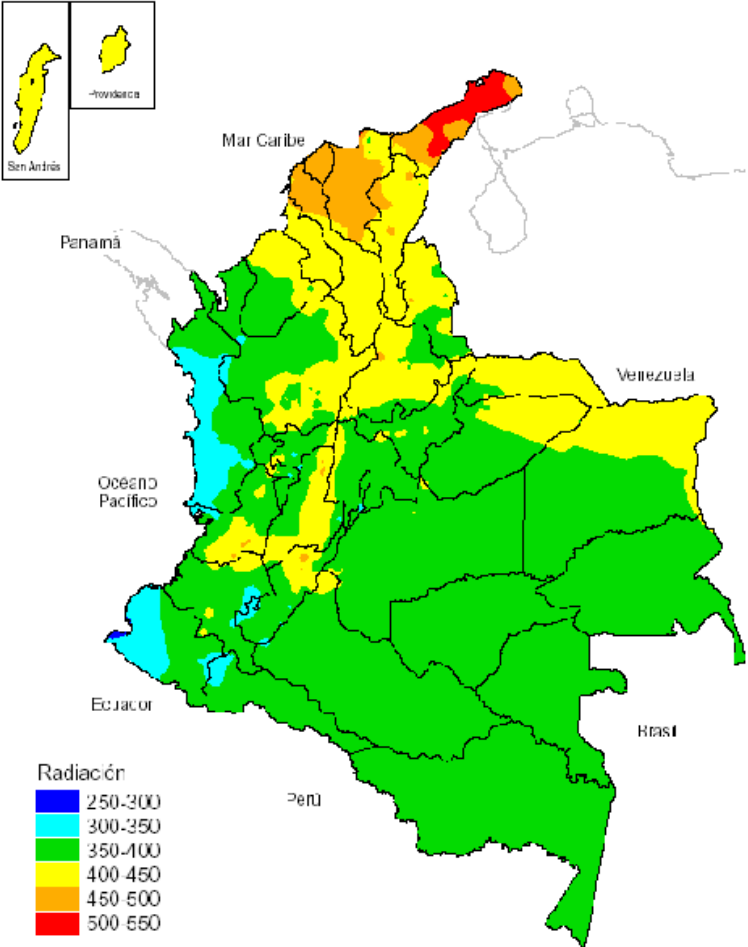
Los paneles solares fotovoltaicos tienen, un rendimiento en torno al 15% y no producen calor que se pueda reaprovechar -aunque hay líneas de investigación sobre paneles híbridos que permiten generar energía eléctrica y térmica simultáneamente. Sin embargo, son muy apropiados para instalaciones sencillas en azoteas y de autoabastecimiento -proyectos de electrificación rural en zonas que no cuentan con red eléctrica-, aunque su precio es todavía alto. Para incentivar el desarrollo de la tecnología con miras a alcanzar la paridad -igualar el precio de obtención de la energía al de otras fuentes más económicas en la actualidad-, existen primas a la producción, que garantizan un precio fijo de compra por parte de la red eléctrica. Es el caso de Alemania, Italia o España.

Según un estudio publicado en 2007 por el World Energy Council, para el año 2100 el 70% de la energía consumida será de origen solar. Según informes de Greenpeace, la fotovoltaica podrá suministrar electricidad a dos tercios de la población mundial en 2030.

6.1 RADIACIÓN DE ENERGÍA SOLAR EN TIBÚ

En la zona de Tibú se tiene radicación solar promedio de 450 cal/cm2/día con lo cual es catalogada como media alta.

Figura 15. Nivel de radiación solar en Colombia



Fuente: UPME

Tabla 11. Índices de Radiación promedio en el Campo Tibú

Índices de Radiación Solar Promedio (kWh/m2/día)													
Lat 7.072 Lon -73.833	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Prom.
	4.67	4.78	4.91	4.73	4.96	5.25	5.55	5.73	5.44	4.98	4.47	4.32	4.98
Radiación Solar Difusa Mensual Promedio (kWh/m2/day)													
Lat 7.072 Lon -73.833	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Prom.
	1.81	2.03	2.24	2.34	2.23	2.11	2.08	2.13	2.18	2.06	1.9	1.79	2.08
Radiación Solar Total Disponible aprovechable con tecnología Thin Film**													
Promedio	6.48	6.81	7.15	7.07	7.19	7.36	7.63	7.86	7.62	7.04	6.37	6.11	7.06

Fuente: SENSSTECH

6.2 INSTALACIÓN EN SITIO

Para el ejercicio se plantea la posibilidad de alimentar las cargas del **ÁREA DE OFICINAS** que tiene se encuentran alimentadas por el sistema de autogeneración en el circuito de 13.2KV y que tiene un consumo promedio mensual de 38.089kwh compuesto sobretodo de sistemas de iluminación y equipos de computadores.

Tabla 12. Consumos promedio en KWh en el sector de ÁREA DE OFICINAS

Consumo Promedio Mensual en KWh	38.089
Consumo Promedio Diario	1.269,63
Número de Horas (Total) de incidencia Solar Promedio de la Zona (Hs)	7,06
Tamaño del Sistema (Watts AC) para suministrar el 80% de la energía	89.917
Tamaño del Sistema (Watts AC) para suministrar el 50% de la energía	53.950
Tamaño del Sistema (Watts AC) para suministrar el 30% de la energía	26.975

Fuente: Autor

6.3 DIMENSIONAMIENTO Y DETALLES DEL INVERSOR

Tabla13. Dimensionamiento Y Detalles Del Inversor

Capacidad mínima del inversor Grid Tie en KWp	179.83
Inversor GT Propuesto y Capacidad en KW	Xantrex GT-30MW de 30.00
Número de inversores	1
Voc máximo soportado por el inversor (voltios DC)	375.00
Voltaje MPT máximo (Voltios DC)	375.00
Idc máxima (Amperios)	80.00
Potencia máxima de entrada en DC (KW DC)	30.00

Fuente: Autor

Tabla 14. Dimensionamiento de Paneles Solares

Área promedio por panel solar (m ²)	1.6
Potencia pico del panel que se estima usar (WP)	100.00
Voltaje de circuito abierto (Voc)	99.20
Voltaje a potencia máxima del panel a utilizar (Vmp)	76.96
Corriente máxima del panel (Imax o Imp)	1.30
Corriente corto circuito o Isc	1.55

Fuente: Autor

6.4 DETALLES DEL ARREGLO DE PANELES SOLARES

Tabla 15. Detalles Del Arreglo De Paneles Solares

Número de cadenas del arreglo	74.00
Número de paneles en serie por cadena	4.00
Número total de paneles (arreglo)	296.00

Fuente: Autor

El área requerida mínima para la instalación del arreglo de paneles y accesorios es de 480m².

Tabla 16. Detalles Relevantes del Sistema

Capacidad de Generación del sistema	29.6KW
Producción mensual estimada promedio	5.328.890Kwh
Producción anual estimada	63.946.660KWh

Fuente: Autor

6.5 PRESUPUESTO*

Tabla 17. Presupuesto

DESCRIPCIÓN	UND	Cant	Vr. Unit.	TOTAL
Sistema de Módulos Fotovoltaicos				
Panel Dupont DA-100 Thin Film Technology	Und	296.0	575'000.0	170'200'000.0
RACK PANELS Y SOPORTES (ALUMINIO)	Kit	296.0	110'000.0	32'560'000.0
Generación Electrónica y Control				
Inversor Grid Tie Xantrex GT.30.0 208/240	Und	1.0	62'520'000.0	62'520'000.0
DC Combiner Box	Und	74.0	120'000.0	8'880'000.0
GT Solar Inverter Monitor	Und.	1.0	897'000.0	897'000.0
GT-XW Communication Gateway	Und	1.0	1'911'000.0	1'911'000.0
XW Control LCD Panel	Und.	1.0	1'200'000.0	1'200'000.0
				0.0
Gastos de Instalación y Admin.				
Materiales eléctricos (cableado, cajas, etc)	Gen	1.0	16'690'080.0	16'690'080.0
Instalación y Puesta en Marcha	Gen	1.0	14'500'000.0	14'500'000.0
TOTAL Pesos Colombianos \$				309'358'080.0
			AIU 5%	15'467'904
Precio Prom. KW\$ 12'646'057			IVA 16%	49'497'292.8
TOTAL GENERAL				374'323'276.8

Fuente. *El presupuesto es obtenido mediante consulta vía correo electrónico con la firma SENSTECH.

6.6 ASPECTOS TÉCNICOS

Para el estudio se utilizó la tecnología de Thin Film basado en Silicón Amorfo que ofrece el mejor desempeño en zonas tropicales con capacidad de generación pico de 30KW y capacidad de entrega directa a red en AC de 30Kw. El sistema de generación electrónica está basado en la tecnología Grid Tie GT30 de Xantrex Schneider Electric de última generación capaz de inyectar en tiempo real la máxima producción del sistema al sistema de red de la instalación con una eficiencia del 96%.

6.7 ANÁLISIS FINANCIERO

Tabla 18. Análisis Financiero

AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
INVERSION	\$ (336,333,760)	\$ (37,989,517)										
RECUPERACION												\$ 93,580,81
INGRESOS		\$ 9,882,000	\$ 10,376,100	\$ 10,894,905	\$ 11,439,650	\$ 12,011,633	\$ 12,612,214	\$ 13,242,825	\$ 13,904,966	\$ 14,600,215	\$ 15,330,225	\$ 16,096,73
EGRESOS		\$ (600,000)	\$ (630,000)	\$ (661,500)	\$ (694,575)	\$ (729,304)	\$ (765,769)	\$ (804,057)	\$ (844,260)	\$ (886,473)	\$ (930,797)	\$ (977,33
UAID		\$ 9,282,000	\$ 9,746,100	\$ 10,233,405	\$ 10,745,075	\$ 11,282,329	\$ 11,846,445	\$ 12,438,768	\$ 13,060,706	\$ 13,713,741	\$ 14,399,429	\$ 15,119,40
DEPRECIACIÓN		\$ (37,432,328)	\$ (37,432,328)	\$ (37,432,328)	\$ (37,432,328)	\$ (37,432,328)	\$ (37,432,328)	\$ (37,432,328)	\$ (37,432,328)	\$ (37,432,328)	\$ (37,432,328)	\$ (37,432,328)
UAI		\$ (66,139,845)	\$ (27,686,228)	\$ (27,198,923)	\$ (26,687,252)	\$ (26,149,999)	\$ (25,585,882)	\$ (24,993,560)	\$ (24,371,622)	\$ (23,718,586)	\$ (23,032,899)	\$ 15,19,40
Impuesto Renta		\$ (17,460,919)	\$ (7,309,164)	\$ (7,180,516)	\$ (7,045,435)	\$ (6,903,600)	\$ (6,754,673)	\$ (6,598,300)	\$ (6,434,108)	\$ (6,261,707)	\$ (6,080,685)	\$ 3,991,52
UTILIDAD NETA		\$ (48,678,926)	\$ (20,377,064)	\$ (20,018,407)	\$ (19,641,818)	\$ (19,246,399)	\$ (18,831,209)	\$ (18,395,260)	\$ (17,937,513)	\$ (17,456,879)	\$ (16,952,214)	\$ 11,127,87
FLUJO NETO DE CAJA	\$ (336,333,760)	\$ (11,246,598)	\$ 17,055,264	\$ 17,413,921	\$ 17,790,510	\$ 18,185,929	\$ 18,601,118	\$ 19,037,068	\$ 19,494,814	\$ 19,975,448	\$ 20,480,114	\$ 104,708,69
	\$ 100	\$ 0.91	\$ 0.83	\$ 0.75	\$ 0.68	\$ 0.62	\$ 0.56	\$ 0.51	\$ 0.47	\$ 0.42	\$ 0.39	\$ 0.3
FNC Descontado	\$ (336,333,760)	\$ (10,224,180)	\$ 14,095,260	\$ 13,083,336	\$ 12,151,158	\$ 11,292,031	\$ 10,499,846	\$ 9,769,026	\$ 9,094,475	\$ 8,471,540	\$ 7,895,970	\$ 36,699,76
	\$ (336,333,760)	\$ (346,557,940)	\$ (332,462,680)	\$ (319,379,344)	\$ (307,228,186)	\$ (295,936,156)	\$ (285,436,309)	\$ (275,667,283)	\$ (266,572,809)	\$ (258,101,269)	\$ (250,205,298)	\$ (213,505,53
TIR	\$ (0.03)											
WACC	\$ 0.10											
VPN	\$ (213,505,539)											
IVAN	\$ (0.62)											

Fuente: Autor

7. COMPARACIÓN DE LAS FUENTES DE ENERGÍA

Tabla 19. Comparación De Las Fuentes De Energía

	COGENERACIÓN	PCH	SOLAR
INVERSIÓN	\$ 2,213,839,000.00	\$641.887.880	\$ 374,323,277.00
VPN	\$ 2,392,789,103.64	\$614.802.994	\$ (213,505,538.51)
TIR	26%	25%	3%
POTENCIA	500KW	140KW	30KW
ENERGÍA SUMINISTRADA	360000KWh	100800KWh	6750KWh
PERMISOS	1. PERMISO DE VERTIMIENTOS DE AGUAS.	1. CERTIFICADO DE CONSECIÓN DE AGUAS. 2. LEGALIZACIÓN DE PREDIOS. 3. LEGALIZACIÓN DE SERVIDUMBRES. 4. NORMATIVA DE VERTIMIENTOS.	NO REQUIERE
INCIDENCIA AMBIENTAL	1. SE APROVECHA LA ENERGÍA CALÓRICA GENERADA MEDIANTE AUTOGENERACIÓN. 2. SE AUMENTA LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA. 3. CONTAMINA EL MEDIO AMBIENTE.	1. NO CONTAMINA EL MEDIO AMBIENTE. 2. SE TRATA DE UNA FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE.	1. NO CONTAMINA EL MEDIO AMBIENTE. 2. SE TRATA DE UNA FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE.
VIABILIDAD TÉCNICA	1. LOS EQUIPOS NO SE TIENEN EN EL MERCADO NACIONAL. 2. SE REQUIERE PAGAR COSTOS DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LOS EQUIPOS.	1. LOS EQUIPOS SE TIENEN EN EL PAÍS. 2. LOS EQUIPOS SON DE FÁCIL ADQUISICIÓN.	1. SE REQUIERE DE IMPORTACIÓN DE LOS EQUIPOS. 2. SE TRATA DE TECNOLOGÍA CONVENCIONAL.
VIABILIDAD ECONÓMICA	ES VIABLE Y SU TIR ES DEL 26%	ES VIABLE Y SU TIR ES DEL 25%	NO ES VIABLE Y SU TIR ES DEL 5%.
INVERSIÓN	ALTA, POR ENCIMA DE 2.000 MILLONES	MEDIA, ENTRE 500 Y 1000 MILLONES	BAJA, MENOR A 500 MILLONES
CAPACIDAD DE GENERACIÓN	ES ALTA Y SE RECOMIENDA REALIZAR SU MONTAJE PARA GENERAR POR ENCIMA DE 300KW	ES MEDIA, EN CONDICIONES TÍPICAS SE TIENE DESDE 100 HASTA 500KW	ES BAJA, SE RECOMIENDA PARA CARGAS PEQUEÑAS
TIEMPO DE MONTAJE	MÁS DE 1 AÑO	ENTRE 6 Y 12 MESES	MENOS DE 6 MESES
COSTOS DE MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN	ALTOS, LOS EQUIPOS REQUIEREN DE MANTENIMIENTO PERIÓDICO MAYOR	MEDIO, LOS COSTOS NO SON CONSIDERABLES	BAJO, LOS COSTOS SON MUY BAJOS
OPORTUNIDAD DE APROVECHAMIENTO	ALTA, ECOPETROL TIENE DISPONIBILIDAD DE CALOR RESIDUAL EN GRANDES CANTIDADES EN LA MAYORÍA DE SUS CAMPOS	BAJA, EN LA MAYORÍA DE LOS CAMPOS DE ECOPETROL NO SE TIENE DISPONIBILIDAD DE FUENTES DE AGUA APROVECHABLES	ALTA, LA MAYORÍA DE LOS CAMPOS DE ECOPETROL SE ENCUENTRAN EN ZONAS DE ALTA INCIDENCIA SOLAR

8. ANÁLISIS Y CONCLUSIONES

Cada vez más se sienten los efectos de una naturaleza fuera de rumbo por la intervención del hombre. Nuestro entorno se ve claramente afectado por los efectos de una naturaleza que reclama mantener su estado normal.

Es responsabilidad de las empresas y del gobierno promover nuevas fuentes de energía o el máximo aprovechamiento de las fuentes de energía actuales para atender la necesidad de suministro de energía eléctrica.

Dentro de la estrategia planteada por Ecopetrol para el funcionamiento de sus negocios se tienen en cuenta lineamientos tales como la autosuficiencia energética, la disminución de las emisiones de carbono mediante la utilización de energías renovables y la optimización energética mediante la aplicación de procesos eficientes.

El campo Tibú soporta el suministro de energía de sus cargas mediante la energía del centro de generación que atiende las cargas conectadas a la línea de 13.2KV en donde se encuentra la Zona Industrial y Área de Oficinas. Las cargas conectadas en la línea de 34.5KV se alimentan del suministro del operador de red local.

Mediante la Cogeneración, las Pequeñas Centrales Hidráulicas y la Energía Solar se tienen fuentes de energía alternas que permiten suministrar energía eléctrica para atender las cargas que operan en el campo Tibú.

En el campo Tibú es viable la sustitución de las fuentes de energía por otras de menor impacto ambiental u otras que por considerarse renovables no afecten de manera sustancial al medio ambiente.

Mediante la utilización de los gases de combustión y calor residual del proceso de generación de energía a gas del campo Tibú es posible generar vapor y energía eléctrica mediante el accionamiento de una turbina a vapor. En tales condiciones se obtiene además posibilidad de elevar el nivel de eficiencia del proceso de combustión y evitar que se generen nuevos residuos contaminantes para atender las cargas eléctricas adicionales.

Mediante la utilización de la energía potencial del caudal de agua que tiene el Río Tibú es posible accionar los álabes de una turbina tipo Bulbo que permite el funcionamiento de un sistema de generación de energía eléctrica para atender las cargas que funcionan en la Zona Industrial y Área de Oficinas.

Mediante la radicación solar incidente y su correspondiente captación y aprovechamiento en arreglos de módulos de paneles solares es posible generar energía eléctrica para atender las cargas conectadas al transformador del Área de Oficinas en el campo Tibú. A pesar de que sus indicadores financieros son negativos se deben tener en cuenta los beneficios ambientales para decidir su implementación.

Las fuentes de energía alternativa que se tienen en Colombia son innumerables y las posibilidades de elevar la eficiencia energética de los sectores industriales es fácilmente viable pero se requiere tener una política de estado que promueva el acceso a la tecnología y los equipos de manera fácil y que además permita la comercialización efectiva de los excedentes energéticos.