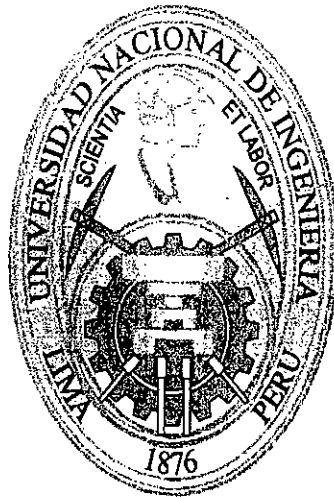


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**ESTUDIO TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL DE UNA  
PLANTA DE ETANOL DE CAÑA DE AZÚCAR Y DEL SISTEMA  
DE COGENERACIÓN A BAGAZO**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**MAURO FRANCISCO CHAVEZ RODRIGUEZ**

**PROMOCION 2007-II**

**LIMA-PERU**

**2011**

**Digitalizado por:**

**Consortio Digital del  
Conocimiento MebLatam,  
Hemisferio y Dalse**

## **CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN**

Los biocombustibles pueden contribuir a alcanzar varias Metas de Desarrollo del Milenio, realizando una importante aporte a los objetivos de política energética, pudiendo contribuir a la seguridad energética diversificando las fuentes de energía para transporte, reduciendo gases de efecto invernadero, contaminación del aire local, y desarrollando una nueva industria (IEA, 2006), también los agricultores en países de desarrollo pueden beneficiarse de los mayores precios de los cultivos, lo cual puede ayudar a aumentar sus ingresos y disminución de la pobreza (OECD, 2007).

En este contexto, los objetivos que esta tesis procura son los siguientes:

- Analizar la viabilidad de una planta de etanol de caña de azúcar en el Perú a nivel conceptual, con el fin de identificar factores que pueden generar mayor beneficio para su rentabilidad y sostenibilidad.
- Analizar diferentes configuraciones de sistemas de cogeneración de una planta de 500 toneladas de caña por hora con el objetivo de obtener la energía producida de cada configuración y los ingresos generados por la venta de electricidad.
- Evaluar aspectos ambientales como las emisiones de dióxido en el ciclo de vida del etanol de caña de azúcar, la huella ecológica y el consumo de agua.

Objetivos específicos se enunciarán en los capítulos respectivos. A continuación se describe el contexto internacional y nacional de la producción de etanol de caña de azúcar.

### 1.1 Consumo de Etanol en el Mundo

Actualmente se verifica que hay una tendencia de aumento del consumo de etanol carburante en varios países, en función de la conjunción de algunos factores, tales como la sustitución del MTBE (metil tert-buti éter), el cuál según estudios realizados por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (US EPA,1999) tiene efectos nocivos sobre el ambiente y la salud del ser humano, siendo un compuesto que ocasiona enfermedades cancerosas y alteraciones genéticas, y por ser muy volátil y soluble en el agua, puede contaminar cuerpos de agua.

Otros factores de uso del etanol es la necesidad de reducción las emisiones de gases de efecto invernadero, y la mejora de calidad de aire en las grandes ciudades, el interés de fomentar la actividad agrícola, contribuyendo a la mejora del nivel de empleo y calidad de vida de poblaciones rurales (Piacente, 2006).

El uso de etanol esta ligado a un incremento sustancian en los próximos 10-15 años debido a legislaciones mandatarias adoptada por los gobiernos. El reciente documento, *US Energy Bill* impone un objetivo de producción de 15 billones de galones de etanol de maíz para el 2015 utilizando tecnologías actuales y un adicional de 21 billones de galones para el 2022 de materiales celulósicos los cuales requieren tecnologías de segunda generación que están todavía en desarrollo.

La Unión Europea ha adoptado, directivas requiriendo 3,9 billones de galones de etanol al 2010 para sustituir 10% de la gasolina. Muchos otros países han adoptado ya mezclas de 2% de etanol (E2) o 10% de etanol (E10) en la gasolina, entre los cuales se encuentran Canadá, China, India y Australia. Otros países como Colombia, Argentina, Filipinas y Sudáfrica, van a adoptar para algunas de sus provincias el E2 o el E10 para el 2010-2012 (REN 2006). Es difícil saber cuanto etanol va a ser requerido en estos países pero es estimado como mínimo 1 billones de galones.

Brasil actualmente substituye 20-25% de su gasolina con etanol, y la introducción de los carros flex, el cuál funciona con etanol o gasolina o una mezcla de estas, representa aproximadamente 50% de la gasolina ahora sustituida por etanol. Si los mandatos adoptados por los diferentes países van a alcanzar una substitución de un mínimo de 10% de gasolina usada en el mundo para el 2022, la cantidad de etanol requerido va a triplicar a 30 billones de galones por año, excluyendo los 21 billones de galones esperados a venir de los materiales celulósicos (Goldemberg, 2008).

Walter et al (2007) desarrollaron proyecciones de demanda a partir de los objetivos a alcanzar en las mezclas de etanol decretadas en los diferentes países. Para el escenario mas conservador, se establece la hipótesis de un crecimiento del consumo en los Estados Unidos del orden de 5,3% de 2005 a 2030, y mezclas de E10 en diversas partes del mundo al 2030 y además E10 en la Unión Europea. Este escenario llevaría a un crecimiento dramático en el consumo de etanol en el mundo.

La Figura 1.1 muestra el consumo estimado de etanol en los periodos proyectados de 2006 a 2030.

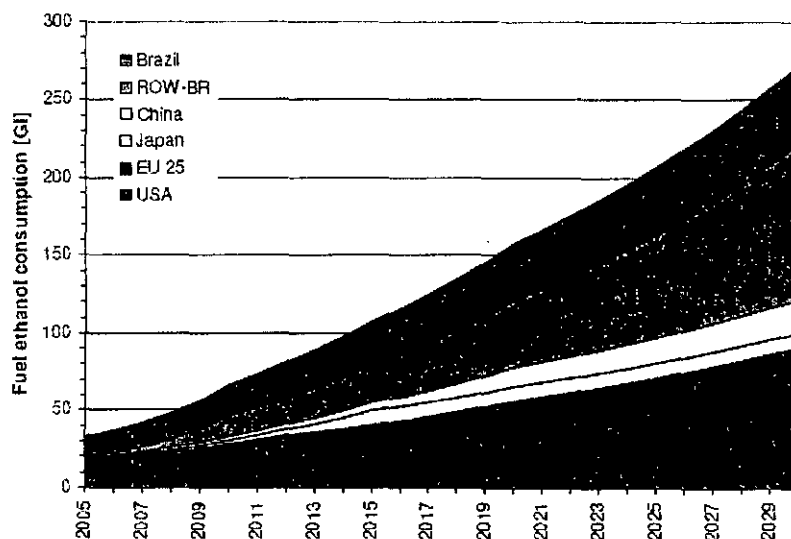


Figura 1.1 Consumo estimado de etanol combustible de 2006 a 2030.

Fuente: Walter et al. (2007)

## 1.2 Producción de Etanol en el Mundo

Actualmente, Estados Unidos es el mayor productor de etanol del mundo. En 2009, EUA produjo 10,75 billones de galones, siendo que la mayor parte de su producción se basa en el uso de maíz como materia prima para la fabricación de etanol (RFA, 2010).

El segundo mayor productor del mundo es Brasil, con una producción de etanol en 2009 de 6,57 billones de galones (RFA, 2010). A diferencia de los Estados Unidos, Brasil se basa casi 100% de su producción en la caña de azúcar, hecho que le da una ventaja competitiva frente al gigante americano porque el etanol basado en

maíz é en media dos veces mas caro que el basado en caña de azúcar (Goldemberg, 2008).

Además de los altos costos para producir una unidad energía en la forma de etanol de maíz, son consumidos cerca de 0,8 unidades de energía fósil (Walter, 2007).

La Unión Europea , con 1 039 millones de galones por año, China con 541 millones, Tailandia, con 435 millones y Canadá con 290 millones, siguen la lista en 2009 con producción basada en su mayoría en betarraga, casaba para China y Tailandia, y maíz respectivamente (RFA, 2010). La Figura 1.2 presenta la distribución de los países productores y el cultivo utilizado. La Figura 1.3 presenta la producción mundial de etanol por países.

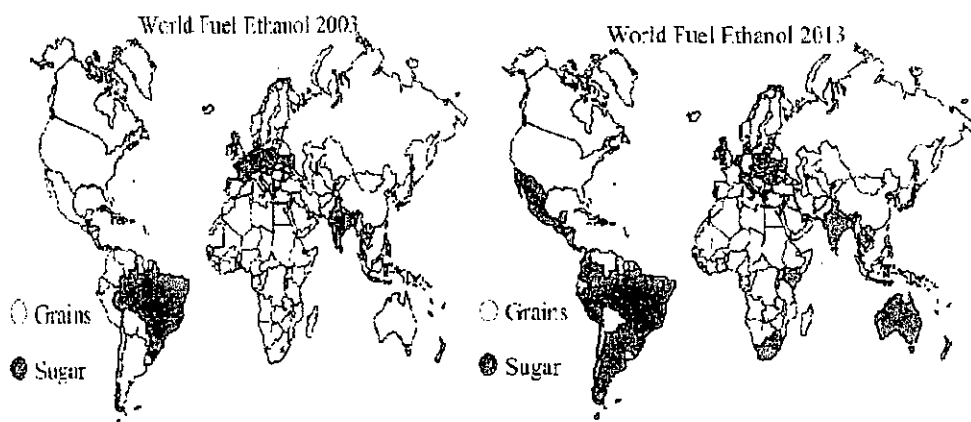


Figura 1.2 Producción de etanol en el mundo por tipo de cultivo. Fuente: Berg

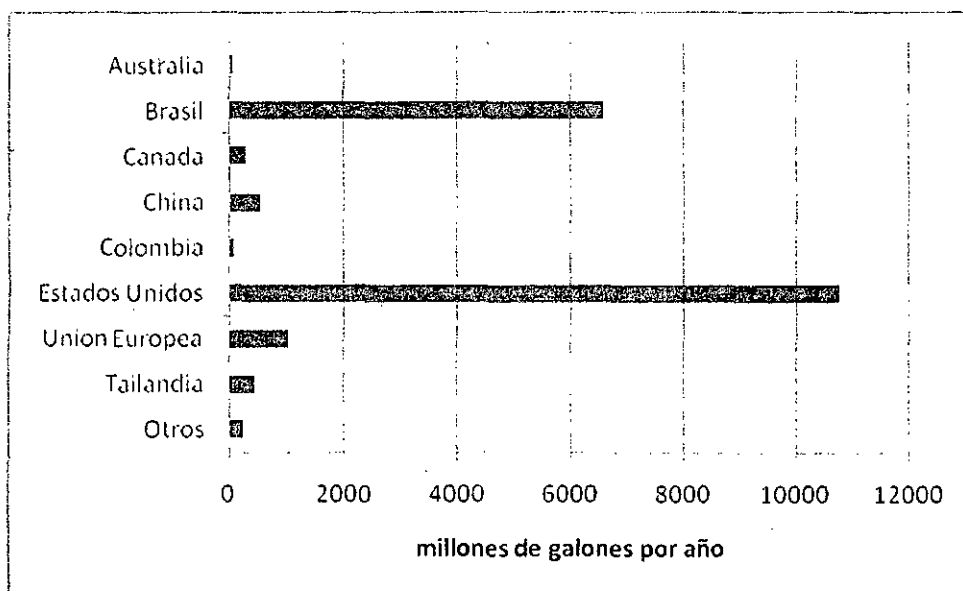


Figura 1.3. Producción Mundial de Etanol en 2009. Fuente: RFA, 2010

En la Tabla 1.1, son mostradas predicciones para el período de 2008-2010 presentados por el grupo MarketSearchAnalyst (2008), en el cual se destaca que la producción mundial de etanol irá a sobrepasar los 20 billones de galones para el 2010, con una tasa de crecimiento media de aproximadamente 5%. El estudio señala a factores que ocasionarían este crecimiento, a los precios altos de petróleo, consideraciones de seguridad energética nacional, tasas de intereses que incentiven al etanol, avance de la tecnología y a preocupaciones por tópicos ambientales, además de productores emergentes en Asia y América Latina.

Superando a las proyecciones, en 2009 se registró una producción total de 19,53 billones de galones de etanol, superior a los 16,22 billones de galones proyectados por MarketSearchAnalyst (2008). Esto se debió al gran crecimiento de la producción de etanol en Estados Unidos, que a pesar de la recesión económica y la

caída del precio de petróleo, registró una producción de 10,6 billones comparados a los 6,8 billones proyectados para ese año.

Tabla 1.1. Predicciones de la producción de etanol en el mundo periodo 2008- 2012.  
Fuente: MarketSearchAnalyst(2008)

<b>World Ethanol Production Forecast 2008 – 2012 by Country, Millions of Gallons</b>						
	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>CAGR, %</b>
<b>Brazil</b>	4,988	5,238	5,489	5,739	5,990	2.8%
<b>U.S.</b>	6,198	6,858	7,518	8,178	8,838	5.7%
<b>China</b>	1,075	1,101	1,128	1,154	1,181	1.4%
<b>India</b>	531	551	571	591	611	2.2%
<b>France</b>	285	301	317	333	349	3.2%
<b>Spain</b>	163	184	206	227	249	6.9%
<b>Germany</b>	319	381	444	506	569	9.7%
<b>Canada</b>	230	276	322	368	414	9.9%
<b>Indonesia</b>	76	84	92	100	108	5.6%
<b>Italy</b>	50	53	55	58	60	2.8%
<b>ROW</b>	2,302	2,548	2,794	3,040	3,286	5.7%
<b>World</b>	<b>16,215</b>	<b>17,574</b>	<b>18,934</b>	<b>20,293</b>	<b>21,653</b>	<b>4.6%</b>

CAGR: Compounded Annual Growth Rate

Factores como un mayor rendimiento por hectárea, altos precios del etanol, y políticas públicas como el Renewable Fuel Standard (RFS), contribuyeron al crecimiento de esta industria en los EUA. Los productores estadounidenses en ese año contribuyeron al Producto Bruto Interno de ese país en 53,3 billones de USD\$ (RFA, 2010).

### 1.3 Comercio de Etanol en el Mundo

A pesar de la demanda creciente, puede decirse que todavía no existe un mercado internacional consolidado para el etanol combustible. Esto, en partes, se debe a los subsidios e a los regímenes proteccionistas que distorsionan el mercado



internacional, impidiendo el libre flujo del producto. Además de no tener un mercado con muchos productores que puedan tener capacidad para un aumento dramático de la demanda en el corto plazo, y tener diferentes especificaciones para la producción de etanol en los diferentes países productores.

La estandarización es crucial tanto para establecer los principales parámetros considerando las características del combustibles (ejemplo: contenido máximo de agua, contenido de aldehídos, punto de inflamación, límites de explosión, pH, etc.) e para inequívocamente definir los productos que deberían ser tratados bajo ciertas reglas de comercio (por ejemplo: existen diferentes impuestos para etanol desnaturalizado y no desnaturalizado en la UE, no obstante ambos productos pueden ser usados como combustible) (Walter et al 2007). La Tabla 1.2 muestra las especificaciones técnicas establecidas en Brasil por reglamento de la ANP (Agencia Nacional de Petróleo) , en Estados Unidos (ASTM D 4806-07), y en la Unión Europea (prEN 15376).

En el mercado doméstico, los productores de etanol son usualmente responsables por la primera parte de la cadena de distribución: el transporte de etanol (el cual es generalmente realizado por carreteras debido a su competitividad en rutas cortas y bajo volumen de carga) de las plantas al puesto de distribución, donde es mezclado posteriormente con la gasolina. En el caso peruano, según el DECRETO SUPREMO N° 021-2007-EM, Reglamento para la Comercialización de Biocombustibles, hasta que no se establezcan normas técnicas peruanas para las

características técnicas del Alcohol Carburante (Etanol Anhidro Desnaturalizado) se aplicará la ASTM D 4806-06.

Tabla 1.2. Especificación de Etanol Anhidro para diferentes países. Fuente: Silva Junior (2009)

Characteristics	Unit		Brazil	USA	Europe
Density (20°C)	kg/m <sup>3</sup>	max.	791.5		
Alcoholic strength @ 20°C	INPM, %m/m	min.	99.3*		
Etanol content**	%v/v (%m/m)	min.	98.0*	92.1*	(96.7*)
Water (Karl Fischer)	%v/v (%m/m)	max.	-	1.0	0.300
Total Acidity - max.	mg/L (%m/m)	max.	30	56 (0.007)	56 (0.007)
Electrical Conductivity	uS/m	max.	500	-	
pHe	-	-	-	6.5 a 9.0	
Copper	mg/kg	max.	0.07	0.1	0.100
Chloride	mg/kg (mg/L)	max.	-	40 (32)	(20.0)
Solvent-washed gum	mg/100 mL	max.	-	5.0	
Aspect	-		Clear	Clear	Clear
Methanol	%v/v (%m/m)	max.	-	0.5	(1.0)
C3-C5 max.	%v/v	max.	-	-	2.0
Denaturant content	%v/v		-	1.96 a 5.0	
Sulfur	mg/kg	max.	-	30	10.0
Sulfate	mg/kg	max.	-	4	
Phosphorus	mg/L	max.	-	-	0.50
Involatile Material	mg/100 mL	max.	-	-	10.0

En el mercado de exportación de etanol brasilero, las “trading companies” están frecuentemente presente para mediar el comercio entre los productores locales y los mercados extranjeros (Blue Print, 2006). Después de adquirir las condiciones de compra (con el precio fijado e volúmenes establecidos), las “trading companies” buscan a los productores que puedan proveer el volumen y el precio deseado para los clientes extranjeros.

Walter et al (2007) basados en datos de FO Licht (2006) identifica el origen de 5.5 GL exportado en el 2005 y el destino de 4.5 GL importados (aproximadamente 92% y 75% del volumen comercializado respectivamente). La Figura 1.4 muestra los principales exportadores e los principales importadores de etanol en el 2005.

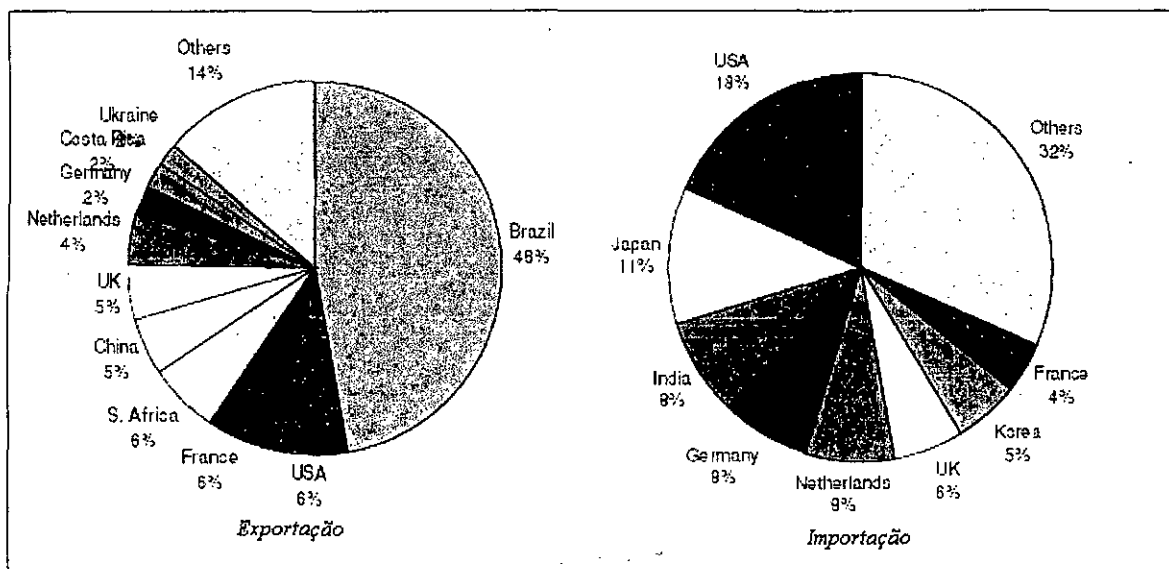


Figura 1.4. Principales países exportadores e importadores de etanol en 2005. Fuente: Walter et al. (2007)

En los años recientes, los Estados Unidos importaron etanol combustible de países de América Central y del Caribe, no obstante, los volúmenes comercializados han sido pequeños comparados con el consumo de los Estados Unidos. En 2005, las importaciones de etanol combustible sumaron 424 ML, siendo 349 ML de Jamaica, Costa Rica, el Salvador y Trinidad & Tobago (la diferencia, 75ML, de Brasil) (RFA,2006).

Es interesante notar que la cantidad vendida a los Estados Unidos es equivalente a 82% de la cantidad importada de Brasil por estos 4 países (FO Licht, 2006). De hecho, hasta 7% de la demanda de etanol de los Estados Unidos puede ser importadas *duty-free* bajo la Iniciativa de la Bacía del Caribe(CBI), así fuera la producción originaria de otro país (UNCTAD, 2006).

Por muchos años un flujo regular de alcohol etílico de la Unión Europea alcanzaba a los Estados Unidos a través de las reglas de la CBI (Berg,2004) e, como consecuencia, inversiones fueron inducidas en Costa Rica y Jamaica durante los 80s para la deshidratación del etanol en estos países (Hoekman et al, 2001) . El Salvador y Trinidad y Tobago también cuentan con plantas de deshidratación.

En este marco los gobiernos deben direccionar las inversiones que produzcan los beneficios sociales, económicos y ambientales esperados en los biocombustibles. Para esto, mediante políticas públicas pueden realizarse subsidios técnicos, incentivos económicos y definir restricciones y límites utilizando sus agencias reguladoras para la fiscalización. Además de eso, por ser producto combustible, los aspectos de seguridad y calidad deben ser contemplados en las normativas para la cadena de producción, almacenamiento, transporte y distribución.

#### 1.4 La Industria de Caña de Azúcar en el Perú

La industria azucarera peruana fue cooperativizada durante la Reforma Agraria emprendida por el gobierno militar (1968-1974) y paso a ser un sector fuertemente controlado por el Estado tanto en la gestión como en su relación con el mercado interno vía la fijación de los precios.

Antes de la Reforma Agraria, la industria azucarera peruana exportaba aproximadamente 500 000 toneladas de azúcar por año (1968) representando el 7,2%

del total de exportaciones, con mas de 28 000 funcionarios, una de las más importantes industrias de la costa norte (Mejía,1992).

Durante los primeros años post- reforma, la industria consiguió mantener niveles de productividades previos, no obstante, la inversión en mantenimiento y renovación de los ingenios comenzó a declinar. A partir de 1976 comienza la llamada “crisis de azúcar” en el Perú, donde estuvieron involucrados factores internos en la gestión y externos en el mercado (Velasco,1992). Hasta 1976, los precios internacionales del azúcar habían mostrado un comportamiento errático, pero muy superior de los precios domésticos (Figura 1.5), con lo cual el mercado externo era más rentable que el mercado interno.

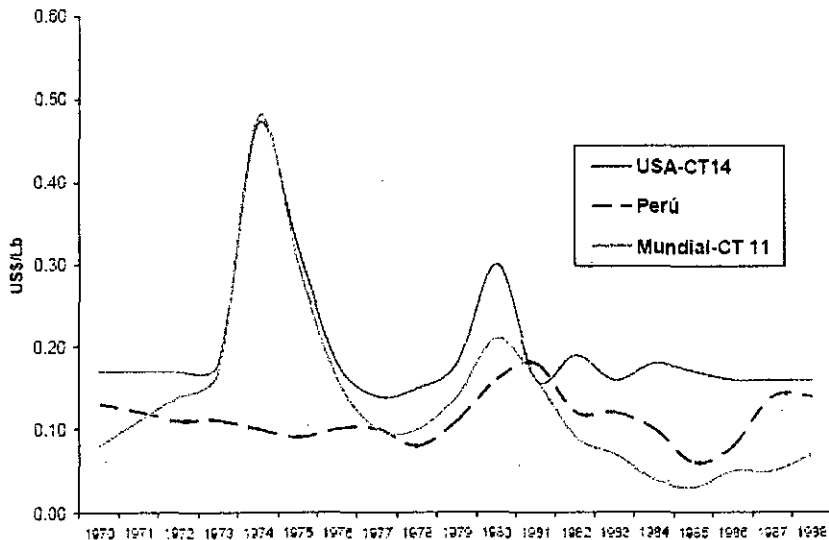


Figura 1.5. Histórico de precios internos y externos Del azúcar. Fuente: Velasco,1992

Durante los 80's, la rentabilidad de la industria azucarera peruana pasó a depender casi exclusivamente del mercado doméstico y de las políticas internas. En

esta década, la producción de caña de azúcar nacional cayó significativamente respecto a la década anterior como puede apreciarse en la Figura 1.6. Este declive se mantendría hasta casi finales de la década de los 90s, en donde se inicia un cambio en la política interna para promover la entrada de capitales privados a las empresas cooperativizadas. Esto ha llevado a una recuperación de los niveles agregados de la producción hasta niveles alcanzados en la década de los 70's, aunque básicamente debido al crecimiento de áreas plantadas más que a un aumento en el rendimiento.

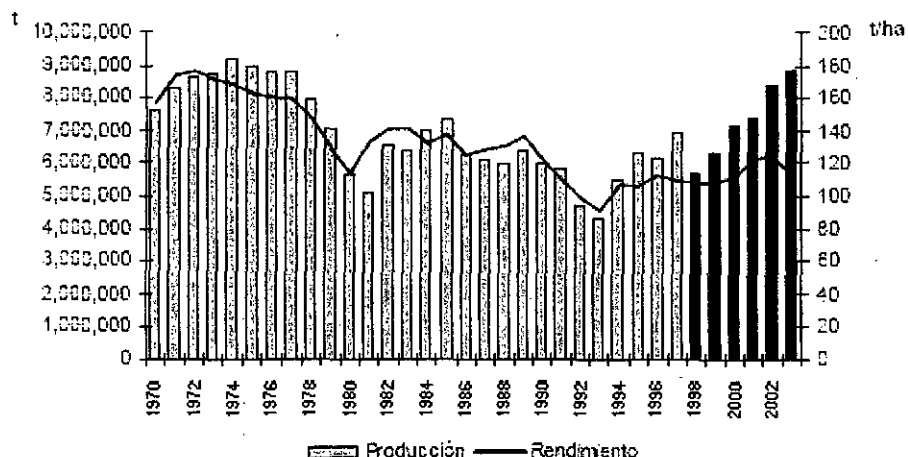


Figura 1.6. Producción de Caña de Azúcar y Rendimientos 1970-2003. Fuente: Mincetur, 2004.

A partir de 1996, se concretizó hasta 2004 una inversión de 320 millones de dólares orientados a la mejora tecnológica, gestión y administración, permitiendo que el Perú cambie de importador de azúcar a autoabastecerse e incluso generar excedentes exportables. En el periodo de 1999-2003, el sector azucarero presentó un crecimiento medio anual de 16,4% superior a la agricultura y consiguiendo duplicar la producción de 449 mil toneladas a 958 mil toneladas y pasando de cosechar 52 600 ha a 72 000 en el año 2003 (APPAB 2004). La tabla 1.3 muestra los principales

indicadores de la industria azucarera peruana en el periodo de 1998 – 2003. Nótese el saldo comercial negativo hasta 2002.

Tabla 1.3. Principales indicadores de la Industria Azucarera, período 1998-2003.  
Fuente: Minag (2004)

Indicador	AÑOS						Crec. Prom. 1999-2003
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	
Crecimiento Agricultura (Var. %)	0.8	10.5	6.3	0.5	5.8	2.2	5.0
Producción de Azúcar (miles TM)	449.6	603.1	724.1	759.8	877.6	958.8	16.4
Caña de azúcar (miles TM)	5705.3	6278.6	7132.0	7386.0	8419.8	8838.5	9.1
Superficie cosechada (miles hectáreas)	52.8	58.1	63.8	64.2	68.0	77.2	8.0
Rendimiento (TM por hectárea)	108.4	108.0	111.8	115.0	123.7	114.5	1.1
Saldo Comercial (US\$ millones)	-129.4	-75.1	-30.2	-39.6	-18.3	16.2	-166.0
Exportaciones	26.9	9.4	18.0	16.7	16.3	19.2	-6.5
Importaciones	156.3	84.5	48.2	56.4	34.6	3.0	-54.7

### 1.5 Situación Contemporánea del Sector

En el año 1996, la superficie cosechada fue de 54 mil hectáreas, para alcanzar al año 2003, 78 mil hectáreas, sin embargo la sequía presentada en la Costa durante el año 2004 provocó que el número se reduzca en el año 2005 a 62 mil hectáreas (-20%), mientras que en el año 2006 la recuperación es evidente, alcanzando 66 mil hectáreas cosechadas (6% de incremento).

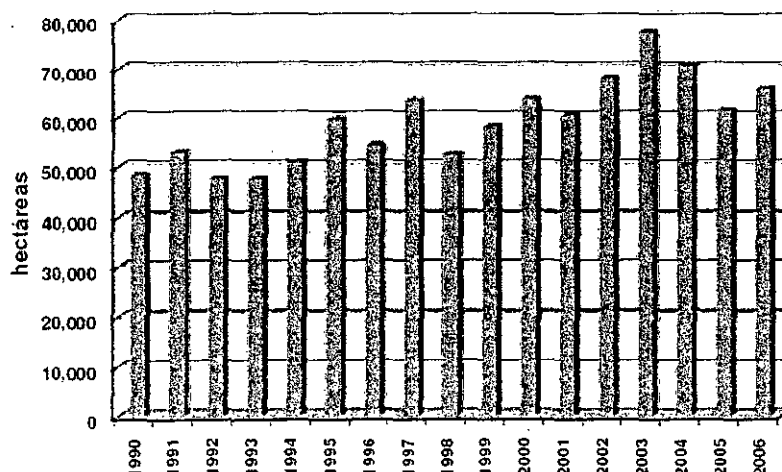


Figura 1.7. Superficie Cosechada Total. Fuente: Minag(2007)

Inclusive así, como es mostrado en la Figura 1.8, la participación de el área cosechada de los agricultores independientes es de 36% del área total, con aproximadamente, 25 mil hectáreas en promedio en los últimos 5 años. En el año 2006, la proporción se mantuvo, resultando en un área cosechada por agricultores independientes de 24 mil hectáreas.

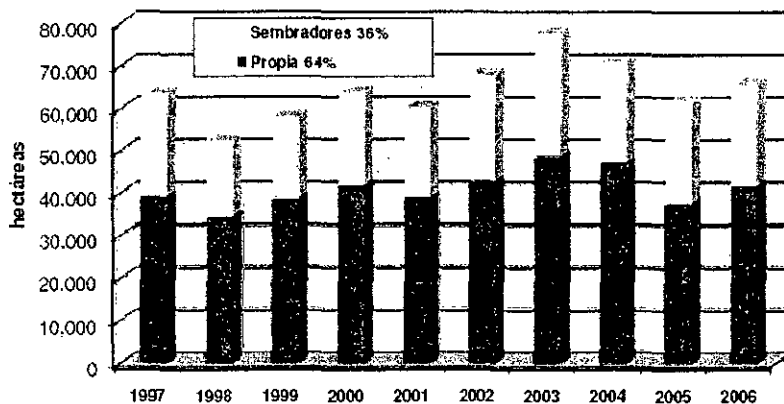


Figura 1.8. Área cosechada Propia y de Terceros. Fuente: Minag 2007

Para el año 2006, el área total cosechada ascendió a 65 847 hectáreas, que representó un incremento de 4 298 hectáreas con respecto al año 2005 (7% de incremento). La mayor área correspondió a la Empresa Agroindustrial Casa Grande con 12,212 ha que representó el 19% del total, seguida por Paramonga con 7 678 ha (12%), Cartavio con 7 612 ha (11%) y Tumán con 7 441 ha (11%). Estas cuatro empresas constituyen el 54% del área cosechada de caña de azúcar en el país en el 2006. El mayor crecimiento en el área colectada lo tiene registrado Casa Grande, con un crecimiento de 14% con respecto al año 2005, seguida por Laredo y Pomalca con 14% y 16% respectivamente.



Tabla 1.4. Área cosechada de caña de azúcar según empresas (Incluyen caña propia y de terceros). Fuente: Minag 2007.

Empresa	Superficie Cosechada (ha)		Variación 2006 vs. 2005	
	2005	2006	ha	Porcentual
Casa Grande	10,738	12,212	1,474	13.7%
Paramonga	7,300	7,678	379	5.2%
Cartavio	7,655	7,612	-43	-0.6%
Tumán	11,294	7,441	-3,853	-34.1%
Laredo	6,367	7,232	865	13.6%
Pomalca	6,767	7,174	407	6.0%
San Jacinto	5,879	5,591	-288	-4.9%
Pucalá	0	5,432	5,432	0.0%
Andahuasi	4,879	4,810	-70	-1.4%
Chucarapi	670	664	-6	-0.8%
<b>Total</b>	<b>61,549</b>	<b>65,847</b>	<b>4,298</b>	<b>7.0%</b>

### 1.6 Rendimiento y Evolución de la producción nacional

En el año 2002, el rendimiento medio nacional de caña de azúcar alcanzó las 124 toneladas/ hectárea, siendo el nivel máximo alcanzado en 12 años. La sequía de 2004, originó que este nivel se reduzca a 98 toneladas / hectárea, mientras que en el año 2006 al normalizarse las condiciones climáticas, los rendimientos se recuperaron alcanzando las 111 toneladas / ha.

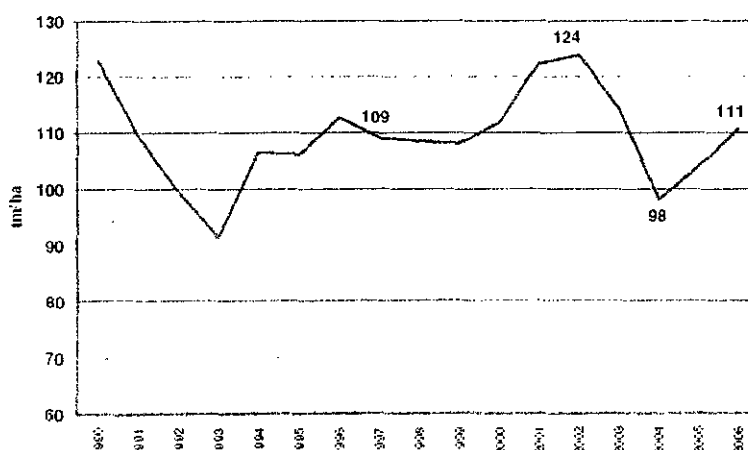


Figura 1.9. Evolución del Rendimiento de la caña de azúcar en el Perú. Fuente: Minag 2007.

Desde el año 1998, se dio un incremento sostenido de la producción de caña de azúcar, pasando de los 5,7 millones de toneladas hasta alcanzar los 8,9 millones de toneladas en el año 2003, situación que cambió el siguiente año debido a la sequía que afectó grande parte de la Costa Norte y Central del país. A partir del año 2006, se inició la recuperación de la producción de caña al normalizarse las condiciones climáticas, obteniéndose una producción de 7,2 millones de toneladas de caña para ese año, siendo un incremento de 15% con respecto al año 2005. Merece señalarse que este incremento tiene relación con el inicio de la producción de la Empresa Pucará, que estuvo inactiva durante el año 2005 por problemas de gestión y reinició sus actividades a partir de mayo del año 2006.

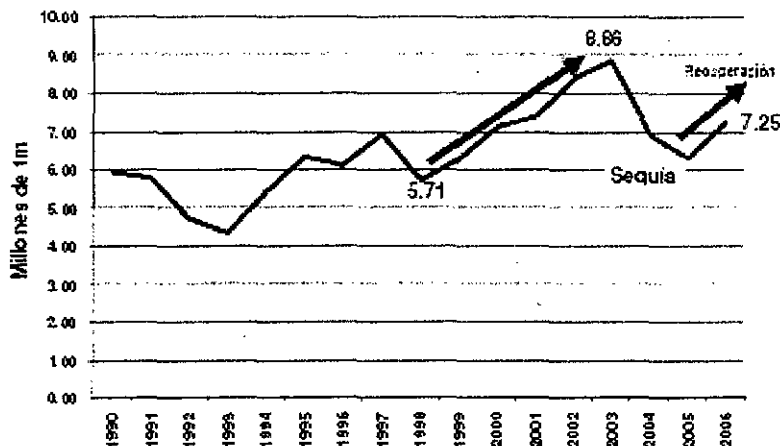


Figura 1.10. Producción total de caña de azúcar de 1990-2006. Fuente: Minag 2007.

Para el caso de producción de caña de azúcar, se reporta que 38% de la propiedad es de agricultores independientes, los cuales establecen convenios o alianzas con las empresas azucareras para la molienda de su caña. El 62% restante de la producción de caña es de propiedad de las empresas azucareras, las cuales la transforman y comercializan a través de distribuidores y comerciantes mayoristas.

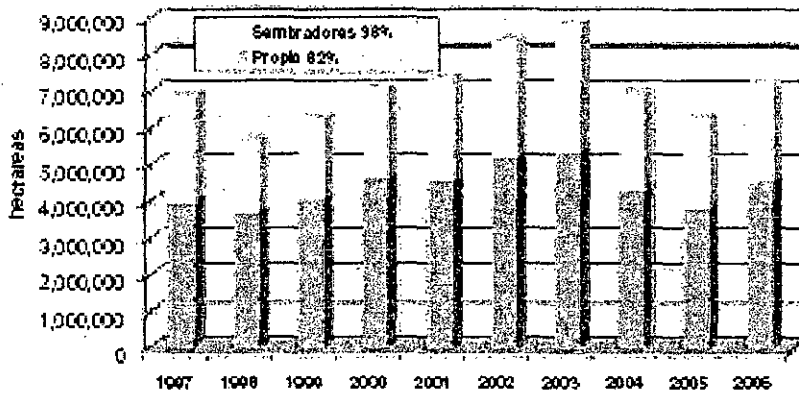


Figura 1.11. Caña molida propia y de terceros. Fuente: Minag 2007

Durante el año 2006, la producción de caña ha mantenido su comportamiento estacional, esto es, menor producción en el primer semestre del año con respecto al segundo. El siguiente gráfico muestra la media de producción mensual de los últimos cinco años, donde puede observarse que los meses de baja producción son Febrero, Marzo, y Abril, mientras que los meses de mayor producción son Octubre, Noviembre y Diciembre. Esto es, debido a que las plantaciones de caña en el Perú tienen mayores rendimientos en los últimos meses del año por la mayor luminosidad solar y temperatura.

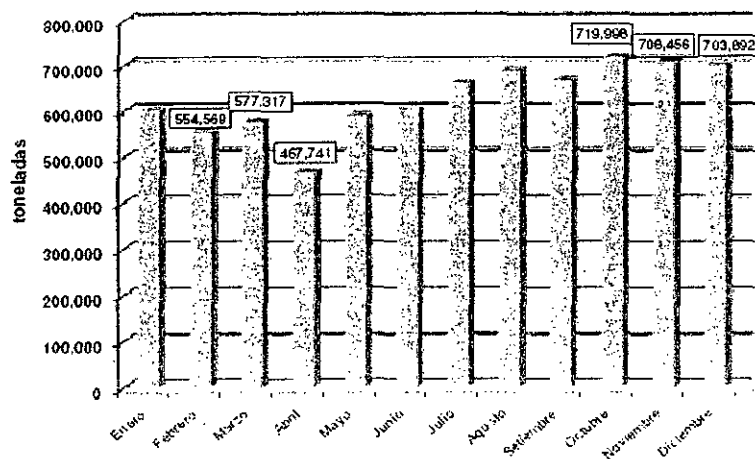


Figura 1.12. Estacionalidad de la producción de caña promedio del periodo 2002-2006. Fuente: Minag, 2007.

En el año 2006 se produjeron 7,24 millones de toneladas, superando los 6,30 millones del año 2005 (+14%). La fabrica que ha procesado la mayor cantidad de caña ha sido Casa Grande con 1,24 millones de toneladas (17% del total), seguida de Cartavio con 1,08 millones de toneladas (15%), Paramonga con 0,98 millones de toneladas (14%) y Laredo con 0,96 millones de toneladas (13%). Estas cuatro empresas representan el 59% de la capacidad de molienda de caña en el Perú.

Tabla 1.5. Producción de Caña según empresa. Fuente: Minag,2007.

Empresa	Producción (tm)		Variación 2006 vs. 2005	
	2005	2006	tm	Porcentual
Casa Grande	1,068,552	1,242,876	174,324	16.3%
Cartavio	997,977	1,081,383	83,406	8.4%
Paramonga	945,402	984,171	38,769	4.1%
Laredo	822,363	959,767	137,403	16.7%
Tumán	920,400	775,735	-144,665	-15.7%
Andahuasi	599,805	607,077	7,273	1.2%
San Jacinto	512,587	585,778	73,191	14.3%
Pomalca	354,000	501,371	147,371	41.6%
Pucalá	0	412,321	412,321	0.0%
Chucarapi	82,979	95,354	12,375	14.9%
<b>Total</b>	<b>6,304,065</b>	<b>7,245,833</b>	<b>941,767</b>	<b>14.9%</b>

### 1.7 El sector de Biocombustibles en el Perú, Legislación Relacionada a los Tratados de Comercio

Como en otros países de la región, Perú comenzó estableciendo un contexto regulatorio y mezclas mandatorias de biocombustibles, las cuales deberán ser seguidas por inversiones e incentivos en I+D. La necesidad de disminuir la dependencia de fuentes tradicionales de energía es una necesidad estratégica para el Perú, y la motivación más fuerte para desarrollar el mercado de biocombustibles. Además de ello, el uso de etanol ha sido promovido como un instrumento para la

reducción de polución, de promoción al desarrollo en áreas rurales, y crear trabajos alrededor del país. Otro hecho considerado, es que la industria de etanol puede servir como una alternativa al narcotráfico, y ayudar a la lucha del Perú contra las drogas ilegales (CONAM 2002).

### 1.7.1 Políticas Gubernamentales

En la primera mitad de la década, el Perú trabajó para establecer un marco legal para la promoción de los biocombustibles a través de dos instrumentos: La “Ley de Promoción del Mercado de Biocombustibles”, en el 2003, y el Decreto Supremo N° 013-2005-EM. La primera ley, estableció una serie de guía para la promoción de biocombustibles, y creó el Programa de Promoción de Biocombustibles (PROBIOCOM) y la Comisión Técnica para los Biocombustibles. Las dos entidades se encargan de promover la producción y el comercio de los biocombustibles, reforzando las iniciativas de I+D, inversiones en recursos humanos, y crear incentivos para la comercialización.

Un objetivo particular en ambas instituciones es de promover la producción de biocombustibles en la región Amazónica como una alternativa a los cultivos base para la producción de drogas (Ley de Promoción de Biocombustibles, 2003). En el 2005, el DS N° 013-2005-EM enuncia mezclas mandatorias de 7,8% de gasolina, siendo mandatorias para las regiones de La Libertad, Lambayeque, Ancash, Piura, Barranca e Huaracara inicialmente a partir de Julio de 2006; en las regiones de

Loreto Ucayali, Amazonas, San Martín y Huánuco a partir de enero de 2008, y en el resto del país a enero de 2010.

El marco legal está vigente, no obstante, recientes análisis han resaltado la necesidad de implementar regulaciones. El Centro de Promoción Rural, un centro de investigación ligado al Ministerio de Agricultura, ha recomendado un número de cambios actuales en la legislación. Por ejemplo, enuncia que el etanol no puede ser competitivo con los combustibles regulares si las tasas de interés y los incentivos no están estructurados apropiadamente, especialmente en las futuras posibles fluctuaciones en los precios relativos del azúcar y el petróleo (Chávez, 2005)

Aprobado el mes de abril de 2007, el Ministerio de Energía y Minas decretó el D.S. N° 021-2007-EM, “Reglamento de Comercialización de Biocombustibles”, el cual establece los requisitos para la comercialización y distribución de los Biocombustibles, así como lo referente a las normas técnicas de calidad de los mencionados productos. También, enuncia sobre la obligatoriedad de los porcentajes de mezcla, el etanol carburante (Etanol Anhidro Desnaturalizado) en las gasolinas, que a partir del 2010, el Gasohol va a ser de uso obligatorio en todo el país, con una mezcla de 7,8% de alcohol carburante + 92,2% de gasolina. Las mezclas solamente podrán ser realizadas en las Plantas de Abastecimiento que cuentan con inscripción vigente en el registro de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), Ministerio de Energía y Minas (D.S. N° 021-2007-EM).

### 1.7.2 Demanda Interna

En el caso de Perú, se verifica una tendencia negativa en el consumo de gasolina, aunque, se presentan variables que podrían motivar el crecimiento en el consumo, tales como: crecimiento económico constante, pocas variaciones del precio de gasolina debido al Fondo de Estabilización de Precios (FEP), establecido por el gobierno, la creciente flota de vehículos motorizados a gasolina. Las razones que podrían estar influenciando la disminución de precios serían: el aumento de las ventas de los carros movidos a diesel y su bajo precio en relación a la gasolina. En este sentido, se espera que en el corto plazo, esta tendencia se confirme acompañando la leve caída presentada en los últimos años (Castañeda 2007).

En el año 2005, el Perú tuvo una demanda de gasolina de 305 millones de galones, con 893 000 unidades de vehículos a gasolina registrado. Lima consumió 209 millones de galones (69% del consumo nacional), los vehículos registrados de la provincia de Lima fueron 612 000 (68% de los vehículos de gasolina a nivel nacional), y el 54% de la gasolina consumida fue la de 84 octanos: 165 millones de galones (Vasques, 2008).

La Tabla 1.6, presenta la proyección de demanda de gasolinas y de etanol anhidro para el periodo 2008-2015, considerando la mezcla mandataria de 7,8% en la gasolina.

Tabla 1.6. Proyección de La Demanda de Gasolina en Perú (valores en galones).

Fuente: Vasquez 2008.

COMBUSTIBLE	AÑOS							
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Gasolinas	287,456,400	275,940,000	266,742,000	257,544,000	249,026,400	239,148,000	231,483,000	223,818,000
Etanol Anhidro (7.8%)	22,421,599	21,523,320	20,805,876	20,088,432	19,424,059	18,653,544	18,055,674	17,457,804
Etanol Anhidro (litros/día)	231,898	223,217	215,777	208,336	200,896	193,455	187,255	181,054
Hectareas Caña de Azúcar	9,327	8,953	8,655	8,356	8,080	7,759	7,511	7,262

### 1.7.3 Capacidad de Producción

Perú, tiene numerosos cultivos que pueden ser utilizados para la producción de biocombustibles, incluyendo la caña de azúcar, el sorgo, el maíz, la cassava, papas y arroz. Perú es particularmente competitivo con la caña de azúcar, alcanzando la mayor productividad por hectárea en el mundo (FAO,2006).

La industria de caña de azúcar en el Perú en 2004, produjo 120 toneladas por hectárea, comparado a las 73 toneladas por hectárea reportadas en promedio para ese año en Brasil. El 80% de la caña del Perú, es destinado para la producción de azúcar, y consecuentemente la producción de etanol es muy baja, en 2003, el país produjo solamente 30,4 millones de litros (Blueprint,2007).

En el Perú, la producción actual de etanol hidratado proviene totalmente de los malazos, un subproducto de la producción de la azúcar. En la actualidad, no hay suficiente melazo (ni para un futuro previsible), con la que se puede producir un volumen requerido de etanol anhidro para misturarlo con el pool de gasolina nacional



a una concentración de 7,8% de etanol. La fuente mas probable de producción futura de etanol, además de los volúmenes de melázo existente sería el jugo de caña (Chavez,2006).

Una de las estrategias para la expansión de la producción es incrementar la agricultura en la región amazónica, la cual podría tener aproximadamente 2 millones de hectáreas de tierra disponible. La región nordeste de San Martín es particularmente prometedora. Actualmente existen 3500 hectáreas de caña de azúcar, no obstante, se tienen planes de desarrollar otras 7500 y construir 45 destilerías (Chavez, 2006)

Se desarrollo un proyecto para la elaboración de etanol en el valle del Huallaga, este proyecto tiene como objetivo abastecer el mercado local, en un primer momento en la selva, así como exportar los excedentes de producción. En Abril de 2003, Petroperú y el consorcio a cargo del proyecto conformado por las empresas Coler & Colantonio (EEUU), Naturel (EEUU) y Coimex(Brasil), firmaron un convenio mediante la cual la refinería Iquitos compraría la producción de etanol del valle del Huallaga por 10 años a partir del Julio de 2004. Para esto, se estableció que la siembra de caña tendría que realizarse en forma escalonada, partiendo de una instalación con un área sembrada de 100 hectáreas de caña seleccionada.

Adicionalmente se planifico la plantación de nuevas hectáreas en una primera etapa de 1080 hectáreas, una segunda de 32,4 mil hectáreas, y una tercera de 150 mil hectáreas , proyectándose fabricas y destilerías para producción de etanol, con lo cual

se espera producir 180 bbl/d ,6500 bbl/d y 25000 bbl/d de etanol respectivamente. (Mincetur 2004).

El principal reto para tal proyecto es establecer la logística de transporte en la selva. Un ducto de 1029 km viene siendo planificado para transportar el producto al puerto de Bayovar en Piura, no obstante este proyecto requeriría de una inversión de USD185 millones.

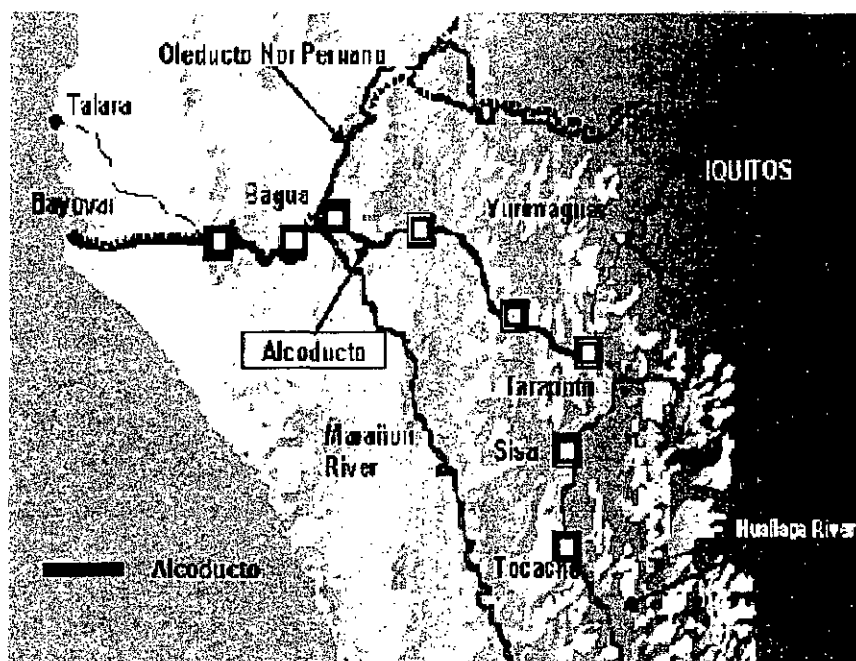


Figura 1.13. Recorrido del alcohoducto planificado. Fuente: Mincetur 2004.

### 1.8 Regímenes de Comercio de Biocombustibles

Los Estados Unidos impusieron impuestos a los países “mas favorecidos” de un valor de 142.7 US\$/m<sup>3</sup> (54 ¢US\$/galón) mas una tarifa de 2,5% ad valorem para el etanol importado. Existe una excepción de tasa parcial de 137,4 US\$/m<sup>3</sup> (52

€/US\$/galón) que es aplicada para el etanol que es derivado de recursos renovables y usado como combustible (Walter et al 2007).

Excepción de impuestos a la importación de etanol es aplicada los países menos desarrollados beneficiarios con el GSP (Generalized System of Preferences) status, a países del Caribe y Centro América (Tratado de CBI), países del ATPA (Andean Trade Preference Act), e a Canadá, Israel y México. No obstante, en la práctica, se tiene solamente una pequeña parte (aproximadamente 7%) de flujo regular a través de los países de la CBI a los Estados Unidos.

Barreras significativas a las importaciones se mantendrán todavía, así las tarifas de importaciones sean removidas, debido a los numerosos subsidios para los incentivos en la producción en los Estados Unidos (UNCTAD, 2006).

En el caso de la Unión Europea, 45% del etanol importado en el 2005, fue en un régimen de países mas favorecidos, 29% bajo regímenes de impuestos reducidos y 26% de las importaciones no tuvieron impuestos (FO Licht, 2006).

Bajo el régimen de las naciones mas favorecidas, la Unión Europea impone impuestos de 192 €/m<sup>3</sup> sobre el etanol no desnaturalizado (102 €/m<sup>3</sup> en el caso de etanol desnaturalizado). Todas las exportaciones de Brasil a la Unión Europea son bajo reglas de los países más favorecidos. Impuestos reducidos o regímenes ausentes de impuestos corresponden a los acuerdos de comercio preferenciales entre la Unión Europea y países en desarrollo o subdesarrollados (Walter et al 2007). No obstante,

la Unión Europea no puede expandir el uso de biocombustibles creando impactos sociales y ecológicos negativos en países en desarrollo y en economías emergentes. En este sentido, la tendencia es que la certificación de la producción va a ser obligatoria en el corto plazo (Foster et al 2006).

Otros países, tales como Australia y Canadá, tienen impuestos de países mas desarrollados sobre las importaciones de etanol Incluso Brasil, que frecuentemente reclama en contra de las tarifas de comercio impuestas por Estados Unidos y la Unión Europea, impone una tarifa de 60€/m<sup>3</sup> sobre el etanol importado (Walter et al 2007).

### 1.9 Tratados comerciales del Perú

El Perú participa en procesos de integración y alianzas regionales como parte de una estrategia de posicionamiento global. Con el cambio de política de comercio exterior y una economía abierta e liberalizada, desde hace mas de 15 años, se realizo una serie de reformas entre las que se destacan las reducciones arancelarias, promoción de las exportaciones y facilidades para la exportación e importación.

#### *ATPDEA y el TLC con los Estados Unidos*

La ley de Promoción Comercial Andina y Erradicación de la Droga (ATPDEA) surge como la renovación de la Ley de Preferencias Arancelarias (ATPA), por la cual los Estados Unidos otorgaron incentivos arancelarios a Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia, con el objetivo de apoyar la lucha contra el narcotráfico. Mediante esta ley,

el Gobierno de los Estados Unidos libera unilateralmente de impuestos de importación a productos provenientes de los países beneficiarios. Sin embargo, este tratado tenía vigencia hasta Junio de 2007, y se procuro substituirlo mediante un Tratado de Libre Comercio Perú-Estados Unidos, el cual fue suscrito el día 8 de Diciembre de 2005 en Washington DC, EEUU. El 29 de Junio de 2006 fue ratificado por el Perú y finalmente ratificado por el Congreso de Estados Unidos de forma definitiva el 4 de Diciembre de 2007 (Mincetur 2008).

*Sistema Generalizado de Preferencias (SGP Plus) Andino con La Unión Europea y el TLC.*

El Sistema Generalizado de Preferencias (SGP) dispone que determinadas mercancías de ciertos países en desarrollo, entre los cuales está el Perú e la Comunidad Andina (CAN), tengan un trato especial con la condición de que no abandonen sus esfuerzos en la lucha contra las drogas. La grande mayoría de los productos de exportación de estos países no paga arancel de importación en el mercado comunitario. Básicamente, en el peruano, los beneficiarios de este sistema son productos agrarios, industriales y textiles. Según el proyecto de reglamento, este sistema se va a aplicar en los años 2006 y 2015. Actualmente la Comunidad Andina (CAN) y la Unión Europa (UE) se encuentran en negociaciones por un Acuerdo de Asociación- equivalente a un Tratado de Libre Comercio- que extienda los beneficios del Sistema Generalizado de Preferencias.

### 1.10 Potencial de las Tierras

Perú tiene un área total de 12 852 millones de hectáreas, de las cuales 5,92% (7,61 millones) son aptas para la agricultura, 13,96% para la ganadería, y 37,89% aptitud para bosques. Según el Ministerio de Agricultura, las tierras para el cultivo permanente son muy pocas (2,1% del territorio nacional) y junto con las tierras aptas para el cultivo limpio (las de mayor calidad, 3,8% del área total), constituyen el potencial agrícola del país. En la Costa se localizan principalmente en las cabeceras de los valles irrigados y en algunas pampas o desiertos. En la Sierra, se encuentran en algunos valles de topografía relativamente suave, y en la Selva, en ciertos valles de la Selva Alta y en lomadas y terrazas de los valles del llano amazónico. Según Flores (2006), la Costa tiene un potencial de áreas disponibles estimado en 63 000 hectáreas para el cultivo de Caña de Azúcar, en cuanto la Región Amazónica, tiene un potencial de 746 653 distribuidos como muestra la Tabla 7, entre las regiones de Loreto, Ucayali y San Martín (Vasquez, 2004).

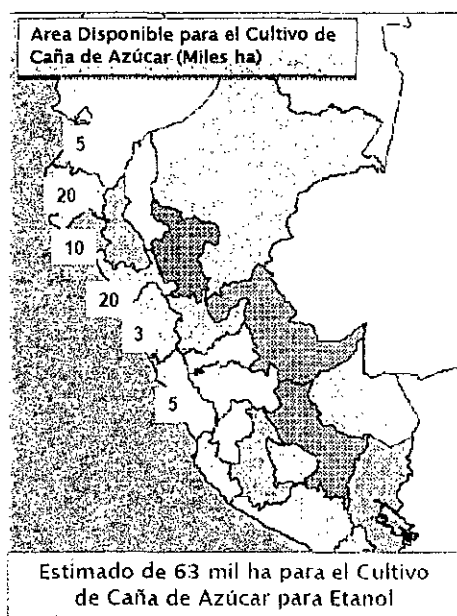


Figura 1.14. Área Disponible para el Cultivo de Caña de Azúcar (mil hectáreas).

Fuente: Flores(2006)

Tabla 1.7. Áreas Deforestadas en la Amazonia. Fuente: Vasquez,2004

DEPARTAMENTO	DEFORESTACIÓN AÑO 2005 (Hectáreas)
Amazonas	1,001,540.11
San Martín	1,327,736.15
Loreto	945,590.61
Huánuco	600,620.43
Ucayali	627,064.40
Madre de Dios	203,878.80
<b>TOTAL</b>	<b>4,706,430.50</b>

Tabla 1.8, Áreas Potenciales para el uso de cultivos Energéticos. Fuente:

Vasquez,2006.

CULTIVO	ÁREA POR REGIÓN (Ha)			ÁREA TOTAL (Ha)
	LORETO	UCAYALI	SAN	
Piñon Blanco ( <i>Jatropha curcas l</i> )	255,049	267,954	223,650	746,653
Caña de Azúcar ( <i>Saccharum officinarum l</i> )	255,049	267,954	223,650	746,653
Caña Brava ( <i>Gynerium Sagittatum</i> )	260,489	75,556	37,666	373,711
Palma Aceitera ( <i>Elaeis guineensis J</i> )	255,049	267,954	127,289	650,292

### 1.11 Disponibilidad de Agua

La descarga anual de la vertiente del Pacífico estimase en 32 000 millones de metros cúbicos. El Instituto de Desarrollo Nacional, INADE, señala que cerca de 30% de aquella descarga anual se destina para fines agrícolas. Cabe señalar que la mayor proporción de descarga anual ocurre en un período de 2 a 3 meses, sin que exista la posibilidad de su almacenamiento. En el 2004, un año de descarga normal, del río Caramilla hasta el río Santa se registró un volumen de 8800 millones de metros cúbicos, por lo que se estima que 2670 millones de metros cúbicos fueron destinados para la agricultura.

En el Perú el consumo anual promedio de agua para caña de azúcar (con irrigación por gravedad) alcanza los 18-20 mil m<sup>3</sup> de hectárea por año. Las experiencias con riego presurizado (hasta ahora solamente existen en un área mínima), muestran la posibilidad de un menor consumo, alcanzando a 14-15 mil m<sup>3</sup>/hectárea/año. En el último quinquenio la extensión media anual dedicada a caña de azúcar alcanzó alrededor de 90 000 ha. , nominalmente esta área requirió un abastecimiento de 1620 a 1800MMC de agua por año, volumen que representa no menos de 60,7 % de la superficie captada destinada para fines agrícolas en el ámbito señalado. Si consideramos el desarrollo de 50 000 nuevas hectáreas de tierras eriazas con irrigación presurizada para la caña de azúcar, implicaría la dotación de agua del orden de 700 MMC/ año. Este volumen representa el 26% de la superficie de agua que se destina a la agricultura en el ámbito Tumbes- La Libertad. Cabe señalar que la mayor parte del volumen de agua que se suministra en la zona norte indicada, se



efectúa a través de sistemas regulados (proyectos de irrigación-reservatorios), para cédulas de cultivo existentes que demandan la totalidad del recurso de agua disponible (Gamella, 2006).

INRENA, ha identificado embalses de regulación en 75 vasos de represamiento para almacenar 7 000 MMC, la irrigación de 700 000 ha. En la costa y sierra de la vertiente del Pacífico, la inversión requerida se estima en US\$ 4 billones (INRENA 2008). Esta entidad también identificó proyectos en la zona costera que pueden ser irrigados con agua subterránea. La Tabla 1.9 muestra estos proyectos:

Tabla 1.9. Pampas eriazas en La costa con posibilidad de disponibilidad de aguas subterráneas. Fuente: INRENA 2008.

Proyectos	Región	Extensión (ha)
3	Piura	48,124
1	La Libertad	33,494
6	Ancash	9,057
10	Lima	45,305
8	Ica	57,936
6	Arequipa	16,783
7	Tacna	69,537
41		280,236

## **CAPÍTULO 2**

### **Procesos involucrados en la Producción de Etanol de Caña de Azúcar**

En este capítulo son descritos los procesos para la producción de etanol hidratado y azúcar en una planta destilería de caña de azúcar.

#### **2.1 Limpieza de caña, Preparación y Extracción de Caña**

Después que la caña es colectada en el campo, llega a la planta con cierta cantidad de tierra e impurezas que son retiradas del suelo y cargadas junto a la caña cuando esta es recogida. El contenido de la tierra es mayor cuando la caña es cosechada mecánicamente que cuando comparada con la cosecha manual. Tales impurezas, si no son removidas, ejercen un papel negativo en todo el proceso industrial, principalmente provocando desgaste en las tuberías, bombas, calentadores, registro, moliendas, etc. Además de eso, perjudican la decantación del caldo y a filtración del lodo (NAKAHODO, 1985).

Generalmente, cuando la caña es cosechada manualmente y quemada, es practicado el lavado de esta, con el fin de retirar las impurezas. Mas, este procedimiento no es realizado en la caña que es cosechada mecánicamente en tallos picados , debido a las grandes pérdidas de azúcar que pueden ser ocasionadas por el arrastre de agua de lavado.

Luego de la caña ser “limpiada”, pasa a un proceso denominado preparación, el cual reduce el tamaño de la caña para poder tener mejores rendimientos de extracción. La reducción del tamaño es generalmente conseguida por la utilización de cuchillas rotatorias en el sistema de transporte de caña, o a través de desfibradores de martillos giratorios.

El equipamiento de preparación de caña puede utilizar más de 25% de los requerimientos de potencia de la planta. Así, el tipo de accionamiento utilizado (turbina a vapor o motores eléctricos) y la eficiencia del mismo son muy importantes.

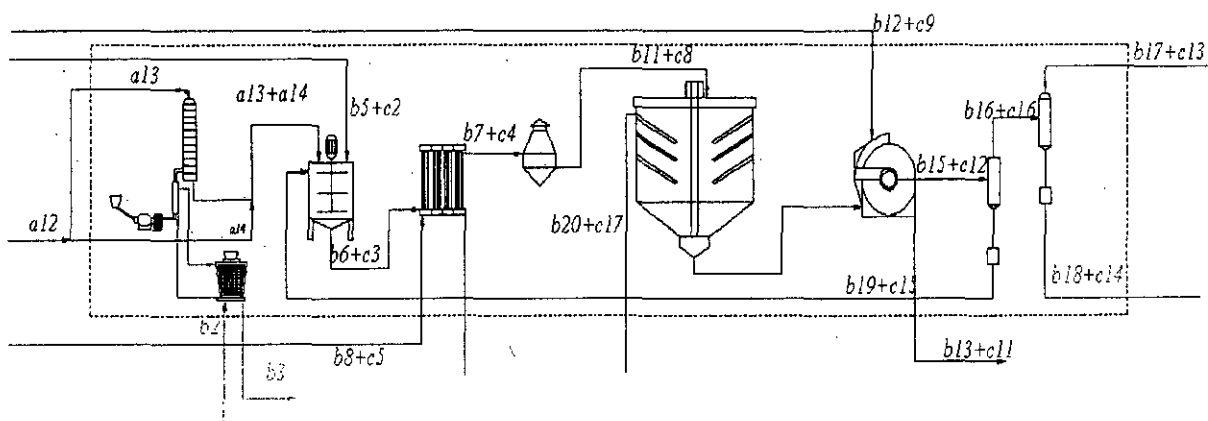
En la extracción, el objetivo es separar el caldo que contienen los azúcares del restante de la caña. En las moliendas, la caña es comprimida bajo altas presiones entre sucesivas ternas de rolas. Éste son proyectados para extraer la mayor cantidad posible de caldo (agua libre+ sacarosa+ azúcares reductores) de las fibras no solubles. Algunos azúcares reductores son más difíciles de extraer que la sacarosa. Así, el caldo extraído en la primera etapa de la molienda tiene una mayor pureza en relación al de la última terna. Para caña razonablemente bien preparadas es frecuentemente posible extraer 60% a 75% de sacarosa en la primera terna de una molienda convencional (REIN 2007).

Cuando la caña pasa por la segunda terna, poca sacarosa es recuperada, una vez que se tiene poco caldo remaneciente junto al bagazo. Para posibilitar la extracción en las ternas subsecuentes, es adicionada agua (embebição). Esta agua se mezcla

En la primera etapa el caldo pasa por mallas y por hidrociclones, para la remoción de fibra y tierra arrastrada. Posteriormente se realiza el procedimiento de calado, que consiste en la adición de hidróxido de calcio, denominado “leche de cal”, al caldo que es en seguida calentado a aproximadamente 105°C para facilitar las reacciones químicas (CAMARGO,1990) y coagular las impurezas solubles e insolubles en el caldo.

El caldo caliente pasa por un tanque flash y es depositado en decantadores, donde se precipitan los sedimentos formados por las reacciones, separándose el caldo tratado que es direccionado al sistema de evaporación.

El material decantado es filtrado en filtros rotativos que operan bajo vacío donde se hace la recuperación del caldo que es recirculado al tanque de calado. El lodo, entonces entra en el filtro donde es lavado con agua a 80 °C y la torta de filtro resultante del filtrado es usada como fertilizante en el cultivo de la caña. La Figura 2.2 muestra los procesos de sulfatación, calado, calentamiento del caldo, decantación y lavado de la torta de filtro.



a12	Caldo crudo	b11+c8	Caldo para decantador
a13+14	Caldo sulfatado	b12+c9	Agua para lavado de torta
a14	Caldo misto para etanol	b13+c11	Torta de filtro
b2	Agua de reposición de enfriamiento de la sulfatación.	b15+c12	Caldo filtrado
b3	Perdida de agua de resfriamiento de la sulfatación.	b16+c16	Vapor del filtrado de caldo
b5+c2	Agua de dilución de leche de cal.	b17+c13	Agua para el sistema de vacío
b6+c3	Caldo dosificado	b18+c14	Condensado del sistema de vacío
b7+c4	Caldo dosificado calentado	b19+c15	Caldo recirculado
b8	Vapor de calentamiento	b20+c17	Caldo Tratado

Figura 2.2. Esquema de los Procesos de Tratamiento de Caldo.

### 2.3 Evaporación del caldo

Como el caldo clarificado posee cerca de 15 Brix, para la producción de etanol es necesario que este sea concentrado y esterilizado antes de la etapa de fermentación para que el grado alcohólico del vino no sea muy bajo. Ya para la producción de azúcar, la práctica usual es concentrar el caldo clarificado hasta cerca de 65 Brix, lo que requiere aproximadamente 75% de agua.

La concentración del caldo generalmente es hecha en evaporadores de múltiple efecto con 5 o 6 etapas por la necesidad de economía de vapor. La configuración de los evaporadores puede ser del tipo co-corriente (vapor y caldo fluyen en la misma dirección, esta es la configuración mas común en las plantas) o contra corriente (vapor y caldo fluyen en direcciones contrarias) (DIAS, 2008).

En el primer evaporador, la mayor cantidad de agua es evaporada por el vapor de escape del sistema de cogeneración. La corriente es condensada mientras que el

agua evaporada, denominada “vapor vegetal”, es utilizada en el siguiente evaporador como fuente de calor, resultando en un condensado de segundo efecto. El vapor vegetal es utilizado para vaporizar el caldo en el siguiente evaporador reducido la presión en cada evaporador subsecuente y consecuentemente disminuir el punto de ebullición del caldo. Esto es propiciado por la utilización de un sistema de vacío en el último efecto. Las extracciones de vapor vegetal de los efectos, denominadas sangrías, son utilizadas para atender las demandas de calor de otras partes del proceso, como cogedores y calentadores de caldo (ENSINAS, 2008).

Las temperaturas extremas para la evaporación del caldo tienen como límite superior 120-130°C, debido a la alteración del color del azúcar durante la operación, no siendo aconsejable operar el último efecto de la evaporación a una temperatura menor que 55°C, debido a la baja transferencia de calor con jarabes altamente viscosos en bajas temperaturas. REIN(2007) informa que el vapor suministrado al evaporador, es usualmente el vapor de escape que está a una presión en el rango de 180 hasta 250 kPa. La temperatura de saturación del vapor correspondiente a estas presiones son 117°C y 127°C. Una vez que el proceso de evaporación es realizado por efectos, mientras mayor el número de efectos, la presión y temperaturas en el evaporador disminuyen. Así, en el último evaporador de un sistema de múltiplo efecto, la presión se encontraría en el rango de 12 a 17 kPa. La temperatura de saturación del vapor para estas presiones es de 49°C e 57°C. En la Figura 2.3 se muestra un sistema de evaporación de 5 efectos.

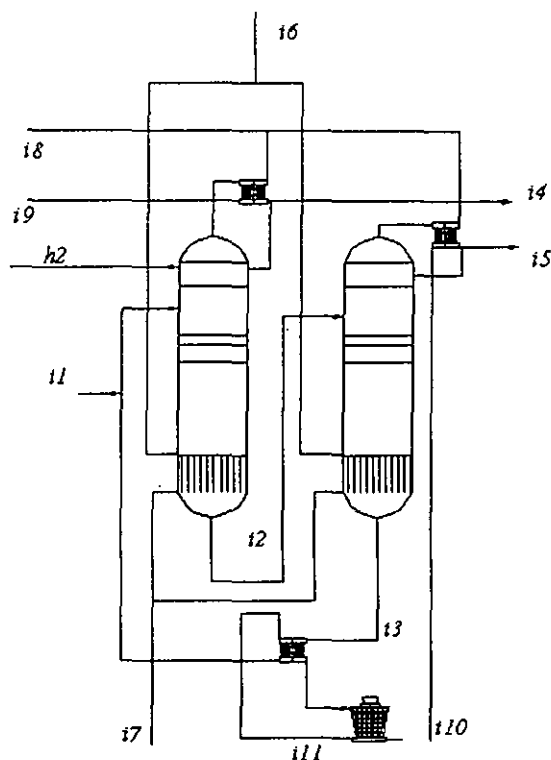
## 2.6 Deshidratación

Para su utilización para mezcla con gasolina, el etanol hidratado debe ser deshidratado de modo a alcanzar un contenido alcohólico superior a 99,3% en masa. La deshidratación del etanol no puede ser hecha por medio de destilación convencional debido a la existencia del azeotropo con concentración de etanol de 95.6% (masa) a 1 atm, por tanto métodos alternativos de separación deben ser utilizados para producir etanol anhidro.

Será utilizada para esta planta el proceso de destilación extractiva, en la cual un tercer componente es adicionado a la mezcla original azeotrópica de modo a alterar la volatilidad relativa de los componentes de la mezcla y, consecuentemente, el equilibrio líquido-vapor de los componentes originales.

En el caso de agentes de separación líquidos, el proceso completo de destilación extractiva envuelve la columna extractiva y la columna de recuperación del solvente. Dentro de los solventes utilizados para la separación del sistema etanol-agua, se destacan la glicerina y el metileno glicol (MEG).

En la planta modelada se utilizará el proceso MEG, en el cual es utilizado vapor de baja presión (2,5 bar) , para la evaporación del alcohol hidratado que es alimentado a la columna extractora, y vapor de media presión (6 bar) para la operación de las columnas extractora y de recuperación. Actualmente el proceso presenta un consumo de 0,6 a 0,7 kg de vapor/L de alcohol (DIAS, 2008). En la Figura 2.6 es presentado un esquema de proceso de destilación extractiva MEG.



h17	Etanol hidratado	i6	Vapor de escape de media presión
i1	Monoetilenoglicol	i7	Condensado de vapor de escape
i2	Monoetilenoglicol hidratado	i8	Agua de enfriamiento del condensador
i3	Monoetilenoglicol recuperado	i9	Agua de enfriamiento del condensador
i4	Etanol anhidro	i10	Agua de enfriamiento del condensador
i5	Agua recuperada	i11	Agua de enfriamiento

Figura 2.6. Esquema de los Procesos de Destilación y Deshidratación.

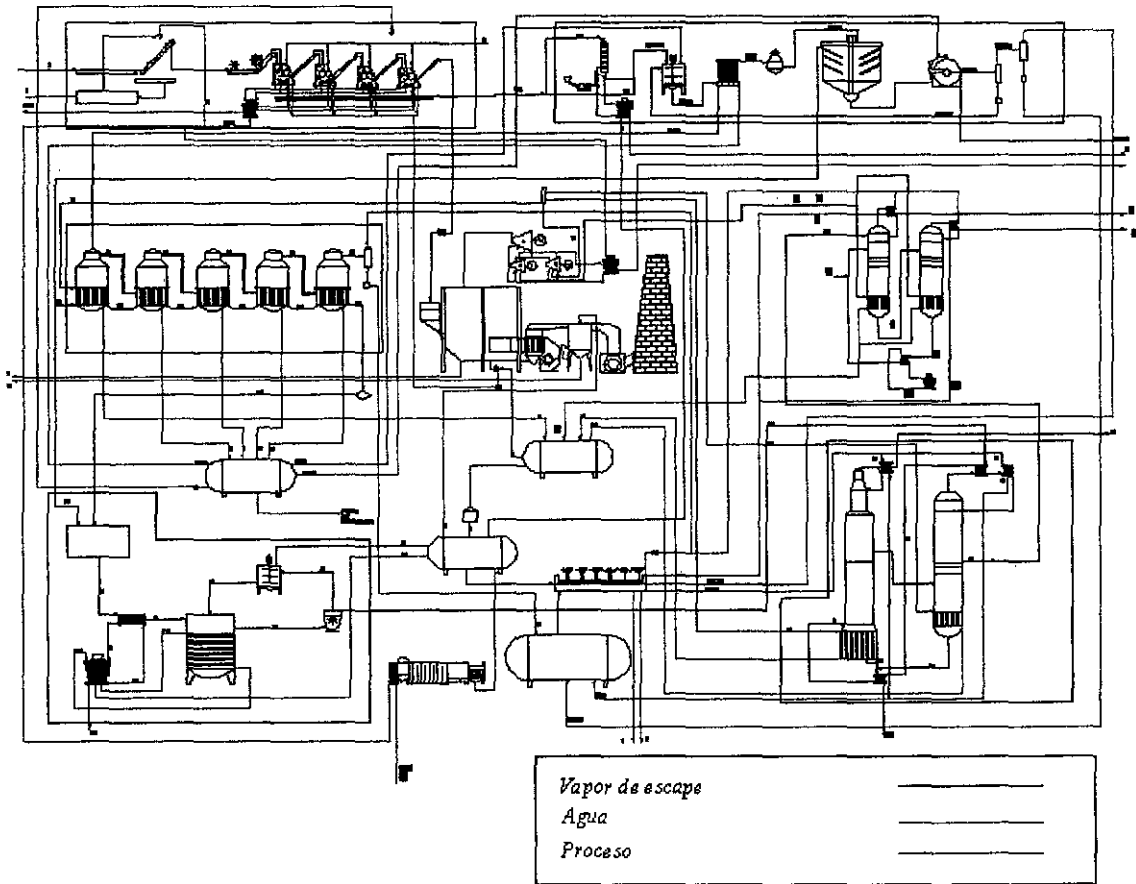
### 2.7 Consumos de vapor y energía eléctrica en los procesos

Los procesos en la producción de etanol son intensivos en el uso de energía, principalmente en demandas térmicas. En promedio, el consumo térmico de las plantas de caña de azúcar se encuentran alrededor de 330kWh/t de caña de azúcar (equivalente a 500 kg de vapor por tonelada de caña de azúcar) (CGEE, 2009).



A modo de ilustración del proceso general, la Figura 2.7 muestra la planta de etanol modelada y sus diferentes secciones.

Figura 2.7. Diagrama de Procesos de la Planta de Etanol modelada.



### **CAPÍTULO 3**

#### **SISTEMAS DE COGENERACIÓN**

La cogeneración es el término utilizado para la producción conjunta, en proceso secuencial, de energía eléctrica o mecánica y de energía térmica útil, partiendo de una misma fuente de energía primaria (LOZANO, 1998). De esta forma un sistema de cogeneración es constituido por una combinación de equipamientos convencionales dentro de la Ingeniería Energética, calderas, turbinas, intercambiadores de calor y otros), que integrados funcionalmente en un determinado ciclo, procuran obtener el mejor aprovechamiento de la fuente primaria consumida, normalmente un combustible, sea fósil, renovable o de otro tipo.

Uno de los aspectos mas importantes, inherentes a la definición, pero con mucha relación con la funcionalidad de la tecnología, es que estos sistemas son proyectados para satisfacer fundamentalmente la demanda térmica del consumidor, ya que no es viable en la mayoría de los casos comprar este tipo de energía de una empresa externa, pudiendo la potencia producía, en general potencia eléctrica, atender parte o la totalidad de las necesidades de la propia planta industrial, existiendo también la posibilidad de producción excedente de energía eléctrica para la venta, constituyéndose en más un producto de la empresa(SANCHEZ, 2003).

Siendo obtenidos dos productos de valor distinto, -calor y potencia-, utilizando una misma fuente de energía, los sistemas de cogeneración se tornan atractivos por el hecho de operar a eficiencias de primera ley mayores de las que aquellas encontradas cuando ambas formas de energía son producidas en procesos independientes. Estas ineficiencias pueden ser de la orden de 75% a 90% (Walter et al 1997).

### 3.1 Clasificación de los Sistemas de Cogeneración

El desarrollo de la cogeneración como una alternativa eficiente para el uso racional de una fuente primaria de energía ha motivado el desarrollo de distintas configuraciones tecnológicas, así como varios índices de desempeño según el caso. En tanto, el proceso secuencial de generación de electricidad y consumo de calor útil admite dos posibilidades según sea el orden de producción de las formas de energía.

El ciclo “topping” es el más frecuentemente encontrado en la práctica. En él la energía proveniente del combustible genera primero potencia eléctrica, siendo que la energía térmica resultante es la recuperada y productivamente utilizada. Es característico de estos ciclos la existencia de una maquina motriz, cuya energía residual (generalmente de tipo térmica), satisface la carga térmica del proceso.

En los llamados ciclos “bottoming”, la energía térmica residual asociada a procesos industriales que precian de alta temperatura, es empleada para la producción de energía eléctrica. En estos procesos, generalmente vinculados a industrias químicas, el residuo energético en la forma de calor puede alcanzar temperaturas muy altas que favorecen la ulterior conversión. No obstante, es muy

frecuente que este efluente energético este altamente contaminado por agentes corrosivos, lo que puede alterar significativa y negativamente el costo de las calderas de recuperación de la instalación global.

De este modo, los ciclos “topping” pueden ser utilizados en procesos que requieren temperaturas moderadas o bajas, teniendo así una gran variedad de aplicaciones, permitiendo una mayor versatilidad en el momento de escoger el equipamiento a emplear, pudiéndose utilizar, el punto de vista tecnológico, sistemas “topping” de cogeneración basados en ciclos de vapor, motores de combustión interna a pistón o incluso turbina a gas. Para sistemas “bottoming” , ciclos a vapor son la respuesta mas frecuente.

Este último aspecto ofrece la clasificación más habitual. Ella se realiza en función del tipo de motor térmico presente en el sistema, no obstante, cabe adicionar que dentro del cada grupo clasificado existe una gran variedad de sistemas alternativos que puedan ser considerados para una aplicación específica dentro de la cogeneración.

### 3.2 Cogeneración con turbinas a Vapor

El empleo de las turbinas a vapor como máquinas térmicas en la cogeneración aparece vinculado a tres configuraciones fundamentales, todas operando en ciclos a vapor. En ellas el aspecto común consiste en el aprovechamiento del contenido energético del vapor generado en la estación generadora para el accionamiento de la

turbina y consecuente generación de potencia. La condensación de una parte del vapor de escape, o de una extracción de vapor de una turbina de extracción-condensación, garantiza las necesidades de energía en forma de calor del sistema.

Las configuraciones son tres:

- Turbinas de contrapresión.
- Combinación de turbinas a vapor de contrapresión con turbinas de condensación que emplean flujo excedente.
- Turbinas de extracción-condensación dotadas de sistemas de regulación automáticos.

La Figura 3.1 presenta gráficamente un esquema del proceso trabajando en régimen de cogeneración que emplea una turbina de contrapresión. En este esquema, típico de la Industria de Caña de Azúcar, es característico que la generación de energía eléctrica sea determinada por las variaciones de la demanda de energía en forma de calor de proceso. La aplicación de esta configuración contribuye a dar un carácter estacional a eventuales excedentes de electricidad para comercialización.

A veces una misma industria precisa de vapor a distintos niveles de presión, lo que puede estar unido a la necesidad de estabilizar el suministro de energía eléctrica a las concesionarias. Para implementar este requisito, una solución adecuada puede ser la combinación de turbinas a vapor de contrapresión con turbinas de condensación, estructura que permita una mayor flexibilidad las entregas de energía

eléctrica y calor para proceso, así el costo de dos turbinas sea mayor que el costo de una, aliada al hecho de la complejidad del punto de vista operativo.

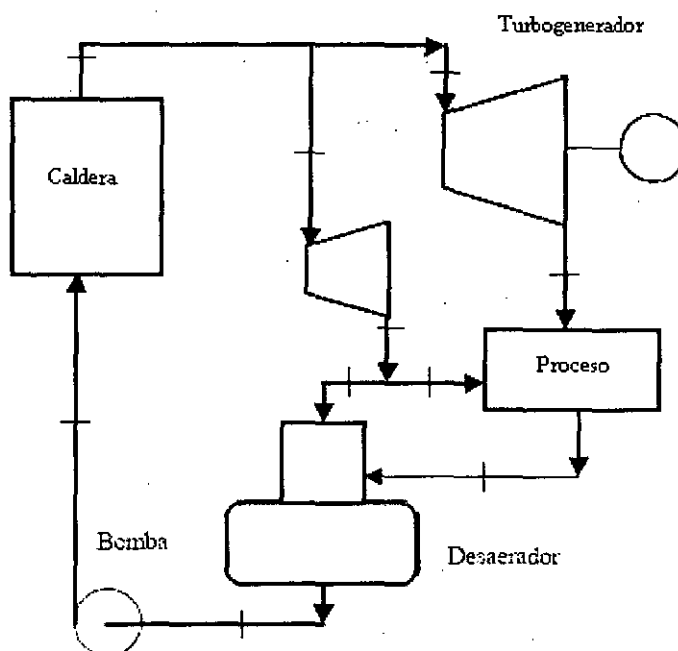


Figura 3.1. Diagrama de un sistema de cogeneración con turbina de vapor de contrapresión.

Cuando el objetivo perseguido implica adecuar la instalación para la producción y venta de electricidad excedente, Walter (1994), afirma que el uso de turbinas de extracción-condensación provistas de sistemas de regulación automático ha viabilizado la operación de la planta de cogeneración en largos periodos.

El interés en emplear la turbina de condensación con extracción regulada, se justifica por su capacidad de satisfacer una relación energía térmica/energía eléctrica, que puede variar en un amplio rango. En este caso una fracción de energía que puede ser significativa es cedida en el condensador.

Este sistema, con mayor capacidad de producción eléctrica, posee normalmente turbinas de extracción dupla, siendo la primera, en el nivel de presión en que el vapor es requerido por las turbinas de accionamiento mecánico, y la segunda, en la presión que el vapor es consumido en el proceso productivo. Comúnmente el vapor de escape de las turbinas de accionamiento mecánico se suma al flujo de segunda extracción visando satisfacer la demanda de vapor del proceso. Dentro del sector sucro-alcoholero, la adopción de tal sistema implica analizar la viabilidad de operación de tal sistema en el periodo fuera de estación de cosecha, conjuntamente con el empleo de combustibles complementares que respondan al déficit de bagazo entre los tiempos de cosecha.

La Figura 3.2 reproduce el diagrama de un sistema de cogeneración, con turbina de extracción-condensación, tomada como punto de partida en el análisis del precio mínimo de comercialización de electricidad en el sector de azúcar y alcohol con fines de venta.

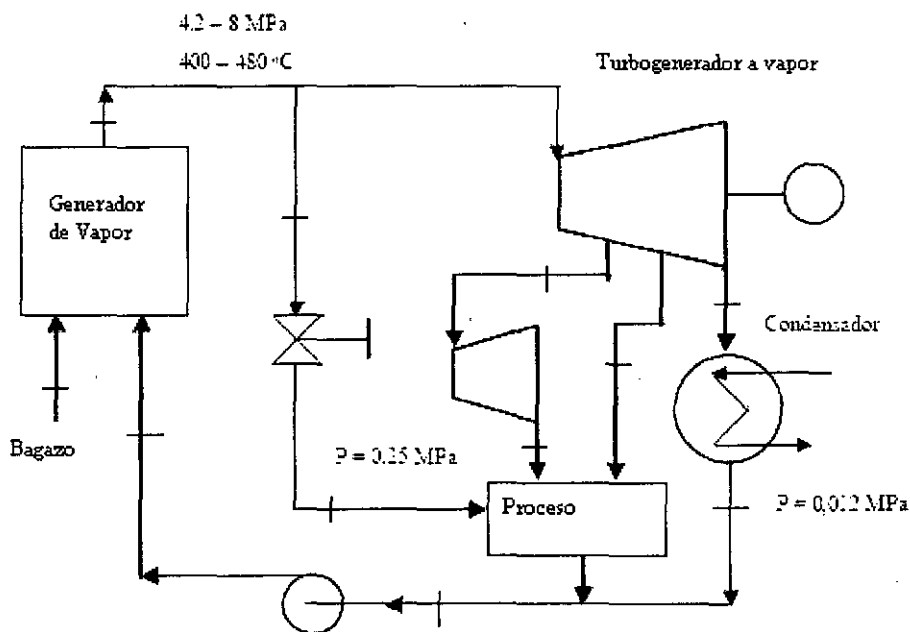


Figura 3.2. Diagrama de un sistema de cogeneración con turbina de vapor de contrapresión.

En resumen, el empleo de la cogeneración con turbinas a vapor provee a los sistemas térmicos de gran disponibilidad de equipos y configuraciones para acompañar el atendimento de las demandas térmica y eléctrica, según el caso, inclusive durante el funcionamiento a carga parcial. Este aspecto se manifiesta cuando hay la necesidad de mantener constante el número de revoluciones, siguiendo la frecuencia de la red eléctrica acoplada. Se impone destacar a rapidez de respuesta de los sistemas que generalmente tienen como variable el consumo de vapor.

### 3.3 Cogeneración con turbinas a gas

Las turbinas a gas han sido utilizadas en las áreas industrial y aeronáutica como elementos generadores de energía eléctrica y/o accionamiento mecánico, así como propulsores de aeronaves. La evolución tecnológica de sus componentes implicó una



gran contribución al incremento de su eficiencia, que, unida al hecho de la disponibilidad creciente del gas natural a precios competitivos ha favorecido la implantación de sistemas de cogeneración con turbinas a gas.

Los gases de escape cargan entre 60 y 80% de la energía primaria consumida por la turbina, y constituyen de hecho la fuente de calor fundamental en estos sistemas. Así, las temperaturas relativamente altas (400-600°C), el elevado contenido de oxígeno en los gases de salida (13-18 %) resultante del exceso de aire utilizado en la combustión y los bajos contenidos de gases contaminantes con el empleo del gas natural como combustible, constituyen el punto de partida de algunas modificaciones hechas al ciclo padrón, con el objetivo de incrementar los valores de eficiencia térmica.

En ese sentido, los esfuerzos han sido dirigidos al aprovechamiento del potencial energético de los gases de escape de la turbina, siendo una de las primeras modificaciones estudiadas y evaluadas, el Ciclo de Turbina a Gas con Regenerador, que aprovecha la energía de los gases en la salida de expansión para el calentamiento del aire antes de la cámara de combustión.

Debido a los altos índices de desempeño obtenido partiendo del citado aprovechamiento del potencial energético de los gases de salida, merecen destaque el Ciclo con Inyección de Vapor.

### 3.4 Ciclo de Turbina a Gas con Inyección de Vapor

La inyección de vapor en una turbina a gas ha adquirido mucha divulgación en los últimos años. Este efecto envuelve la combinación del ciclo padrón con la inyección de vapor generado en una caldera recuperadora, esta configuración es conocida como el ciclo Cheng, en honor al investigador de este nombre, quien partiendo de los parámetros mas significativos del ciclo hizo aportes para la optimización de su eficiencia.

La energía de los gases de salida de la turbina es recuperada en una caldera de recuperación produciendo vapor que puede ser utilizado en un proceso, pudiendo ser parte de él inyectado en la cámara de combustión de la turbina a gas. La capacidad de producción de vapor podría ser aumentada colocando un quemador de pos-combustión adicional, lo que permite la posibilidad de alterar la producción de electricidad y vapor, lo que dota al sistema de una gran flexibilidad operacional.

El vapor es inyectado en las zonas de la cámara de combustión donde facilita las condiciones para crear una mezcla apropiada, para obtener un efecto más apreciable en la reducción de las emisiones de NOx. La Figura 3.3, presenta el diagrama operacional del ciclo.

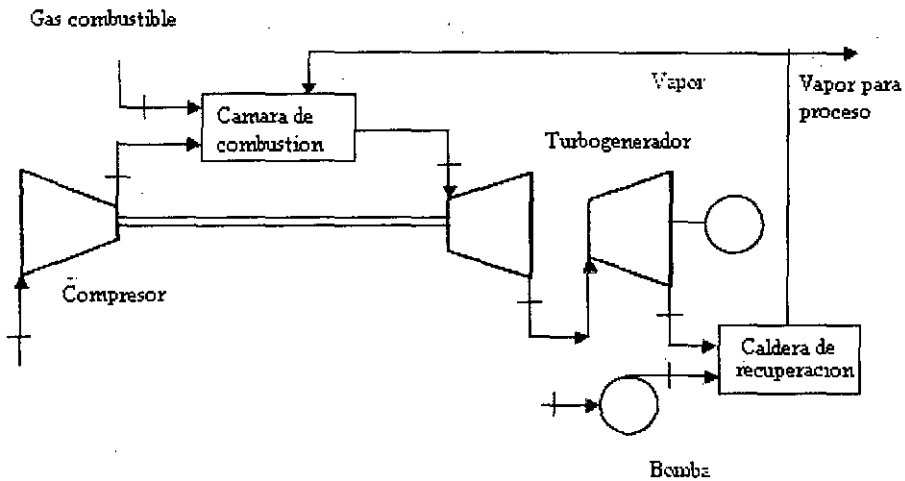


Figura 3.3. Diagrama de una turbina a gas con inyección de vapor

Las desventajas fundamentales de este ciclo fundamentalmente son la necesidad de una planta de tratamiento de agua, para el suministro continuo de agua tratada, con el respectivo costo, siendo esta agua lanzada fuera con los gases de escape, y en la adición de un equipo adicional de intercambio de calor, la caldera recuperadora.

### 3.5 Ciclos Combinados

El termino ciclo combinado ha sido reservado para la instalación cuya esencia de funcionamiento consiste en aprovechar la energía de los gases de salida de la turbina a gas para generar vapor bajo presión en la caldera de recuperación de calor, y posteriormente obtener mas potencia eléctrica en una turbina a vapor, constituyéndose así en una combinación del ciclo a gas con el ciclo a vapor.

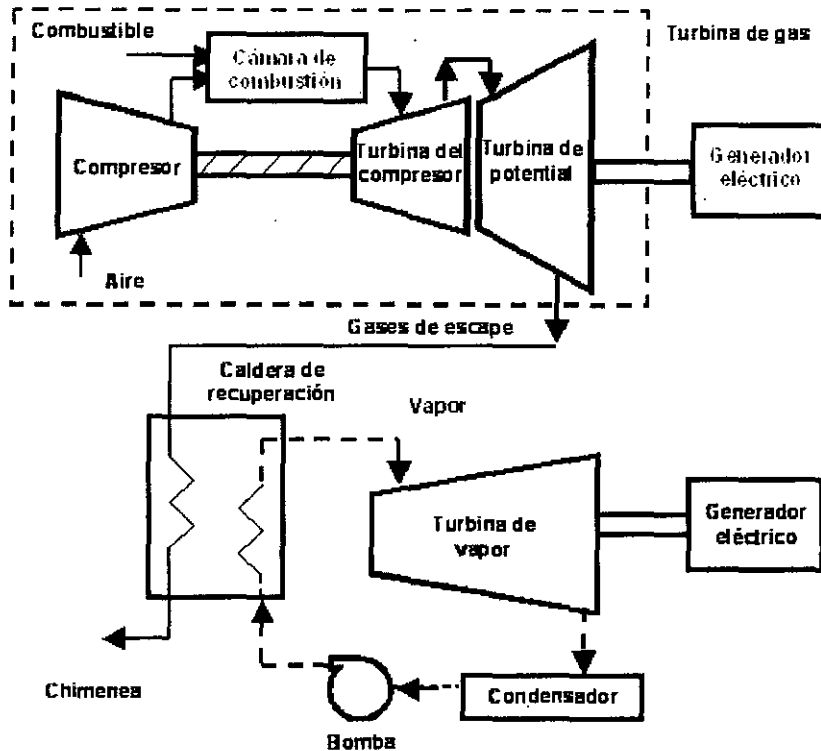


Figura 3.4. Diagrama de un ciclo combinado

En la Figura 3.4 se observa que la combinación de ambos ciclos es debido a la caldera de recuperación, encargada de la generación de vapor, siendo este equipo formado por una o más superficies de intercambio de calor, a través de las cuales la energía de los gases es recuperada y transferida al agua. Los gases de salida, con alto contenido de oxígeno pueden ser empleados como carburantes en quemadores de post-combustión en la caldera de recuperación. Así, es posible alcanzar temperaturas de gases próximas a  $1500^{\circ}\text{C}$ , llegando a cantidades de vapor generado, que pueden ser hasta 6 veces superiores a la obtenida en una unidad sin quema. Cuando el caso tratado es sin quema adicional, la concepción de la caldera de recuperación es generalmente más simple. Los parámetros de vapor generado son funciones directas del flujo y temperatura de los gases en la salida de la turbina a gas.

A pesar de las limitaciones relacionadas con la máxima temperatura del ciclo, la necesidad de enfriamiento de paletas y la sensibilidad a la temperatura ambiente y altitud, considerando su desempeño, compiten con los ciclos a vapor, presentando índices favorables en lo que respecta al tiempo de montaje, eficiencia de primera ley, que para el caso del ciclo combinado para la generación de potencia alcanza valores de hasta 57%, valor superior a 43% de la central a vapor (FUPAI, 2000). La Tabla 3.1 muestra una comparación de costo específico (US\$/kW) con la potencia nominal por unidad (MW).

Tabla 3.1. Índices de desempeño comparativos entre las turbinas a gas de grande porte y las turbinas a vapor (FUPAI, 2000).

Parámetro	Central a vapor	Ciclo Combinado	Turbina a gas
Potencia nominal (MW)/unidad	20-1200	20-1000	20-400
Costo Específico (US\$/kW)	600-1400	400-1300	300-350

### 3.6 Cogeneración con motores de combustión interna

La aplicación de los motores de combustión interna en la cogeneración resulta de gran utilidad práctica en las pequeñas industrias, donde prevalece n las necesidades de energía eléctrica, y agua caliente o vapor a baja presión.

La energía química del combustible se libera a través de las reacciones químicas de la combustión, siendo aprovechada, hasta 40% en la forma de trabajo mecánico (Lozano,1998). Entre las formas de calor recuperable se destacan, tanto las que provienen del sistema de enfriamiento del motor, que en la opinión del propio que pueden alcanzar hasta 20% de la energía del combustible, como la fracción de la

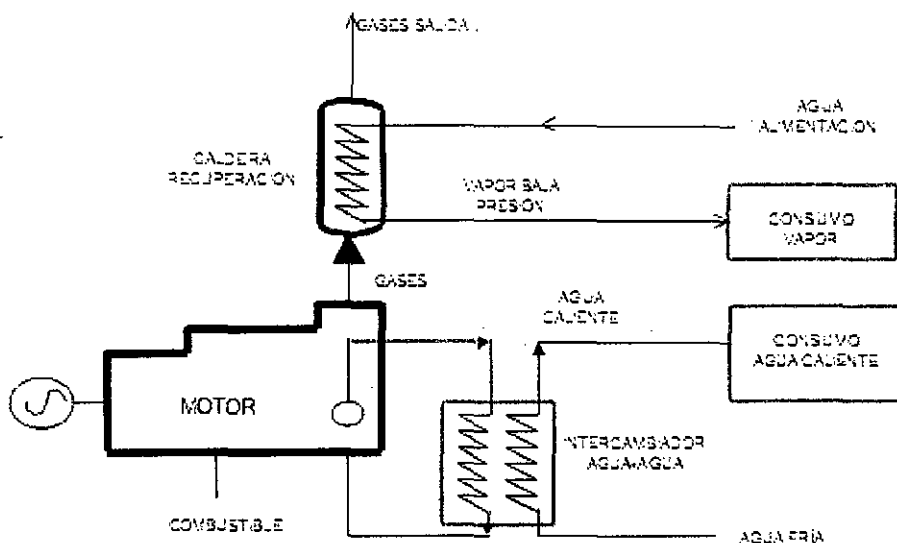


Figura 3.5. Diagrama de un sistema de cogeneración utilizando un motor de combustión interna.

### 3.7 Cogeneración en la Industria Sucro-Alcoholera

El sistema de cogeneración, que es responsable por la generación de energía eléctrica y térmica para el proceso, es compuesto por un esquema de ciclo a vapor tradicional en las plantas con caldera, turbina a vapor y generador eléctrico.

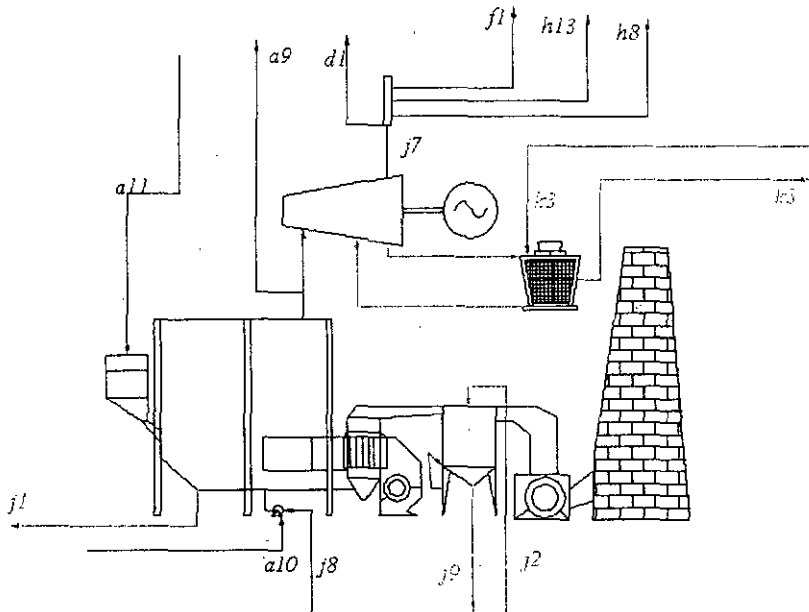
El bagazo generado en el sistema de extracción es enviado para la planta de utilidades, donde es quemado en las calderas, siendo 5% almacenado como reserva técnica para partidas del sistema.

Según PELLEGRINI (2009), los sistemas de cogeneración utilizados en la mayoría de las plantas en Brasil son basados en calderas de generación de vapor a 21 bar y turbinas de contrapresión (escape a 2,5 bar). Aproximadamente 50% del vapor

necesario en el proceso es expandido en las turbinas de accionamiento de las molindas, cuya eficiencia isoentropica es inferior a 60% (consumo específico entre 14-16 kg/kWh).

No obstante, algunas plantas generan vapor con parámetros más elevados (42-66 bar), generando un excedente de electricidad, comercializándolo en el mercado libre o en el mercado regulado. En estos casos, para una mejor eficiencia del ciclo, son utilizadas turbinas de condensación además de las turbinas de contrapresión o turbinas de condensación con extracción, y cuando estas son utilizadas, la cantidad excedente de vapor (exceso en relación al consumo por el proceso) es enviada para el condensador, donde es utilizada agua de enfriamiento en grandes cantidades (PELLEGRINI 2009).

En la Figura 3.6 se muestra la caldera, el sistema de lavado de gases de la caldera y la chimenea, el vapor de alta presión saliendo de la caldera es utilizado en una turbina de contrapresión, siendo el vapor de baja utilizado para alimentar las demandas térmicas de la planta.



a9	Vapor de alimentación de las turbinas de accionamiento	j1	Purgas de la Caldera
a10	Condensado de vapor de alimentación de las turbinas de accionamiento	j2	Reposición de agua del lavador de gases de la caldera
a11	Bagazo	j7	Vapor de escape
d1	Vapor de escape	j8	Agua de reposición de la Caldera
f1	Vapor de calentamiento	j9	Perdidas de agua del lavador de gases de la caldera
h8	Vapor de calentamiento del refervedor	k3	Reposición de agua de la torre de enfriamiento
h13	Vapor de calentamiento del refervedor		

Figura 3.6. Esquema del sistema de Cogeneración para una planta de azúcar y/o alcohol.

Los gases de combustión de las calderas a bagazo son caracterizados básicamente por dos contaminantes: el NO<sub>x</sub> y el material particulado (MP).

Considerando las plantas térmicas quemando combustibles sólidos para la comunidad Europea, Austria y Japón, las emisiones padrón de NO<sub>x</sub> son de 650, 200



y 411 mg/m<sup>3</sup>, respectivamente, y en la India, este padrón es de 115 mg/m<sup>3</sup> (DANTAS, 2010).

En Brasil, esa especificación es dada por el Consejo Nacional de Medio Ambiente (CONAMA), que por la resolución N° 382 publicada el 26 de diciembre de 2006 estableció los límites de emisiones para contaminantes atmosféricos provenientes de los procesos de generación de calor a partir de la combustión externa de bagazo de caña de azúcar. Estos números están representados en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Límites de emisión fijados en la legislación brasilera para la quema de bagazo de caña de azúcar.

Potencia térmica nominal (MW)	MP	NOx(como NO <sub>2</sub> )
Menor que 10	280	No aplicable
Entre 10 y 75	230	350
Mayor que 75	200	350

\*Los resultados deben ser expresados en la unidad de concentración mg/Nm<sup>3</sup>, en base seca y 8% de exceso de oxígeno.

N.A.- no aplicable.

En el Perú, según la Ley N° 28611, el responsable de determinar los Límites Máximos Permisibles (LMP) tanto de emisiones como de efluentes es la Autoridad Ambiental, siendo ésta el Ministerio del Medio Ambiente. No obstante, no se cuenta todavía con una legislación nacional de LMP para la Industria de Azúcar y Alcohol, estando según el “Reporte de Avance en la Elaboración de los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) y Límites Máximos Permisibles (LMP) a Julio de 2010” en estado de “Formulación de Propuesta”.

de equipamiento térmico auxiliar, ni venta de excedentes térmicos. La energía eléctrica es más fácilmente comerciable por la red eléctrica, aunque las tarifas y condiciones de venta no sean siempre favorables para las entidades cogeneradoras. Si la decisión recae sobre un combustible comercial, pueden ser contempladas otras opciones determinadas por la disponibilidad, potencias requeridas, entre otros aspectos.

En la caracterización de los índices de desempeño, varios son los indicadores, siendo práctica común evaluar la eficiencia de los sistemas de cogeneración a través de la llamada eficiencia de primera ley o factor de utilización de energía, designado como FUE. Este parámetro considera la equivalencia del calor y el trabajo como productos, como se puede ver en la Ecuación (4.1):

$$\text{FUE} = \frac{W - Q_F}{E_f} \quad (4.1)$$

Debe ser llevado en cuenta que este y otros índices evalúan la contabilidad de energía, lo que significa que un posible alto valor del factor de utilización de energía, puede estar asociado a un pequeño valor de potencia eléctrica producida en comparación al calor para proceso, lo que significa que el factor FUE puede en algunos casos no ser considerado, o suministrar información incompleta bajo el sistema evaluado.

Si la potencia eléctrica y/o mecánica ( $W$ ), y el calor para proceso ( $Q_p$ ), fueran producidos separadamente en plantas convencionales la energía suministrada puede ser calculada según:

$$E_{f,s} = \frac{W}{\eta_{TH}} + \frac{Q_p}{\eta_{GV}} \quad (4.2)$$

En la ecuación anterior, los términos  $\eta_{TH}$  y  $\eta_{GV}$ , se refieren a la eficiencia térmica de una planta de potencia y de una caldera respectivamente. Entretanto, si  $E_{f,s}$  es la energía consumida en la producción de potencia eléctrica y mecánica ( $W$ ), y calor para proceso ( $Q_p$ ), en un sistema de cogeneración, la relación  $E_f / E_{f,s}$  es conocida como la economía de energía del combustible, indicado por la sigla ESI en ingles, (Energy Saving Index), referenciado también como índice de ahorro de energía. De forma general se puede definir este índice como:

$$ESI = \frac{E_f}{\frac{W}{\eta_{TH}} + \frac{Q_p}{\eta_{GV}}} \quad (4.3)$$

Según la ecuación (4.3), el índice de economía de energía del combustible debe ser inferior a 1. Así cuanto menor sea este índice, mejor será el desempeño del sistema. Así, la cantidad de energía a economizar debida a la cogeneración es dada por la diferencia entre  $E_{f,s}$  y  $E_f$  siendo expresa esta diferencia en relación a  $E_{f,s}$ , relación definida en la Ecuación 4.4:

$$\text{RPEC} = 1 - \text{ESI} \quad (4.4)$$

Se puede observar que los mejores índices de desempeño suceden para altos valores de RPEC, o sea, pequeños valores de ESI.

Otro de los índices de interés es la Eficiencia en la Generación de Potencia ( $\eta_w$ ) expresa a través de la siguiente ecuación:

$$\eta_w = \frac{W}{E_f - \frac{Q_p}{\eta_{GV}}} \quad (4.5)$$

La Ecuación anterior pretende calcular separadamente la eficiencia de la generación de potencia eléctrica, descontando en el insumo de energía aquella utilizada para fines puramente de calentamiento.

Siendo conocido que  $E_f$  construye la energía del combustibles empleada en el sistema de cogeneración con la ayuda de la ecuación 3.1, es posible vincular la Ecuación (4.1) con la ecuación 4.5 llegando así al siguiente resultado:

$$\eta_w = \text{FUE} \left[ \frac{W}{W - Q_p - \frac{Q_p}{\eta_{GV}}} \right] \quad (4.6)$$

El FUE se aproxima al valor de  $D_{GV}$  cuando es producida poca potencia eléctrica comparada con  $Q_p$ , se ve luego en (4.6) que  $D_w$  se aproxima al valor del FUE para ese caso. O sea,  $D_w$  va a ser muy alto si el FUE es muy alto, resultando en una leve posibilidad de ahorro de energía. Por lo tanto, por sí solo,  $D_w$  ofrece poca información sobre la efectividad del sistema de cogeneración

Según HUANG (1996) la efectividad del costo de un sistema de cogeneración esta directamente relacionada con la cantidad de potencia eléctrica que esta pueda producir para una cantidad de calor al proceso. Es por eso que un factor importante en un sistema de cogeneración es la razón potencia/calor.

$$R_{PH} = \frac{W}{Q_p} \quad (4.7)$$

Todavía cuando se considere un valor relativamente alto de  $R_{PH}$  indica altos valores de energía eléctrica producida, debe considerarse que cuando  $R_{PH}$  es muy grande, el FUE va a disminuir, siendo que la producción de excedente de energía eléctrica estaría justificada por la venta a precios favorables. En los términos de razón potencia/calor el factor de utilización de la energía se puede expresarse a través de :

$$FUE = \frac{1 + \frac{1}{R_{PH}} (W)}{E_f} \quad (4.8)$$

El índice Combustible destinado a la producción de potencia (FCP) es definido como la razón de combustible para producir potencia en relación a la potencia producida, (eléctrica y mecánica), calculada como sigue:

$$FCP = \frac{(E_f - \frac{Q_p}{\eta_{GV}})}{W} \quad (4.9)$$

Quedando por tanto la siguiente relación:

$$\eta_w = \frac{1}{FCP} \quad (4.10)$$

Estos índices tienen valores característicos según el proyecto del sistema de cogeneración, mas en general, se trata de eficiencias energéticas que relacionan los flujos de energía de acuerdo con el concepto de producto/ insumo.

En todos los casos de interés el cálculo de la eficiencia de primera ley para cada uno de los equipos del sistema, tales como turbogeneradores, turbomoliendas, turbobomas, y generadores de vapor, entre otros. Para el caso de las turbinas en las turbomoliendas, turbobomas, picadores y desfibrador, la eficiencia energética (de primera ley), es calculada como muestra la ecuación:

$$\eta^I = \frac{W_{mec}}{\Delta H_{H_2O}} \quad (4.11)$$

En las turbinas de generación eléctrica, es considerada la potencia eléctrica en lugar de la mecánica.

El concepto de eficiencia térmica asociado a un generador de vapor relaciona la energía térmica adquirida por el vapor de agua debido a la combustión de un combustible con la energía cedida por el combustible durante la combustión en base al poder calorífico inferior. Una definición genérica de este índice se puede expresar según la Ecuación:

$$\zeta = \frac{E_{us}}{E_f} \quad (4.12)$$

#### 4.2 Configuraciones a analizar para el sistema de Cogeneración a Bagazo

Para realizar el análisis por primera ley, se propondrán 3 estrategias de cogeneración con sus respectivas configuraciones. El bagazo seco presenta un poder calorífico superior (PCS) de 19268 kJ/kg. Debido a la humedad, el valor calorífico líquido inferior (PCI) a 50% (b.u.) es apenas de 7563 kJ/kg (Sosa,2008), este ultimo valor será considerado para todos los casos, además se considerará 5% del bagazo producido para reserva.

#### 4.2.1 Caso I

El sistemas de cogeneración está diseñado bajo el concepto de suministro de demandas térmicas de la planta utilizando un costo bajo de inversión en equipos , en este parte del bagazo es quemado en una caldera que produce vapor de 22 bar de presión el cual alimenta a las turbinas de la sección de molienda saliendo de estas turbinas vapor a 2,5 bar para alimentar las demandas térmicas de vapor de baja presión. Parte del vapor producido a 22 bar es enviado a una turbina de contrapresión con extracción, siendo la extracción a 6 bar para suministrar las demandas de las secciones de destilería y deshidratación, la salida de la turbina de contrapresión es a 2,5 bar para alimentar las demandas térmicas de baja presión. La Tabla 4.1 muestra las Eficiencias de los equipos.

Tabla 4.1. Eficiencia de equipos del sistema de Cogeneración Caso I.

Equipo	$\eta$ (%)
Caldera de Bagazo (PCI)	75
Turbina 1	45
Turbina 2	70
Bomba A	55
Bomba B	55

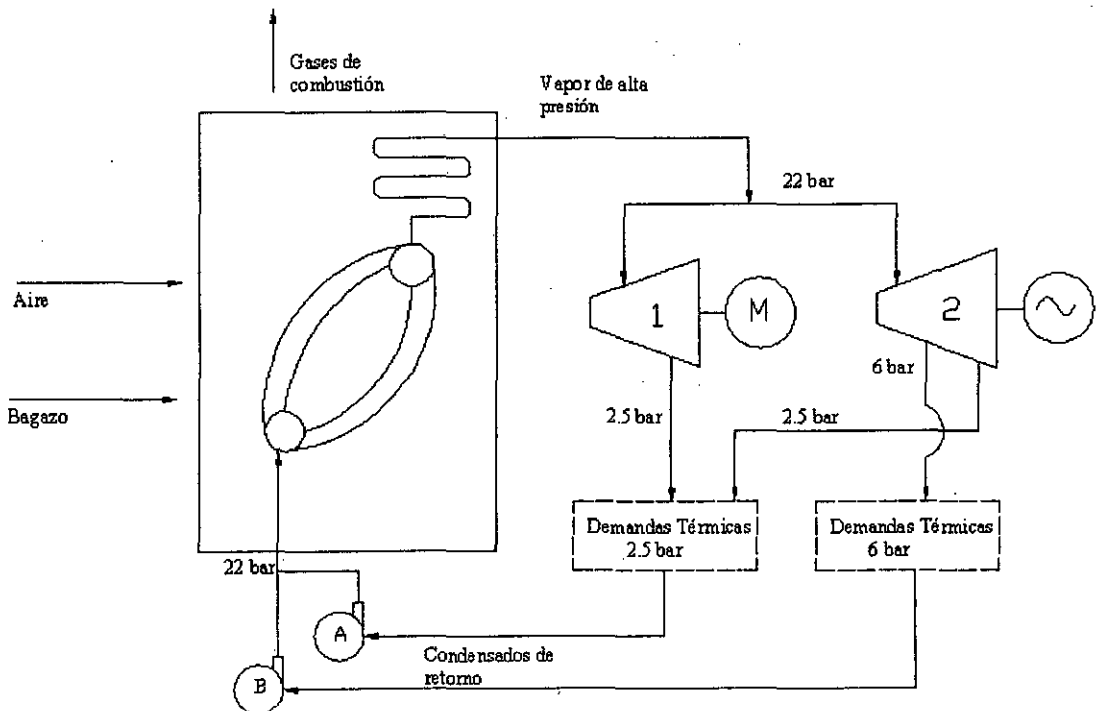
Utilizando balances de masa y energéticos se obtienen los parámetros de las corrientes del sistema de cogeneración Caso I como muestra la Tabla 4.2. La Figura 4.1 muestra un esquema del sistema de cogeneración utilizado.



Tabla 4.2. Parámetros Termodinámicos de las corrientes Caso I.

Corriente	P (bar)	T (°C)	m (kg/s)	h (kJ/kg)	E (kW)
Bagazo			14,4		207792
Aire			77,9		
Gases			92,3		
Agua Entrada Caldera	22	141,4	64,4	596	38396
Agua Entrada Bomba A	2,375	125,7	33,3	528	17605
Agua Salida Bomba A	22	126,3	33,3	532	17732
Potencia Bomba A					228
Agua Entrada Bomba B	5,7	156,4	4,4	662	2913
Agua Salida Bomba B	22	157,4	4,4	665	2927
Potencia Bomba B					14
Vapor de alta presión	22	300	64,4	3017	194265
Vapor salida Turbina 1	2,5	177,4	33,3	2821	94024
Potencia Mecánica Turbina 1					6477
Vapor MP salida Turbina 2	6	187,2	4,4	2821	12381
Vapor BP salida Turbina 2	2,5	127,4	26,7	2706	72169
Potencia Eléctrica Turbina 2					9154

Figura 4.1. Esquema de Sistema de Cogeneración Caso I.



#### 4.2.2 Caso II

El sistema de cogeneración está diseñado bajo el concepto utilización de todo el bagazo disponible con una inversión alta en equipos, suministrando las demandas térmicas de la planta y vendiendo los excedentes de electricidades producidos a la red. En este sistema todo el bagazo generado en la etapa de molienda (con excepción del 5% de reserva) es quemado en una caldera que produce vapor a 67 bar, este vapor pasa por una turbina de contrapresión con extracción: el vapor en la salida de baja presión sale a 2,5 bar para suministrar las demandas térmicas de la planta, y la extracción de 22 bar es para alimentar las turbinas de la etapa de molienda saliendo a 2,5 bar para también atender las demandas térmicas.

Parte del vapor producido de alta presión en la caldera es utilizado en una turbina de condensación con extracción: con salida de baja en mezcla de vapor-liquido a 0,11 bar, el cual es enfriado en un condensador con circuito de torres de enfriamiento, y extracción a media presión 6 bar para atender las demandas térmicas de la destilería y deshidratación. La Tabla 4.3 muestra las Eficiencias de los equipos.

Tabla 4.3. Eficiencia de equipos del sistema de Cogeneración Caso I.

Equipo	$\eta$ (%)
Caldera de Bagazo (PCI)	85
Turbina 1	80
Turbina 2	45
Turbina 3	80
Bomba A	60
Bomba B	60
Bomba C	60

Tabla 4.4. Parámetros Termodinámicos de las corrientes Caso II.

Corriente	P (bar)	T (°C)	m (kg/s)	h (kJ/kg)	E (kW)
Bagazo			34,3		494064
Aire			185,3		
Gases			219,6		
Agua Entrada Caldera	67	86	172,2	365	62890
Agua Entrada Bomba A	2,38	126	60,0	528	31692
Agua Salida Bomba A	67	126	60,0	535	32106
Potencia Bomba A					688
Agua Entrada Bomba B	5,7	157	4,4	662	2906
Agua Salida Bomba B	67	159	4,4	673	2955
Potencia Bomba B					49
Agua entrada Bomba D	0,10	47	74,4	195	14538
Agua Salida Bomba D	67	48	74,4	207	15379
Potencia Bomba D					838
Vapor de alta presión	67	490	172,2	3390	583622
Vapor MP salida Turbina 1	22	348	33,3	3127	104223
Vapor BP Salida Turbina 1	2,5	143	26,7	2749	73316
Potencia Generada Turbina 1					25838
Vapor Salida Turbina 2	2,5	224	33,3	2915	97157
Potencia Generada Turbina 2					7086
Vapor MP salida Turbina 3	6	221	4,4	2894	12702
Vapor BP Salida Turbina 3	0,11	48	74,4	2377	176944
Potencia Generada Turbina 3					77594
Agua de Entrada de Enfriamiento	6	28	3236,0	117	377415
Agua de Salida de Enfriamiento	6	40	3236,0	168	543324
Potencia Bomba Torres Enfriamiento					3175

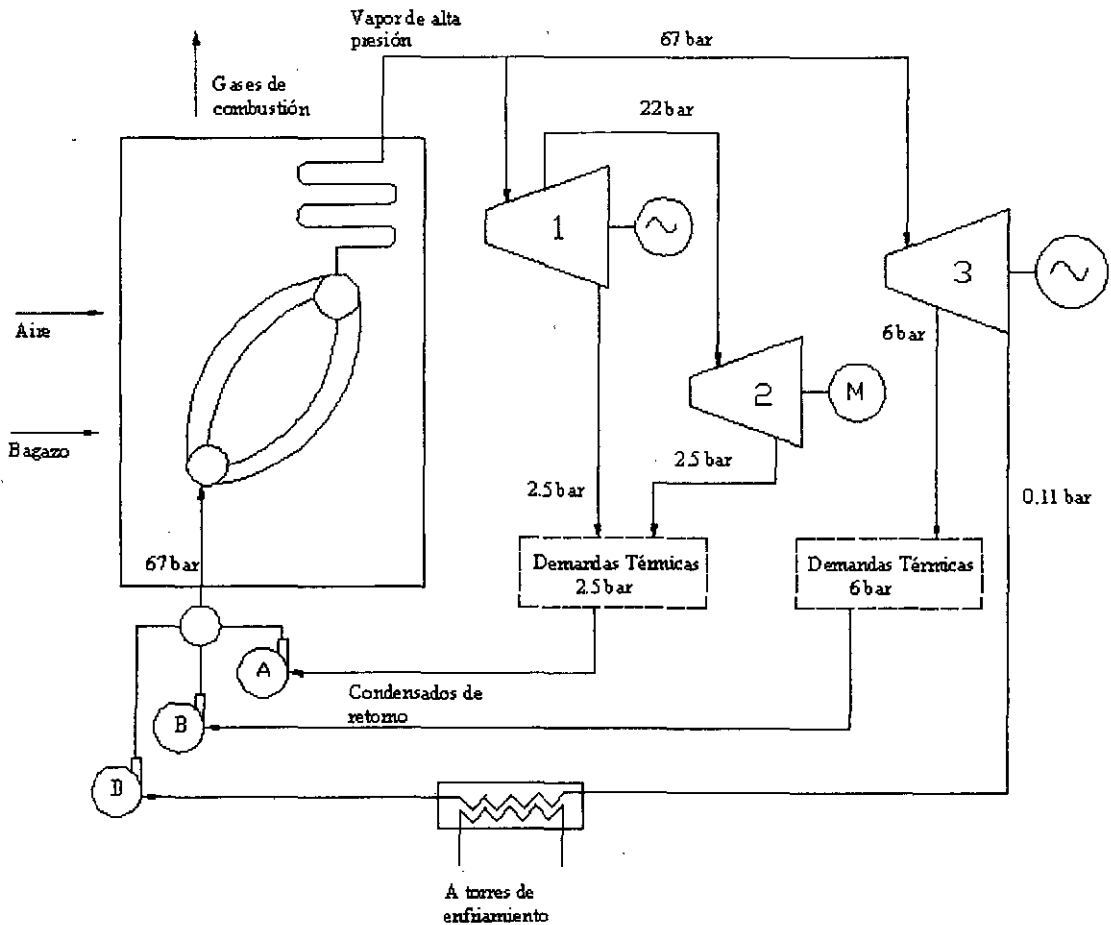


Figura 4.2. Esquema Sistema de Cogeneración Caso II.

#### 4.2.3 Caso III

Este sistema de cogeneración está diseñado bajo el concepto de máxima producción de electricidad para venta externa, dentro de este concepto a efectos de mejorar el aprovechamiento de energía, se realiza un cambio en las turbinas de la molinera por motores eléctricos, éstos con un consumo de 18 kWh/tc (Seabra, 2008).

Al igual que en el Caso II, todo el bagazo disponible es quemado en una caldera de alta presión, esta produce vapor a 90 bar, el cual pasa por una turbina de contrapresión con extracción para alimentar todas las demandas térmicas: el vapor en

Tabla 4.6. Parámetros Termodinámicos de las corrientes Caso III.

Corriente	P (bar)	T (°C)	m (kg/s)	h (kJ/kg)	E (kW)
Bagazo			34,3		494064
Aire			185,3		
Gases			219,6		
Agua Entrada Caldera	90	87	138,5	369	51167
Agua Entrada Bomba A	2,38	126	60,0	528	31692
Agua Salida Bomba A	90	128	60,0	544	32622
Potencia Bomba A					932
Agua Entrada Bomba B	5,7	157	4,3	662	2868
Agua Salida Bomba B	90	159	4,3	677	2935
Potencia Bomba B					67
Agua entrada Bomba D	0,10	47	74,2	195	14487
Agua Salida Bomba D	90	49	74,2	210	15607
Potencia Bomba D					1121
Vapor de alta presión	90	520	138,5	3437	476069
Vapor MP salida Turbina 1	6	214	4,3	2879	12466
Vapor BP Salida Turbina 1	2,5	139	60,0	2741	164460
Potencia Generada Turbina 1					44135
Vapor Salida Turbina 2	0,11	48	74,2	2399	177958
Potencia Generada Turbina 2					76939
Agua de Entrada de Enfriamiento	6	28	3258,0	117	379981
Agua de Salida de Enfriamiento	6	40	3258,0	168	547018
Potencia Bomba Torres Enfriamiento					3175

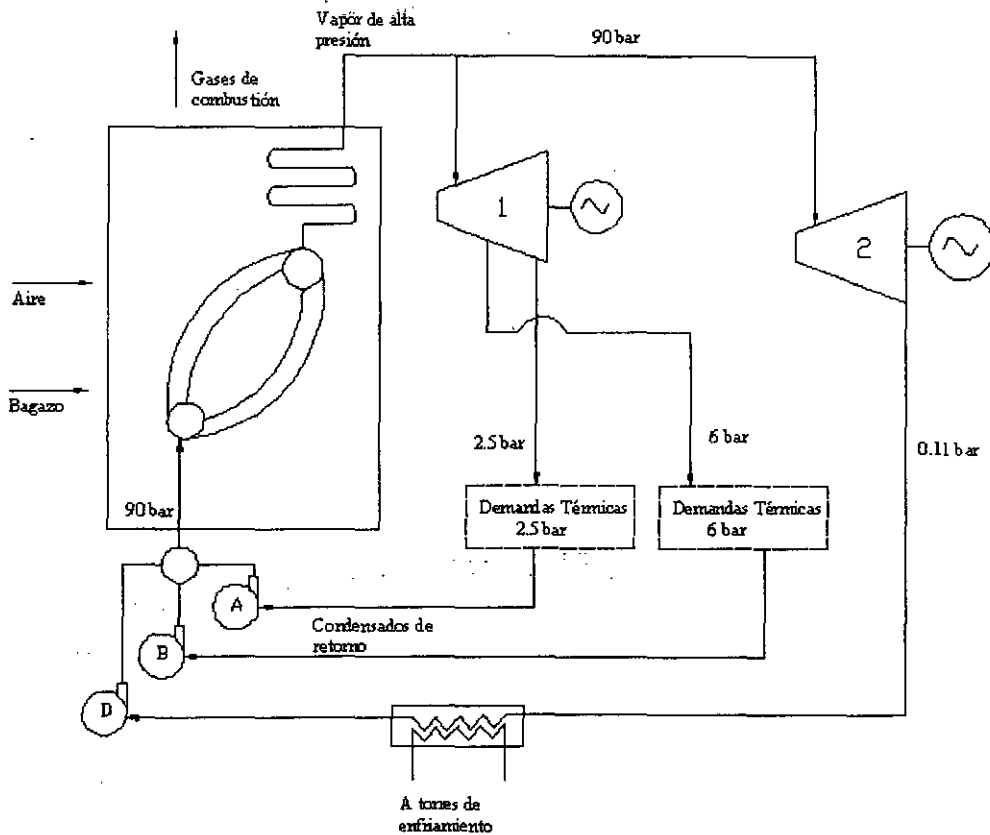


Figura 4.3. Esquema Sistema de Cogeneración Caso III.

Tabla 4.7. Resultados de la Análisis Energética de los tres casos analizados.

Parámetro	CASO I	CASO II	CASO III
Bagazo utilizado (kg/s)	14,4	34,3	34,3
Energía combustible (kW)	207792	494064	494064
Demanda eléctrica planta (kW)	4200	4200	13200
Demanda eléctrica cogeneración (kW)	250	4896	5457
Demanda eléctrica total (kW)	4450	9096	18657
Demanda Mecánica planta (kW)*	6750	6750	0
Energía Térmica Suministrada (kW)	144500	144500	144500
Electricidad Producida (kW)*	8881	100350	117466
Energía Producida Neta Cogeneración (kW)	<b>8631</b>	<b>95454</b>	<b>112009</b>
FUE	0,07	0,21	0,23
$E_{f,s}$	223040	522428	556237
ESI	0,93	0,95	0,89
RPEC	0,07	0,05	0,11
$D_w$	0,41	0,32	0,35
$R_{PH}$	0,11	0,71	0,78
FCP	2,46	3,17	2,89

\*Valores corregidos por eficiencias del eje (0,99) y generador/reductor (0,98)

Para el cálculo de  $E_{f,s}$  en la planta de producción alternativa de electricidad que utiliza bagazo, en ese sentido esta planta alternativa constaría de una caldera de 90 bar y una turbina de condensación con salida a 0,11, realizando los cálculos la eficiencia de esta planta sería de 29%.

Como puede observarse en la Tabla 4.7, en términos de mejor uso de los recursos energéticos el Caso III es la mejor opción siguiendo muy cercano el Caso II. El alto índice de  $D_w$  para el Caso I es explicado no por la alta producción de energía eléctrica y mecánica mas por bajos valores de  $E_f$  cuando comparado con el Caso II y III.

En términos de producción de energía eléctrica, el Caso III se destaca por aproximadamente 17 MW adicionales comparados al Caso II, incorporando el consumo adicional de energía eléctrica de los motores eléctricos utilizados en la etapa de molienda esta diferencia se reduce a 8 MW. El hecho de producir mayor energía eléctrica en el Caso III es explicado por el uso de una caldera de mayor presión que permite que el ciclo de potencia tenga mayores rendimientos.

A partir de estos resultados se puede afirmar que existe un gran potencial para generar energía que sería perdido si no fuese explotado como en el Caso I, en ese sentido las fábricas de etanol y de azúcar deberían aprovechar este potencial como una fuente lucros adicionales vendiendo su energía a la red. Por su parte, el gobierno debería apoyar con subsidios técnicos y una legislación que incentive el aprovechamiento de estos recursos.

### 4.3 Análisis Exergético

Mientras que la primera ley de la termodinámica establece la conversión de energía en cualquier transformación, la segunda ley la complementa estableciendo condiciones para que las transformaciones termodinámicas puedan ocurrir, mostrando la diferencia en la calidad entre las varias formas de energía.

El concepto de exergía tiene sus orígenes en la formulación propuesta por Gouy Stodola que muestra que el máximo potencial de un sistema a realizar trabajo es función de su energía interna y de las condiciones del medio ambiente (presión, temperatura y composición).

La cuantificación de la exergía puede ser introducida a partir del concepto de trabajo reversible, así como se puede mostrar que el balance de exergía puede ser escrito como una combinación lineal del balance de energía con el balance de entropía. Esa demostración será hecha a seguir para un caso simple de procesos ocurriendo en un volumen de control (Figura 4.4), con una entrada y una salida, en régimen permanente, despreciándose los términos de energía cinética y potencial, así como eventuales efectos eléctricos y magnéticos.



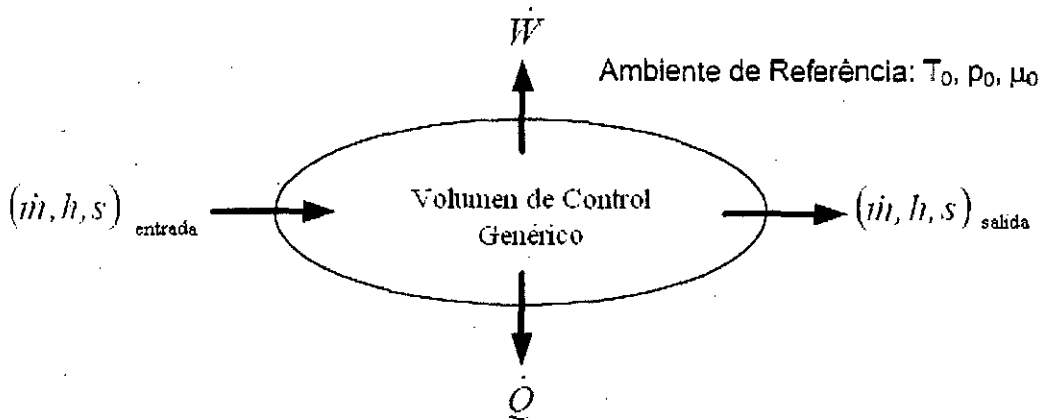


Figura 4.4. Volumen de control indeformable con una entrada y una salida.

Por la primera y segunda leyes de la Termodinámica se tiene:

$$(\dot{m} \cdot h)_{\text{salida}} - (\dot{m} \cdot h)_{\text{entrada}} = \dot{Q} - \dot{W} \Rightarrow \Delta h = q - w$$

$$(\dot{m} \cdot s)_{\text{salida}} - (\dot{m} \cdot s)_{\text{entrada}} = \int \frac{\delta \dot{Q}}{T} + \dot{S}_{\text{generado}} \Rightarrow \Delta s = \int \frac{\delta q}{T} + s_{\text{entrada}} \quad (4.13)$$

Dado que la exergía representa la máxima cantidad de trabajo, se puede preguntar cual es el máximo trabajo posible de ser obtenido, manteniéndose los mismos estados de los flujos másicos en la entrada y la salida, además de  $w$  y  $q$ . Así, el incremento de trabajo podría ser obtenido introduciéndose un motor reversible  $T_e$  y  $T_s$  y  $T_0$ . Para el motor reversible se puede escribir:

$$w_{\text{mr}} = q - q_0$$

$$\oint \frac{\delta q}{T} = \int_{T_s}^{T_e} \left( \frac{\delta q}{T} \right) - \frac{q_0}{T_0} = 0 \Rightarrow q_0 = T_0 \int_{T_s}^{T_e} \left( \frac{\delta q}{T} \right) \quad (4.14)$$

Eliminándose  $q_0$  :

$$w_{\text{mr}} = q - T_0 \int_{I_e}^{I_s} \left( \frac{\delta q}{T} \right) = q \left( 1 - \frac{T_0}{q} \int_{I_e}^{I_s} \left( \frac{\delta q}{T} \right) \right) = q \eta_{\text{mr}} \quad (4.15)$$

Aplicándose la primera y segunda ley para el volumen de control englobando el motor térmico, se tiene:

$$\Delta h = q_0 - w - w_{\text{mr}}$$

$$\Delta s = \frac{q_0}{T_0} + s_{\text{ger}} \Rightarrow q_0 = T_0 \Delta s - T_0 s_{\text{ger}} \quad (4.16)$$

Haciéndose las substituciones de los términos  $q_0$  de la ecuación (4.16) y  $w_{\text{mr}}$  de la ecuación (4.15), se obtiene:

$$\Delta h - T_0 \Delta s = -T_0 s_{\text{ger}} - w - q \eta_{\text{mr}} \quad (4.17)$$

Se observa que el termino  $\Delta h - T_0 \Delta s$  caracteriza un potencial de realización del trabajo que, cuando hay procesos irreversible, es atenuado por la existencia de irreversibilidades ( $T_0 s_{\text{ger}}$ ).

Si todos los procesos en el interior del volumen de control fueran reversible y el flujo másico en la sección de salida estuviese en equilibrio termodinámico con el medio ambiente ( $h_s = h_0$  y  $s_s = s_0$ ) se tendría la expresión del máximo trabajo reversible asociado al estado del flujo másico en la sección de entrada del volumen de control:

$$(h - h_0) - T_0(s - s_0) = w + q \left( 1 - \frac{T_0}{T_e} \int_{T_e}^{T_i} \left( \frac{\delta q}{T} \right) \right) = W_{\max} \quad (4.18)$$

A ese trabajo máximo es asociada la exergía específica del flujo másico en la entrada del volumen de control.

$$b = (h - h_0) - T_0 \cdot (s - s_0) \quad (4.19)$$

Se nota que la exergía específica es función de propiedades de dos estados termodinámicos, aquel en que el flujo másico se encuentra y aquel en que el flujo másico estaría en equilibrio con el medio ambiente. La expresión enunciada en la ecuación 4.19 también es denominada exergía termo-mecánica (Szargut, 1988).

Para una situación más general, en que hay varias entradas y salidas, intercambiadores de calor a diferentes temperaturas  $T_i$  el balance de exergía física queda:

$$\sum (\dot{m} \cdot b)_{\text{salida}} - \sum (\dot{m} \cdot b)_{\text{entrada}} = -\sum \dot{Q} \cdot \left( 1 - \frac{T_0}{T} \right) - \sum \dot{W} - T_0 \dot{S}_{\text{gerado}}$$

$$\dot{B}_{\text{salida}} - \dot{B}_{\text{entrada}} = -\dot{B}^Q - \dot{B}^W - \dot{B}_{\text{destruida}} \quad (4.20)$$

La ecuación 4.20 representa el balance de exergía válido para un volumen de control cualquiera, en régimen permanente. Esta expresión muestra la variación de la exergía entre los flujos de entrada y salida, siendo esta el máximo trabajo que podría ser obtenido en esta transformación (Pellegrini, 2009). Esta cantidad de trabajo es igual a la sumatoria de las siguientes partes:

observado son llevadas hasta alcanzar las concentraciones y composición química de las sustancias presentes en el medio ambiente.

De esta forma puede ser concluido que los criterios de equilibrio térmico y mecánico requieren únicamente la uniformidad de temperatura y presión entre el flujo de materia observado y el medio ambiente. El equilibrio químico es alcanzado cuando no existe más potencial para la ocurrencia de reacciones químicas o difusión. En este trabajo será adoptado el ambiente de referencia propuesto por Szargut (1988).

En el caso de cogeneración de plantas de caña de azúcar, es necesario determinar la exergía del bagazo, para lo cual puede ser empleada la ecuación presentada por Szargut(1988), para combustible sólido húmedo (madera en particular).

$$b_b = \hat{a}(PCI + LZ_W) + b_W Z_W \quad (4.21)$$

Donde:

$B_b$  : Exergía específica del bagazo, (kJ/kg).

$\beta$  : Coeficiente función de las fracciones en masa de hidrogeno, carbono, oxigeno y nitrógeno presentes en el bagazo definida en la siguiente ecuación:

$$\beta = \frac{1.0413 - 0.2160\left(\frac{Z_{H_2}}{Z_c}\right) - 0.24909\left(\frac{Z_{O_2}}{Z_c}\right) \left[1 - 0.7884\left(\frac{Z_{H_2}}{Z_c}\right)\right] - 0.0450\left(\frac{Z_{N_2}}{Z_c}\right)}{1 - 0.3035\left(\frac{Z_{O_2}}{Z_c}\right)} \quad (4.22)$$

El valor calorífico líquido inferior (PCI) a 50% (b.u.) será considerado de 7563 kJ/kg (Sosa,2008). Para el calculo de la exergía se asume la siguiente composición másica del bagazo en base seca, utilizada por Ensinas (2008): 47% de carbono, 6.5% de hidrogeno, 44% de oxigeno y 2.5% de cenizas.

La literatura de análisis exergética presenta variaciones de la expresión del rendimiento exergético. Es presentado a seguir al rendimiento exergético adecuado para máquinas térmicas y/o procesos térmicos que será utilizado para el análisis de los sistemas de cogeneración a bagazo:

$$\eta_{pe} = \frac{\text{exergía útil producida}}{\text{consumo de exergía}} \quad (4.23)$$

Cabe al usuario de cada sistema identificar lo que es exergía útil producida en cada equipo y/o sistema, bien como cual fue el gasto de exergía hecho para la obtención del producto.

Además, balances de exergía fueron realizados con la aplicación de la Ecuación 4.24 en cada subsistema identificados anteriormente en las figuras, permitiendo una evaluación de las mayores fuentes de irreversibilidades en cada sistema de cogeneración estudiado. La Tabla 4.8 muestra los resultados del análisis exergético.

$$\sum_{in} \dot{m}_{in} e_{x,in} - \sum_{prod} \dot{m}_{prod} e_{x,prod} - \dot{W}_{ele} = I \quad (4.24)$$

Tabla 4.8 Resultados de la Análisis Exergética de los sistemas de cogeneración analizados.

Parámetro	CASO I	CASO II	CASO III
Exergia Consumida (kW)	151838	347290	347857
Exergia Util Producida (kW)	53227	191856	158098
Irreversibilidades Generadas (kW)	98611	155434	189192
Eficiencia de 2da Ley	0,3505	0,55243744	0,45523338

De los resultados del análisis exergético puede observarse la menor eficiencia de 2da ley resultante en el Caso I. Esto puede ser explicado por la menor eficiencia de la caldera y la baja presión con que ella opera (22bar), esto hace que las irreversibilidades específicas por transferencia de calor de los gases de combustión al agua a evaporar sean mayores debido a una mayor diferencia de temperatura entre estos. Además en el caso I las turbinas tienen una menor eficiencia, lo que también contribuye a la baja eficiencia de 2da ley global.

Ya para el caso II y III, a pesar de que el FUE haya sido mayor para el Caso III que el II, en la evaluación de la eficiencia de 2da Ley el caso II es mas favorecido. A pesar de el Caso III tener una caldera de mayor presión que la caldera del caso II, por lo tanto menores irreversibilidades, en el caso III se tiene grandes irreversibilidades en el condensador porque existe un mayor caudal de vapor que se condensa. Este calor como es expulsado a la atmósfera en el circuito de torres de resfriamiento es considerado como irreversibilidad. Sin embargo, si este calor fuera aprovechado para suministrar agua caliente a un distrito por ejemplo en los 2 casos, el caso III tendría mayor eficiencia de 2da ley.

enuncia que la demanda máxima ocurrida en el año 2009 fue de 4 322 MW, y la producción de energía fue 29 807 Gw.h lo que terminó un factor de carga anual de 0,7872, mientras que la demanda mínima presentó un valor de 2306 MW lo que representa 53,37% de la demanda máxima. En la Figura 4.6 se muestra el Despacho de Generación para el día de Demanda Máxima ocurrida en el SEIN.

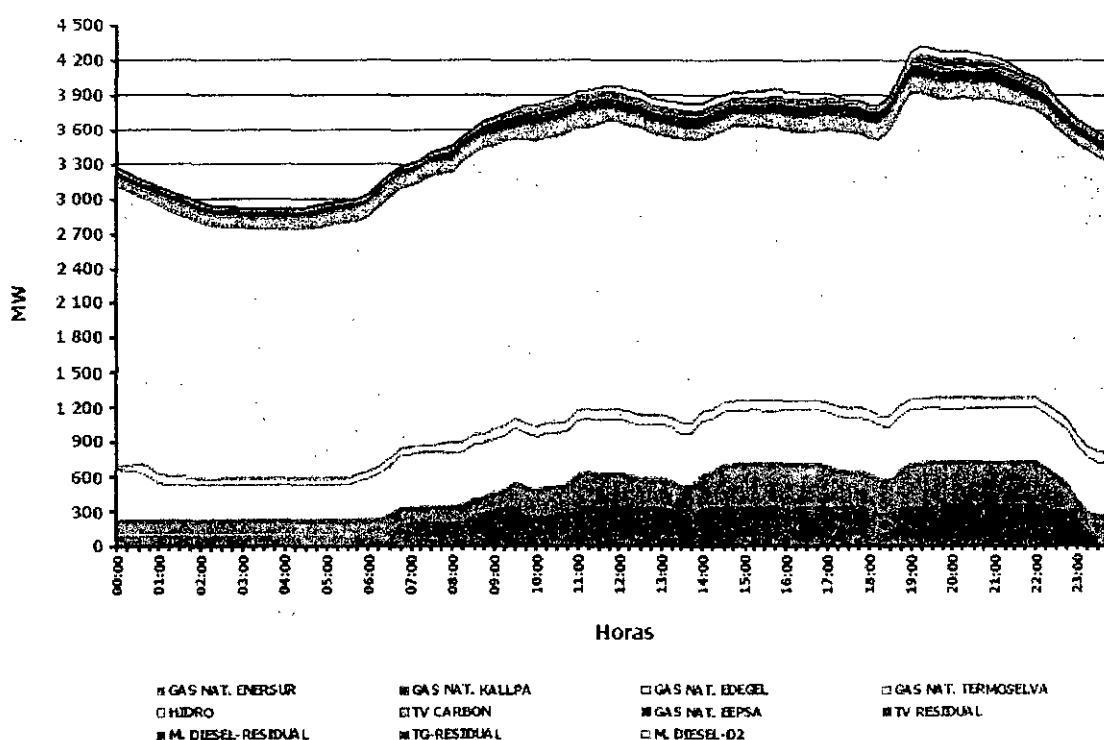


Figura 4.6. Despacho para el día de máxima demanda del año, 09 de Diciembre de 2009 (COES-SINAC)

#### 4.5 Régimen de Comercio de Electricidad

A efectos de calcular las horas de operación en el sistema interconectado para vender la electricidad, antes de Octubre de 2008, se usaba para la evaluación y proyección del sistema el Reglamento de Cogeneración N° 037-2006-EM, el cual especifica los requisitos para las centrales de cogeneración para ser Centrales de

Cogeneración Calificadas, y enuncia que aquellas irán a tener prioridad en el despacho de energía en la red, para lo cual el costo variable de las Centrales de Cogeneración Calificadas no va a ser considerados para la estimación del calculo del Costo Marginal en el Corto Plazo.

Tabla 4.9. Valores mínimos de Rendimiento Eléctrico Efectivo a cumplir para ser Centrales de Cogeneración Calificada. Fuente: DECRETO SUPREMO N° 082-2007-

EM

Tecnología / Combustible	Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE)	C = E/V
Turbina de vapor a contrapresión	0.70	0.15
Turbina de vapor de extracción	0.58	0.30
Turbina de gas de ciclo simple	0.55	0.40
Turbina de gas de ciclo combinado	0.55	0.50
Motores de combustión interna	0.55	0.60
Biomasa (*)	0.30	-

Además, el 02 de Mayo de 2008, El Congreso de la República del Perú, publicó el Decreto Legislativo N° 1002, “Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables”. En la cual en su Artículo 2, se declara de interés nacional la participación de la energía como RER(Recursos Energéticos Renovables en la matriz de generación de electricidad), definiendo el artículo 3 los RER como los recursos energéticos tales como biomasa, energía eólica, solar, geotérmica y mareomotriz.

En ese sentido el uso del bagazo de caña para la generación de electricidad califica como RER, estos recursos gozan además de tener prioridad en el despacho



en la red, un mecanismo de primas con el objetivo de reducir el riesgo de la inversión. El “Reglamento de Generación de Electricidad con Energías Renovables”, Decreto Supremo N° 050-2008-EM, detalla los mecanismos de promoción a la inversión en este tipo de energías, dentro los cuales se enuncia que generadores basado en los RER, deben vender su energía al mercado de corto plazo, y cuando la cantidad de energía sea venida en con los precios del mercado de corto plazo y esto resulte en ingresos menores al producido por la tarifa adjudicada en la subasta para la buena pro, el titular recibirá una prima que seria la diferencia de la tarifa adjudicada con el ingreso por el concepto de venta en el mercado de corto plazo, de esta manera el gobierno peruano protege al inversionista de riesgos de los precios de corto plazo procurando una diversificación de su matriz de energía eléctrica de hasta un 5% de fuentes renovables. Cabe mencionar que la tarifa base para la subasta dado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN), permita una tasa de rentabilidad del capital de 12% según el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

De lo expuesto anteriormente, para la usina modelo puede considerarse un régimen de ventas de hasta todos los días de operación (330 días) en el caso de vender la energía eléctrica al sistema en el mercado spot.

#### 4.6 Análisis Económico

Para los costos de los equipamientos se utilizaron estimaciones a escala a partir de datos referenciales de Seabra (2008) (para la caldera, turbogeneradores) y para la

interconexión a la red se considero una distancia de 20 km de la usina al punto de conexión, y un valor referencial de 25 000 US\$/km. Valores para el transformador fueron obtenidos con estimación de escala a partir de Richardson (2004). La Tabla 4.10 muestra los costos de los ítems principales de los sistemas de cogeneración analizados.

Tabla 4.10. Costos de los principales equipamientos de los sistemas de cogeneración analizados.

COSTOS (MM US\$)	CASO I	CASO II	CASO III
Caldera	8,4	24,8	31
Turbina 1	1,6	4,6	7,3
Turbina 2	2,1	1,6	14,7
Turbina 3	-	14,7	-
Equipos Auxiliares (incluido bombas y condensadores)	1,21	4,57	6,36
Interconexión a la red	-	1	1
Electrificación de la molienda	-	-	5,6
Instrumentación y Montaje	6,05	22,85	26,5
Total (MM US\$)	19,4	74,1	92,5

De la Tabla 4.10, puede apreciarse que la caldera es el componente de mayor costo en el sistema de cogeneración. La diferencia entre el precio de la caldera entre el caso II y el caso III a pesar de tener una misma entrada de bagazo (kg/s) se debe a que la caldera III es una caldera de mayor presión, por lo que tiene mayor exigencia en la ingeniería y los materiales utilizados.

Para efectos de la Evaluación económica se va a considerar un precio medio de energía en el mercado de corto plazo 40 US\$/MWh a valor constante, siendo un valor conservador, comparado con el promedio anual de energía de 91.68 US\$/MWh

en el año 2008. La Figura 4.7 muestra los costos marginales promedios anual del SEIN desde el periodo de 1999 a 2009.

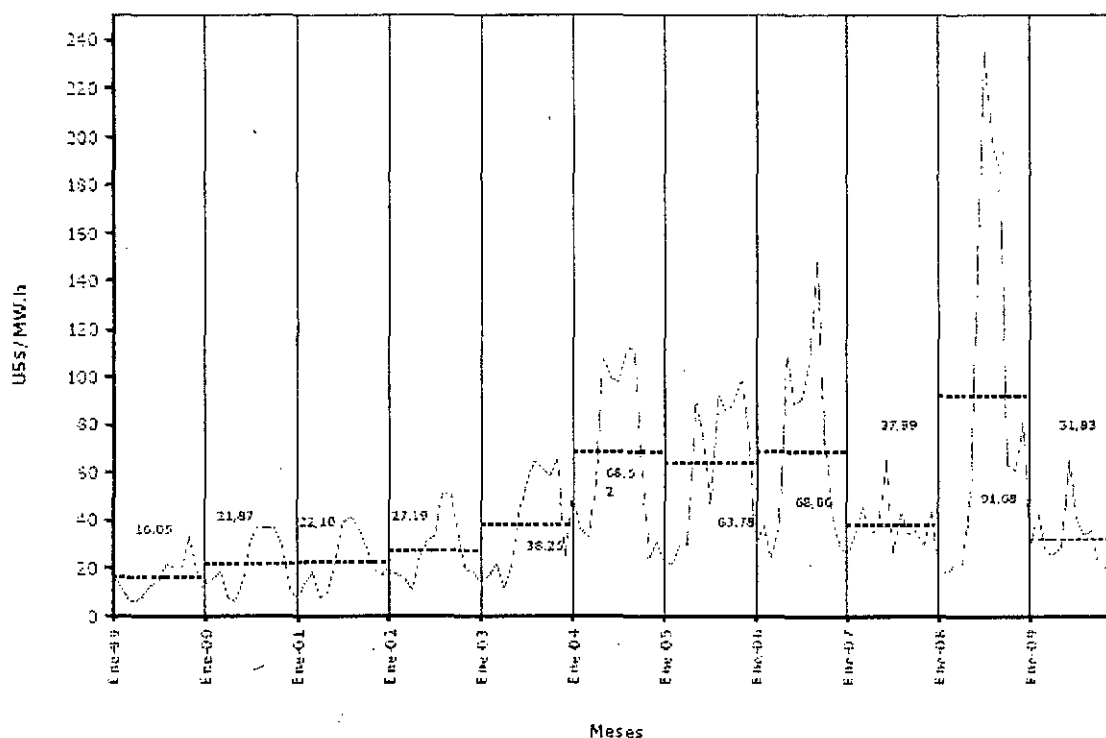


Figura 4.7. Costo Marginal Promedio Anual (Barra de Referencia Santa Rosa).

Fuente: COES-SINAC (2010).

Como se va a considerar las ventas en el mercado de corto plazo, y si bien es tomado un valor de precio muy conservador, el mercado spot es un mercado de riesgo, es por ello que se va a considerar una tasa de descuento de 16%. Para cálculos de VAN y TIR se utilizará un tiempo de vida de los equipos de 20 años. La Tabla 4.11 muestra el análisis económico de las diferentes configuraciones analizadas.

Tabla 4.11. Resultado del Análisis Económico de los sistemas de cogeneración analizados.

Configuración	Caso I	Caso II	Caso III
Excedente (MW)	-	91,3	98,8
Tiempo de Operación	-	7920	7920
Costo Total (MM US\$)	19,4	74,1	92,5
Energía Vendida (GWh/año)	-	722,7322	782,566107
Precio Tarifa (US\$/MWh)	40	40	40
Renta de Venta de Energía (MM US\$/año)		28,9	31,3
Operación y Mantenimiento (% Costo)	5%	6%	6%
MM US\$/año	1,0	4,4	5,5
Valor Actual Neto (VAN)	-	219,2	245,2
Tasa Interna de Retorno (TIR)	-	33%	28%
Payback (años)		3,03	3,59

De la Análisis Económica de los diferentes sistemas de Cogeneración evaluados concluyese que el proyecto que genera mayor VAN es el caso III, con una ventaja de 26 MMUS\$ con respecto al caso II. Sin embargo, el Caso II registra una mayor TIR y un menor Payback. La elección entre estos dos sistemas dependería de varios factores, entre ellos el capital disponible para el proyecto, la oferta de proveedores de calderas de alta presión, la proyección de los precios de energía eléctrica, la operación de la planta, etc. Ya para el Caso I se tiene una margen de excedente sin embargo como el sistema de cogeneración está dimensionado para atender solamente a las demandas de vapor y electricidad de la planta, y además de no estar conectado a la red no se generan rentas por concepto de venta de electricidad.

En el caso más pesimista en el cual los precios en el mercado eléctrico de corto plazo cayeran, amparándose bajo la Ley de Promoción de Generación por Energías

Renovables, considerando que el Osinergmin definiera una tarifa óptima de para el caso II éste sería de 14,4 US\$/MWh para una TIR de 12% y un payback de 7,46 años, y resultaría en una renta anual 722 000 US\$. Para el caso III para una TIR de 12% resultaría una tarifa de 17.9 US\$/MWh, con un payback de 7.46 años, y una renta anual de 782 000 US\$. En el caso de la tarifa caer a valores menores de las que resulten TIRs de 12%, la renta anual será la misma, siendo compensada la diferencia de precios por las primas para las RER enunciadas en la ley.

## **CAPÍTULO 5**

### **ESTRUCTURA DE COSTOS DE LA PLANTA DE ETANOL**

#### 5.1 Costos de Instalación y Mantenimiento de la Caña

Según el Centro Peruano de Estudios Sociales, CEPES, la hectárea agrícola más cara es en las cercanías de Lima, en zonas lejanas puede costar US\$ 500 por hectárea. En Piura, se tienen campos por ese valor y también de US\$ 1,000 por hectárea, el costo va a depender de los accesos, la disponibilidad de agua, etc. También se tiene terrenos de US\$ 12 mil por hectárea. Sin embargo, en algunos casos, el precio por hectárea puede llegar a ser mayor, ya que algunos alcanzaron los US\$ 25 mil, y aunque los costos fueran elevados, se compensan por el menor costo de flete y mano de obra. Precisamente al instalarse en Ica, los empresarios obtienen una mayor cercanía a sus mercados objetivo, lo que les ahorra entre 3 a 4 días de viajes, influyendo en la reducción del costo del flete ([www.infoagro.com](http://www.infoagro.com) 01/10/2008).

Un estudio del PMR Group Peru, muestra un caso para invertir en la estructura de disposición de aguas, el caso presenta un modulo de 40 000 hectáreas con un estimado de \$140 a \$160 millones de inversión de la subestructura agrícola con el sistema de irrigación por goteo- y la siembra. El valor de una hectárea instalada con una subestructura de irrigación con un flujo de agua para el año entero

va a valer en promedio \$10 000; consecuentemente el valor de la tierra va a crecer hasta \$ 400 millones en el segundo año después de la instalación, esto solamente justifica la inversión.

Por otro lado, Agrícola la Chira S.A. (Caña Brava, 2008), muestra una tabla resumiendo los costos de infraestructura anuales para la irrigación por goteo, en un proyecto en el departamento de Piura, el estudio muestra un contenido de 16% de Pol.

Tabla 5.1. Costos comparativos para La infraestructura para irrigación Peru-Brasil.

Fuente: Cana Brava 2008.

Variable	Brasil	Perú	
<i>Rendimiento anual caña</i>	80 TM/Ha	110 TM/Ha	
<i>Cosecha anual</i>	180 días	365 días	<i>Total:</i>
<i>Costo del Agua</i>	Ninguno	375 US\$/Ha (0.025 \$/m3)	1,055 US\$/Ha
<i>Capex Riego por Goteo</i>	Ninguno	380 US\$/Ha	
<i>Costo de Bombeo</i>	Ninguno	300 US\$/Ha	
<i>Beneficios Tributarios</i>	Sí	No	
<i>Industria Consolidada</i>	Sí	No	

Según el Ministerio de Agricultura ([www.minag.com](http://www.minag.com) ingresado en el 20/11/08) para el departamento de La Libertad, el costo de instalación de caña de azúcar es de aproximadamente US\$1200, y estos son variables porque dependen de la calidad de tierra y el nivel tecnológico del cultivo. Los rubros que representan los mayores costos son los relativos a los insumos.

Tabla 5.2. Costo de Instalación por hectárea de caña de azúcar, variedad: Azul Casa Grande. Fuente: Minag(2008)

Rubros	Instalación
Mano de Obra	\$123,40
Insumos	\$420,00
Maquinaria	\$340,00
Cosecha	\$0,00
Transporte y Gastos Varios	\$26,90
Otros(1)	\$91,10
Costos Directos	\$1.001,30
Costos Indirectos(2)	\$200,30
<b>Costos Totales</b>	<b>\$1.201,60</b>

(1) Incluyen Imprevistos y Leyes Sociales (10% dos Costos Directos)

(2) Incluyen Gastos Administrativos y Financieros (20% dos Costos Directos)

Con respecto a los costos de mantenimiento, el MINAG (2008), enuncia para el departamento de La Libertad que ellos varían siendo un promedio de US\$ 3200, y el rubro de mayor costo es el del transporte y otros gastos, los cuales representan el 50% de los costos totales. Cabe mencionar que el costo de maquinaria en la Tabla 5.2 es cero debido a que la cosecha es hecha principalmente manualmente.

Tabla 5.3. Costo de Mantenimiento por hectárea (1er corte) de caña de azúcar (tecnología media), variedad: Azul Casa Grande. Fuente: Minag(2008)

Rubros	Instalación
Mano de Obra	\$133,70
Insumos	\$226,20
Maquinaria	\$0,00
Cosecha	\$506,90
Transporte e Gastos Varios	\$1.624,30
Otros	\$249,10
Costos Directos	\$2.740,20
Costos Indirectos	\$548,00
<b>Costos Totales</b>	<b>\$3.288,30</b>

(1) Incluyen Imprevistos y Leyes Sociales (10% de los Costos Directos)

(2) Incluyen Gastos Administrativos y Financieros (20% de los Costos Directos)

Otra fuente de costos mas detallados y actualizados la suministra el Portal Regional Agrario del departamento de la Libertad, en el documento "Costos de Producción de caña azúcar" (03/12/2007), donde se detallan los costos de producción



de una hectárea de caña de azúcar, para el valle de Jequetepeque en el año 2007. La Tabla 5.4 y 5.5 resume los costos de aquel estudio, la tasa de cambio a usar de soles a dólares es 3,1052(Banco Central de Reserva del Perú 19/11/08):

Tabla 5.4. Costos de Instalación de Caña y el Primer corte. Fuente  
www.agrolibertad.gob.pe

Rubros	Costo S/.	Costo US\$
Valor Raíces	S/. 2.356,00	\$758,73
Insumos	S/. 1.361,25	\$438,38
Mano de Obra	S/. 464,00	\$149,43
Maquinaria Agrícola	S/. 320,00	\$103,05
Cosecha	S/. 2.464,00	\$793,51
Costos Fijos	S/. 2.344,00	\$754,86
<b>Total</b>	<b>S/. 9.309,25</b>	<b>\$2.997,96</b>

Tabla 5.5. Costos de Mantenimiento y Cosecha de los Cortes de La caña .Fuente:  
www.agrolibertad.gob.pe

Rubros	Costo S/.	Costo US\$
Insumos	S/. 682,00	\$219,63
Mano de Obra	S/. 520,00	\$167,46
Maquinaria Agrícola	S/. 225,00	\$72,46
Cosecha	S/. 1.840,00	\$592,55
Costos Fijos	S/. 1.137,00	\$366,16
<b>Total</b>	<b>S/. 4.404,00</b>	<b>\$1.418,27</b>

Debe comentarse que dentro de los insumos es considerado el valor de agua y fertilizante, los costos fijos corresponden a gastos administrativos, de asistencia técnica y amortización de intereses. La producción en el valle de Jequetepeque fue de 220 ton/ha en el 1er año y una media de 160 ton/ hectárea del 2do año al 6to año con 14% de Pol (www.agrolibertad.gob.pe 2008).

La empresa Gestiones Rurales, en su estudio “Costos de Producción”, suministra costos de varios cultivos, entre ellas La Caña de Azúcar en 3 departamentos, del norte a sur: Lambayeque, La Libertad, y Lima. La Tabla 5.6,

exhibe el análisis de costos y el análisis económico, este último basado en el hecho de que la venta de los sacos de azúcar es considerado un 60% de esta venta como renta para el productor. En la matriz de costos de este estudio, los insumos representan el factor más importante para la instalación, esto se debe al gasto en la semilla (7000kg) el cual representa 300\$.

Tabla 5.6. Desagregado de Costos para Caña de Instalación y de Corte. Fuente: Gestiones Rurales, 2006

Rubro	Unidad de medida	Lambayeque		La Libertad		Lima	
		Instalación	Soca	Instalación	Soca	Instalación	Soca
<b>Análisis de Costos</b>							
Costos Directos	US\$	2,211	1,113	1,913	1,040	1,954	1,545
Insumos		824	367	682	400	750	488
Preparación de terreno		565	117	388	41	154	27
Siembra		149		162		73	
Labores culturales		141	77	134	113	329	329
Cosecha		532	549	547	487	674	728
Costos Indirectos	US\$	1,113	479	918	499	938	664
Costo Total	US\$	3,323	1,525	2,831	1,540	2,892	2,210
<b>Análisis Económico</b>							
Rendimiento en caña	t de caña/ha	180	150	180	160	160	180
Rendimiento en azúcar	t de azúcar/ha	20	17	20	18	18	20
Rendimiento de azúcar	bolsas de 50 kg	396	330	396	352	352	396
Participación al productor	60%	238	198	238	211	211	238
Precio de la bolsa de 50 kg	US\$	17	17	17	17	16	16
Valor de la Producción	US\$	4,039	3,366	4,039	3,590	3,379	3,802
Utilidad Bruta	US\$	716	1,841	1,208	2,050	487	1,592
Margen de Utilidad	%	18	55	30	57	14	42

A partir de los valores dados puede estimarse el costo de la caña para los cálculos de evaluación económica, para esto va a considerarse 5 socas, y una tasa de descuento de 12%. É importante mencionar que en los proyectos cuyos costos han sido mencionados anteriormente, se utiliza riego por gravedad y colecta manual.

Los valores de costos para la estimación de caña que esta tesis va a considerar fueron basados en información brindada por el Ing. Luis Carlo Bravo Villarán, consultor del proyecto COMISA, en el departamento de Piura, estos costos se encuentran resumidos en la Tabla 14. Para el sistema de irrigación a considerar se precisará de una infraestructura de reservorios para contar con regulación del agua

durante todo el año, esta consiste en la construcción de canales de recepción, diques y los respectivos reservorios para distribuir el agua hacia aguas abajo. Según el estudio Ethanol Mega-Project in Perú (PRM GROUP, 2007), con una inversión de 60 a 70 millones de US\$ se puede realizar esta infraestructura de reservorios para un área de irrigación de 40 000 hectáreas, incluyendo la compra de maquinaria con un costo de 35 a 40 millones de US\$, la cual sería reutilizada en otros proyectos.

En este trabajo se va a considerar una inversión inicial estimada de 50 millones de US\$, debido a una menor área de irrigación proyectada y considerando alquiler de maquinarias. Adicionalmente, se irá a utilizar sistemas de riego por goteo para irrigación de las plantas, el costo de estos sistemas varían entre 1500 a 3500 \$/ha, no obstante se compensa con una mayor productividad y una mejor eficiencia en el uso del agua (95% de eficiencia de riego por goteo frente a 30% de riego por gravedad) (Agronoticias 2008).

Tabla 5.7. Costo de Infraestructura de Reservorios y de sistema de irrigación

<b>Costo de Infraestructura de Irrigación</b>	
Construcción de Reservorios y Canales total	\$35.000.000
(22.000 ha) por hectárea	\$1.591
Implementación de Sistema de Riego por Goteo por hectárea	\$2.500
<b>TOTAL</b>	<b>\$4.091</b>

Tabla 5.8. Costo de Instalación de la Caña y mantenimiento

Concepto	Instalación Caña	Caña Soca 12 meses
	US\$/ha	US\$/ha
Mano de Obra	58,06	38,71
Maquinaria Agrícola	443,03	0,00
Insumos	886,40	375,50
Otras Actividades	126,45	95,49
Supervisión	95	582,02
Cosecha	1080	1080,00
Sub Total	2689	2172
IGV (19%)	511	413
<b>TOTAL</b>	<b>\$3.200</b>	<b>\$2.584</b>

Se va a considerar la Infraestructura de Irrigación con una vida útil de 20 años, el Costo de Instalación de Caña y Primero Corte cada 6 años y los costos de mantenimiento y el Corte de Caña Soca en los 5 años siguientes después de cada instalación. La productividad a considerar es de 180 toneladas por hectárea tomando en cuenta que irán a usarse los mismos costos de Instalación del Primero Corte y de Mantenimiento del valle de Jequetepeque que produjo en promedio 160 toneladas/hectárea en los cortes de caña soca, es un valor muy conservador.

Tabla 5.9. Resumen de Costos de Producción de Caña . Fuente: Elaboración propia.

Rubros	US\$/hectárea
Costo de hectárea (A)	\$2.000
Costo de Infraestructura Irrigación (B)	\$4.091
Costo de Instalación y Primer Corte (C)	\$3.200
Costo de Mantenimiento y Corte Soca (D)	\$2.584

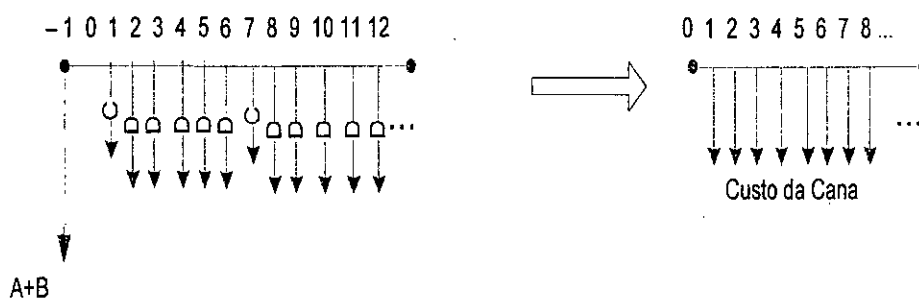


Figura 5.1. Flujo de Caja para Determinación del Costo de La Caña. Fuente:  
Elaboración Propia.

Como puede apreciarse en la Figura 16, la lógica para hallar el costo de la caña es proyectar los costos de la Tabla 14, a costos equivalente anuales.

$$A = \frac{P}{\left[ \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \cdot i} \right]}$$

o  $A = P \cdot (A/P, i\%, n)$ , expresión que es llamado “factor de amortización”, o “factor de recuperación de capital”- FRC. Los resultados de la estimación del costo de la caña se detallan en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10. Resumen de valores para estimación de costo de caña .Fuente:  
Elaboración propia.

Rubros	US\$/ha	US\$/ton
Costo de hectárea	\$300	\$1,67
Costo de Infraestructura Irrigación	\$613	\$3,41
Costo de Instalación y Primer Corte	\$695	\$3,86
Costo Mantenimiento y Corte Soca	\$2.023	\$11,24
Costo Total	\$3.631	\$20,17

El resultado de \$20,17 es un resultado conservador, comparado a los \$13,20 expresados en el reporte del Valle de Jequetepeque para el costo de tonelada de caña

en los cortes de soca. La diferencia se debe básicamente a los gastos en la infraestructura de irrigación, tanto la construcción de represas como la implantación de sistemas de riego por goteo, y una cosecha mecanizada. No obstante, estos gastos se ven compensados con un gerenciamiento adecuado del agua, mayor rendimiento por hectárea, y la eliminación de la quema de caña, y consecuentemente menores emisiones de gases de efecto invernadero. Bravo Villaran, enuncia que en el proyecto COMISA, con los sistemas de riego por goteo, pude suministrarse adecuadamente fertilizantes a la caña y esperar productividades por encima de 220 ton/ha.

## 5.2 Costos de la Planta Industrial

### 5.2.1 Costo de Equipos

Debido a que el sector de etanol es nuevo en el Perú, es muy probable que al comienzo la mayoría de los equipos sea importado de Brasil, teniendo esto como premisa, se realizaran el cálculo de los costos de la planta instalada en el Perú.

Para la estimación de costos, la mejor fuente sin duda son los precios del vendedor del producto en particular. Frecuentemente, el vendedor irá a suministrar una cuota de la empresa que irá a ser valida para un tiempo específico. Consecuentemente, si el producto es comprado durante este tiempo el precio dado va a ser valido. No obstante mientras el representante de ventas dimensiona con precisión el precio específico del equipo, existen algunos inconvenientes para el proyectista del sistema, por ejemplo es que los contactos de sus proveedores pueden tomar mucho tiempo (Boehm,1987).

Eijsberg(2006) y Seabra (2008), desarrollaron los costos de instalación de la planta y su producción, el primero considera una destilería que muele 2 millones de

Tabla 5.13. Costo de Componentes de una usina sucroalcoholera de capacidad de molienda de 12000tc/día. Fuente: Seabra(2008)

<b>Áreas comunes</b>	<b>MRS</b>
Infraestructura General	19,30
Recepción y Manejo de Caña	1,51
Preparo de Caña	6,22
Molienda	22,94
Caldera (22bar)	16,00
Generación de Energía	4,00
Obras civiles	6,22
Instrumentación	9,66
Tuberías y Montaje	12,73
<b>Azúcar</b>	
Tratamiento y Concentración de Caldo	11,51
Cristalización y Centrifugación	9,09
Secado y Manejo de Azúcar	5,06
Almacenamiento	6,30
Resf./dist./trat. Agua	2,25
Obras civiles	8,62
Instrumentación	9,32
Tuberías y Montaje	11,77
<b>Etanol</b>	<b>Gr.(MRS)</b>
Trat.do caldo/pré-ferm./ferm	8,49
Destilería	9,50
Tanques de almacenamiento	6,00
Enfriamiento y Distribución de Agua	1,78
Obras civiles	3,00
Instrumentación	2,07
Tuberías y Montaje	7,27
<b>TOTAL</b>	<b>200,61</b>

Se observa de los resultados obtenidos por los autores la aproximación en la estimación del resultado final, además de las diferentes configuraciones (el primero obtiene solamente alcohol como producto y el segundo alcohol y azúcar). El método utilizado principalmente por Eijsberg es basado en el método dado por Peters y Timmerhaus (2003).

Peters (2003) y Sinnot (1999) suministran factores relativos a los costos de otras utilidades al costo del equipo. El costo físico de la planta (CPF) es calculado basado en estos factores. Una excepción son las construcciones, servicios y mejoras

Tabla 5.14. Costo de Equipos proyectados para producir integralmente alcohol.  
Fuente: Elaboración propia

<b>Etanol</b>	<b>Gr. (MRS)</b>	<b>Factor m</b>	<b>C (MRS)</b>
Trat.do caldo/pré-ferm./ferm	8,49	0,71	13,89
Destilería	9,50	0,78	16,31
Tanques de almacenamiento	6,00	0,78	10,30
Enfriamiento y Distribución de Agua	1,78	0,7	2,89
Obras civiles	3,00	0,6	4,55
Instrumentación	2,07	0,6	3,14
Tuberías y Montaje	7,27	0,6	11,02
<b>TOTAL</b>	<b>38,11</b>		<b>62,10</b>

Tabla 5.15. Costo de Equipamientos proyectados para producir integralmente etanol.  
Fuente: Elaboración propia.

<b>Áreas comunes</b>	<b>MRS</b>
Infraestructura General	19,30
Recepción y Manejo de Caña	1,51
Preparo de Caña	6,22
Molienda	22,94
Caldera (22bar)	16,00
Generación de Energía	4,00
Obras civiles	6,22
Instrumentación	9,66
Tuberías y Montaje	12,73
<b>Etanol</b>	
Trat.do caldo/pré-ferm./ferm	13,89
Destilería	16,31
Tanques de almacenamiento	10,30
Enfriamiento y Distribución de Agua	2,89
Obras civiles	4,55
Instrumentación	3,14
Tuberías y Montaje	11,02
<b>TOTAL</b>	<b>160,68</b>
<b>MMUS\$</b>	<b>94,52</b>

Puede apreciarse ahora resultados mas próximos, Eijsberg(2006) obtuvo Costos de Plantas Físicos (CPF) del orden de US\$ 82 777 000 mientras que a partir de Seabra (2008), puede obtenerse para la misma capacidad un valor de de US\$ 94 520 000. Para efectos de ser más conservadores con los resultados en la evaluación económica se va a utilizar los valores obtenidos a partir de Seabra (2008). El costo de las principales unidades del sistema de Cogeneración (Caldera ) y Turbogenerador.



A efectos de ser más conservadores en los resultados en la evaluación económica se irá a utilizar los valores obtenidos a partir de Seabra(2008). El costo de las principales unidades del sistema de cogeneración (Caldera y Turbogenerador), se irán a redefinir posteriormente, pero en esta primera parte para efectos de estimación de costos se consideraran los valores de la Tabla 20.

### 5.2.2 Costos operacionales

Los costos operacionales son los costos gastados anualmente. Existen dos tipos de costos, los costos fijos y los costos variables. Los costos fijos son los costos que son independientes de la producción, mientras que los costos variables dependen de la cantidad de costo producido.

Para calcular estos costos será necesario conocer la cantidad de días que la usina va a operar y la cantidad de caña que irá a procesar.

El dimensionamiento óptimo de la usina es determinado por los costos de transporte de la caña cultivada a la usina y el costo de escala de la usina. Mientras mayor la usina menor el costo de producción, pero mayor será el costo de transporte de la caña (Eijsberg,2004).

El Núcleo Interdisciplinar de Planeamiento Energético (NIPE) de la Universidad Estadual de Campinas, da un tamaño óptimo de la usina para Brasil,

Tabla 5.17. Datos de La Producción de la usina a modelar

Factor	Cantidad	Unidades
Área Cultivada	35.000	ha
Productividad de Caña de Azúcar	120	ton/ha
Caña de azúcar molida por cosecha	3.960.000	ton
Duración del periodo de cosecha	330	días
Caña de azúcar procesada diariamente	12.000	ton/día
Promedio de Rendimiento de Producción	0,085	m3/ton de cana
Producción de etanol por cosecha	336.600	m3
Producción de etanol por día	1.020	m3/día

Con base en los días de operación proyectados para el año, y la producción de etanol, puede estimarse los costos fijos y variables.

### 5.2.3 Costos Fijos

Eijsberg (2006), consigue estimar los costos fijos en base al capital fijo de inversión y los costos de mano de obra por factores. La cantidad de labor de la operación requerida fue estimada bajo relaciones entre el tipo de equipo y la cantidad de trabajadores requerida dada en fuentes de literatura. Todas las secciones en la usina fueron designadas a un ingeniero y al menos a un supervisor. Los salarios fueron tomados de información personal del Dr. Rossel, con respecto a Brasil, y fueron considerados 167 días al año.

Sin embargo para el caso peruano se irán a estimar un régimen de 14 salarios mensuales (Según legislación Peruana), y factores de asignación de acuerdo al mercado laboral del Perú (estos factores fueron seleccionados arbitrariamente por el autor de esta tesis, por lo que deben ser flexibles dependiendo del proyectista).

Tabla 5.18. Costos laborales proyectados. Fuente: Elaboración Propia basada en valores de Eijsberg(2004)

Tipo de Trabajador	Cantidad de trabajadores	Salario Mensual	Factor de Asignación	Salario Mensual en Perú	Costo Anual
Operador	90	\$1.310,00	0,45	\$589,50	\$742.770,00
Supervisor	27	\$3.027,00	0,4	\$1.210,80	\$457.682,40
Ingeniero	5	\$6.330,00	0,45	\$2.848,50	\$199.395,00
Otros	6				\$84.000,00
<b>Total</b>	<b>122</b>				<b>\$1.483.847,40</b>

Eijsberg(2004) calcula otros costos fijos con base a factores dado por Peters(2003), los resultados son mostrado en la Tabla 5.19.

Tabla 5.19. Costos anuales de operación fijos. Fuente: Elaboración propia basados en valores de Eijsberg(2004)

Tipo de Costo	Factor	Costo/año
Labor Operativa		\$826.770
Labor Galificada		\$657.077
Mantenimiento	0,07 del CIF	\$4.633.027
Suministros de Operación	0,15 del Mant.	\$694.954
Cargos de Laboratorio	0,15 de labor oper.	\$124.016
Seguros	0,01 del CIF	\$661.861
Gastos Indirectos	0,5 de labor total	\$413.385
Administración	0,2 de labor oper. de costo de	\$165.354
Investigación y Desarrollo	0,05 prod.	\$430.339
<b>Total</b>		<b>\$8.606.783</b>

#### 5.2.4 Costos Variables

Los costos variables irán a ser enteramente designados a las materias primas. Las usinas son autosuficientes en las utilidades, casi todas las corrientes del proceso saliendo tienen lugares designados y no precisan ser tratados (a excepción de la viñaza), en la práctica una pequeña planta de tratamiento de agua debería estar presente, esto sin embargo no es tomado en este proyecto.

Los elementos como lubricantes, floculadores, anti espumantes, desinfectantes, anti escamantes, etc. Entran en la partica de costos fijos en el rubro de suministros de operación. Las materias primas entrando a la destilaría de etanol son la caña azúcar, cal, acido sulfúrico y poliacrilamido (considerando deshidratación azeotropica por peineras moleculares).

Los datos de precios para la cal y ácido sulfúrico son obtenidos de Seabra (2008), este los estima basándose en la cantidad de alcohol producido, el dato de poliacrilamidos son obtenidos de Eijsberg(2004) y proyectados para la cantidad molida en la usina modelo.

Finalmente el dato de caña de azúcar es obtenido de los resultados de la Tabla 15, esta materia prima como puede apreciarse en la tabla 24, es el factor crítico para la determinación del costo, esto coincide con el estudio hecho en Brasil por Oscar (2008), el cual atribuye a la materia prima el 72,7% de los costos de producción.

Tabla 5.20. Costos anuales de las materias primas. Fuente: Elaboración Propia basados en valores de Eijsberg(2004) y Seabra (2008)

Materia Prima	Cantidad anual	Precio	Costo Anual
Caña de Azúcar	3960000 ton de caña	\$20,17/ton de caña	\$79.873.200,00
Cal	336600 m3 de etanol	\$6,92/m3 de etanol	\$2.329.315,81
Acido Sulfúrico	336600 m3 de etanol	\$2,47/m3 de etanol	\$831.898,50
Poliacridamido	1292 ton	\$1.295,84/ton	\$1.674.547,12
Total			\$84.708.961,44

## **CAPÍTULO 6**

### **ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO DEL EMPRENDIMIENTO**

#### 6.1 Estimación de Ingresos para la Usina

La usina provee dos productos, el primero es el etanol anhidro y el segundo es la electricidad excedente, la venta de este segundo elemento depende si la usina esta conectada a la red eléctrica o no. Para efectos de calcular los ingresos anuales de la usina se irán a considerar un escenario de exportación a los Estados Unidos, debido a que la demanda nacional es menor que la producción de la usina a modelar. La Figura 6.1, muestra el histórico de precios de etanol al mayorista en los Estados Unidos desde el 1 de Mayo de 2005 hasta el 14 de Marzo de 2008.

No obstante, los precios registrados en la Figura 6.1, no son suficientes para estimar el costo de venta de etanol al mercado americano y realizar las evaluaciones económicas respectivas por el hecho de que la fecha hasta que los precios registrados en la Figura 6.1 es del 14 de Marzo del 2008, esto es antes de la caída aguda de los precios de petróleo, y por existir una sinergia debido a la elasticidad cruzada entre los precios del petróleo y los precios del etanol, se debe obtener los datos de los últimos meses del precio del etanol, esos datos son mostrados.

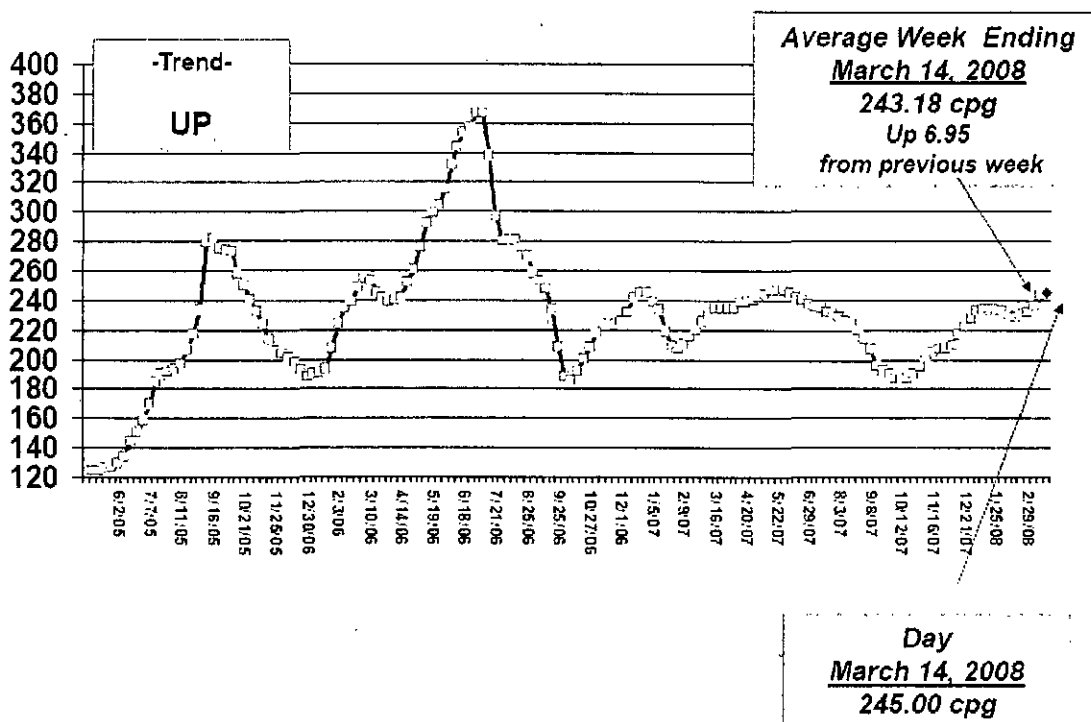


Figura 6.1. Histórico de Precios Rack del Etanol en los Estados Unidos. Fuente: (EthanolMarket, 18 de Marzo, 2008)

La caída en los precios del petróleo arrastró a los precios del etanol, los cuales han caído de \$2,90 por galón en Julio a \$1,64 por galón el 20 de Noviembre de 2008 en el Chicago Board of Trade. En esta misma fecha, el precio de gasolina sin mezclar cerró a \$1,04 por galón en el New York Mercantile Exchange (Des Moines Register, Nov. 21, 2008). La Figura 18, muestra la tendencia de los contratos futuros de etanol (CBOT) y los contratos futuros para la nueva gasolina reformulada “blendstock” para mezclas con oxígeno RBOB) (NYMEX).

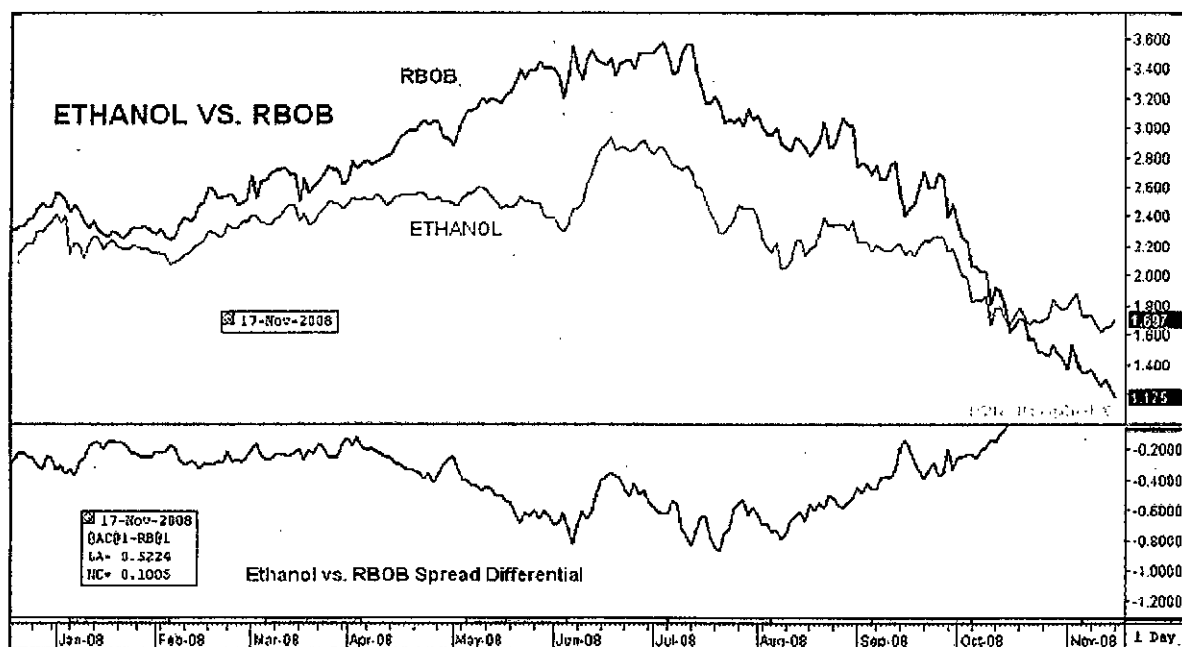


Figura 6.2 Precio de etanol en los Estados Unidos en 2008. Fuente: DTNEthanolCenter,2008

De la Figura 6.2, puede observarse la caída dramática en los precios de etanol y la gasolina en el mes de Julio debido a la caída del crudo en ese mes. Según el analista de la DTN, Rick Kment, en la semana de 20 de Noviembre los mercados spot de etanol cayeron debido a las pérdidas aguas en El mercado de maíz y las presiones de mercados futuros de etanol y gasolina. El analista también enuncia que una planta hipotética de etanol e los Estados Unidos en ese contexto tienen una ganancia neta de 2.2 centavos por galón.

En la Figura 6.3, se ilustra los precios históricos de etanol en los Estados Unidos en el mercado NYMEX desde Junio de 2008 hasta Octubre del 2010. La Figura 6.4 muestra los precios históricos de petróleo, con el fin de ilustrar la relación de este con los precios del etanol. La caída dramática de los precios de petróleo puede explicarse por la crisis financiera en los Estados Unidos y la desaceleración de la economía en el mundo, consecuentemente menor demanda de petróleo, en este

escenario con el barril de petróleo a menos de 50\$, la demanda de etanol cayó, consecuentemente, el precio en el mercado debido a una oferta mayor.

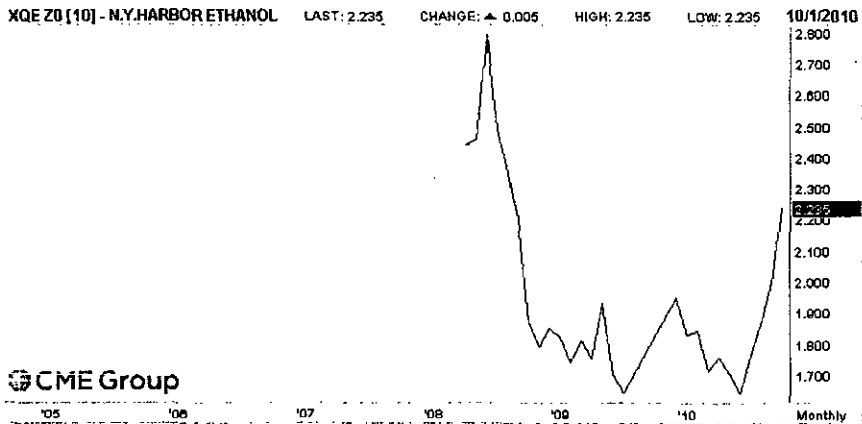


Figura 6.3. Precios Históricos del etanol en puerto de Nueva York desde Junio de 2008 hasta Octubre de 2010. Fuente: CME GROUP, 2010. www.nymex.com

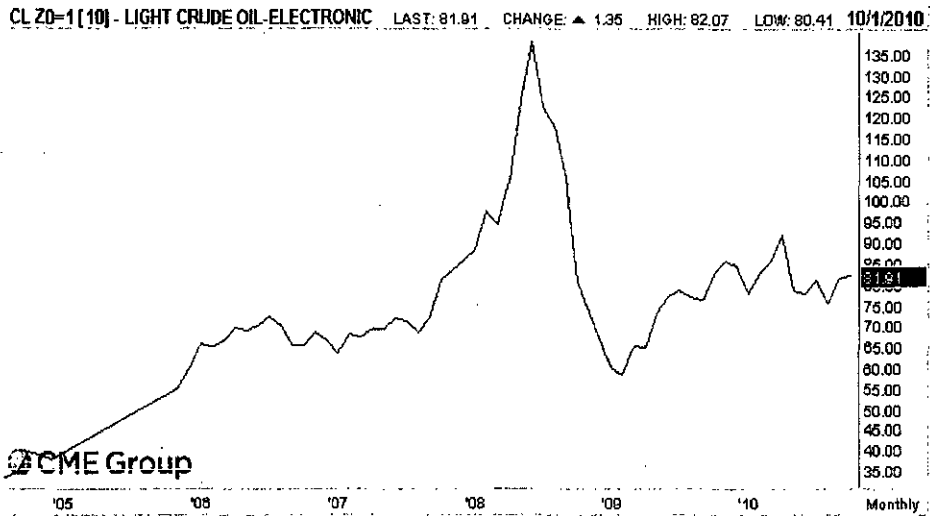


Figura 6.4. Precios Históricos de petróleo WTI desde 2005 hasta 2010. Fuente: CME GROUP, 2010. www.nymex.com

En el caso de Europa, debido a la falta de acceso a la información por el autor, solamente se consiguen expresarse los precios de etanol FOB (Free on Board) en el mercado de Rotterdam de Mayo de 2007 hasta Mayo de 2008 como muestra la Figura 6.5. Para mayor información sobre el mercado Europeo de etanol ingresar a la empresa Icis Pricing.



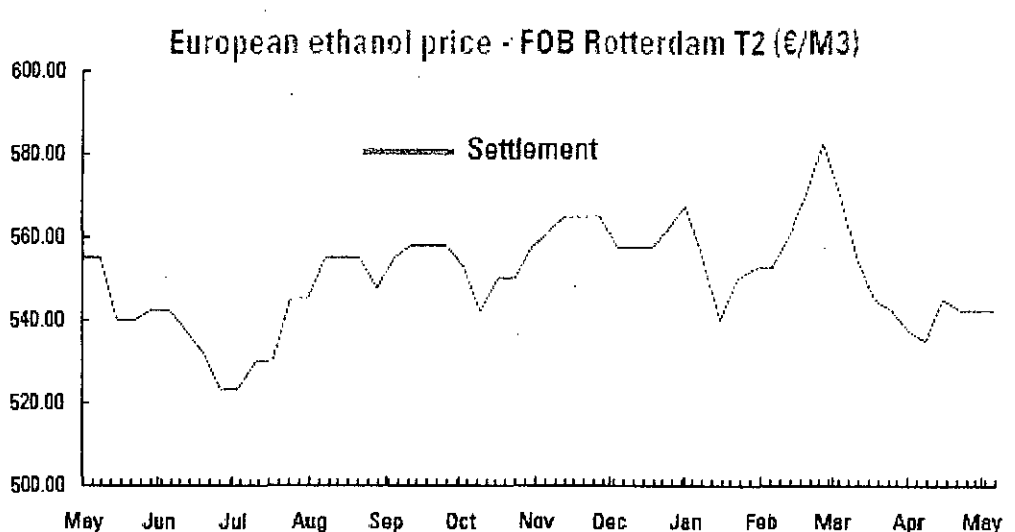


Figura 6.5 Precios de etanol en el mercado de Rotterdam, Mayo de 2007 hasta Mayo de 2008. Fuente: Ethanol Statistics (Junio,2008)

## 6.2 Precio Futuro del etanol

Los precios futuros de etanol en los Estados Unidos dependen de muchas variables. Richardson et al (2006), para su evaluación de riesgos en el estudio de factibilidad de una planta productora de etanol de maíz, consideró como variables estocásticas para su modelo los precios de: maíz, electricidad, gas natural, gasolina, intereses, tasas de inflación, y costos de producción. En el pasado, los productores de etanol han utilizado los futuros del NYMEX de gasolina sin mezclar para “hedgear” contra el riesgo del precio de etanol, debido a que la tendencia de etanol es movilizarse de acuerdo con los precios de la gasolina sin mezclar, especialmente cuando los precios de los contratos fueron seleccionados basados en los futuros de la gasolina no mezclada (Brookesby 2005).

Un ejercicio sin mucha dificultad que puede realizarse para obtener un precio de etanol probable con que se pueda realizar los cálculos económicos y financieros,

es examinar los precios históricos del etanol, convertirlos a valor constantes con el Consumer Price Index (CPI) y analizar la frecuencia y su correlación con una distribución normal.

Basándose en las Figura 6.1 y La.Figura 6.3 se tomaron 63 valores, con una media de 1 valor por mes, desde Mayo Del 2005 hasta Julio Del 2010, y con los respectivos CPI se trasladaron a precios constantes a Febrero del 2009. Utilizando el software SPSS se obtuvieron los resultados que son mostrados en la Tabla 6.1 y la Figura 6.6.

Tabla 6.1. Resultados obtenidos en el Software sobre análisis de frecuencia de los precios de etanol a noviembre a Julio del 2010.

Precios		
N	Valid	63
	Missing	0
Mean		1,9341
Std. Error of Mean		,05370
Std. Deviation		,42624
Variance		,182
Range		2,25
Minimum		1,26
Maximum		3,52
Percentiles	25	1,5710
	50	1,8903
	75	2,2023

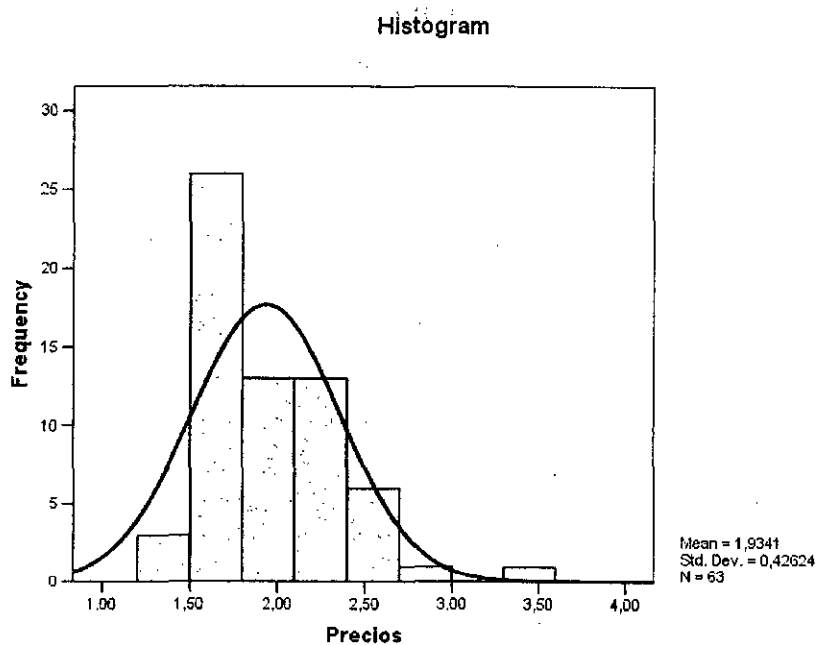


Figura 6.6. Ajuste de los resultados de precios de etanol a valor constante a una distribución normal.

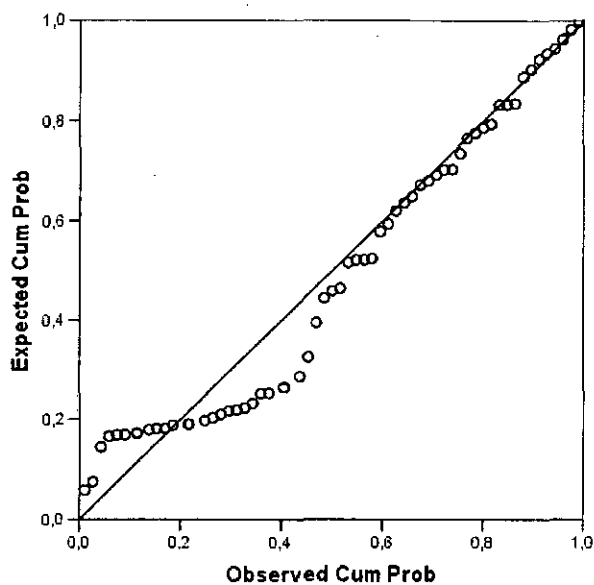


Figura 6.7. Correlación de la distribución de los precios con una distribución normal.

De la figura 6.6 puede concluirse que los precios de etanol de Mayo del 2005 a Julio Del 2010, pueden ajustarse a una distribución normal con un precio medio de 1, 934 US\$/gal y una desviación estándar de 0.42. Éste valor será utilizado para los

cálculos económicos financieros como valor venta del etanol para el mercado de Estados Unidos.

### 6.3 Evaluación Económica y Financiera de la Planta

Inversiones deben ser analizadas bajo tres ópticas que son relacionadas. Las inversiones deben ser analizadas del punto de vista económico, del punto de vista financiero y, también, del punto de vista de los riesgos asociados.

La análisis económica es el primer paso, el cual consisten en analizar la rentabilidad total del proyecto, considerando todos los ingresos y gastos a lo largo de un cierto periodo de análisis (Walter, 2008).

El análisis cash flow o de flujo de caja es utilizado para investigar la viabilidad económica de la planta de producción de etanol y electricidad. Varios flujos de caja irán a ser presentados describiendo el desempeño económico de la planta a través de su tiempo de vida.

El flujo de caja bruto (FCB) da la renta anual de la planta sin impuestos ni depreciación. El flujo de caja neto (NCF) incorpora las tasas y la depreciación en la renta anual. Y finalmente el Valor Actual Neto (VAN) da el valor presente de pagos futuros descontados a una tasa apropiada, menos el costo de inversión inicial; finalmente el calculo de tasa interna de retorno (TIR), es el valor de la tasa para el cual el VPL es igual a 0.

En los costos de equipamientos en la Tabla 5.15, va a modificarse los costos del sistema de cogeneración (como mostrado en el Capítulo 3). A los costos resultantes, se agregará un valor de 5.5% que representa los costos de flete de los equipos de Brasil a Perú ([www.brasilcomex.net](http://www.brasilcomex.net)), y una tasa arancelaria de 7%. A efectos de calcular los índices económicos, se irá a considerar un tiempo de vida para la planta toda de 20 años, y un precio de etanol de 1.934 \$/galón(511 US\$/m<sup>3</sup>), como escenario optimista, esto implica que los Estados Unidos no retire las barreras comerciales para importar etanol de Brasil, a esto debe descontarse el flete marítimo y el flete de la planta hasta el puerto, estimado en 60\$/m<sup>3</sup> (Rodrigues, 2008), debido al TLC firmado entre Perú y estados Unidos, no se tiene penalización arancelaria, pero va a considerarse una tasa portuaria de 4%. El resultado de esto es un valor de venta de 433.01 US\$/m<sup>3</sup> en los tanques de almacenamiento en la planta modelada.

Va a considerarse como egresos al costo de Inversión de la Tabla 6.2, este va a ser realizado dos años antes del inicio de operación de la planta, tomando este tiempo dedicado para la construcción de la planta, los costos fijos anuales obtenidos de la Tabla 5.19, irán como egresos junto a los costos variables anuales obtenidos de la Tabla 5.20. Los conceptos de Venta de Etanol Anhidro que son los 336 000 m<sup>3</sup> de etanol anhidro vendidos a un precio de 433,01 US\$/m<sup>3</sup> y la venta de electricidad a la red producida por la venta de 722,7 GWh/año a una tarifa de 40\$/MWh componen los ingresos anuales de la planta modelada.

Tabla 6.2. Estimado del Costo de Planta Llave en Mano en Perú.

Áreas Comunes	MMUS\$
Infraestructura General	9,65
Recepción y Manejo de Caña	0,76
Preparo de Caña	3,11
Molienda	11,47
Caldera	24,8
Turbogenerador 1	4,6
Turbogenerador 2	1,6
Turbogenerador 3	14,7
Equipos Auxiliares Cogeneración	4,6
Integración Térmica	1,5
Interconexión a la Red	1,0
Obras civiles	3,11
Instrumentación	27,65
Tuberías y Montaje	6,37
<b>Etanol</b>	
Trat.del caldo/pré-ferm./ferm	6,94
Destilería	8,16
Tanques de almacenamiento	5,15
Enfriamiento y Distribución del Agua	1,45
Obras civiles	2,27
Instrumentación	1,57
Tuberías y Montaje	5,51
<b>Costo Total de Equipos</b>	<b>145,93</b>
Costo de Transporte	5,50%
Costo Arancelario	7,00%
<b>Costo Total en Perú</b>	<b>164,73</b>

Para efectos de cálculo, estos valores serán considerados a valor constantes, la Tabla 6.3 resume los egresos e ingresos, y la Figura 6.8 muestra la distribución de estos durante 20 años de operación de la planta. Se va a considerar una vida útil de la planta toda de 20 años, lo cual en la realidad es falso, ya que los equipamientos de la usina tienen diferentes tiempos de vida útil, pero esto se hará con el objetivo de simplificar los cálculos.

Tabla 6.3. Egresos e Ingresos de la planta

<b>Egresos</b>	
Costo de Inversión (I)	\$164.732.554
Costos Fijos Anuales (F)	\$8.606.783
Costos Variables Anuales (V)	\$84.708.961
<b>Ingresos</b>	
Venta de Etanol Anhidro (E)	\$145.753.163
Venta de Electricidad (W)	\$28.900.000

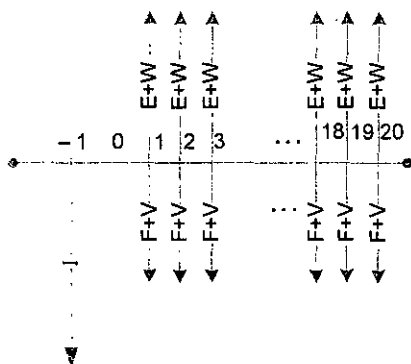


Figura 6.8. Distribución de los Egresos e Ingresos durante 20 años.

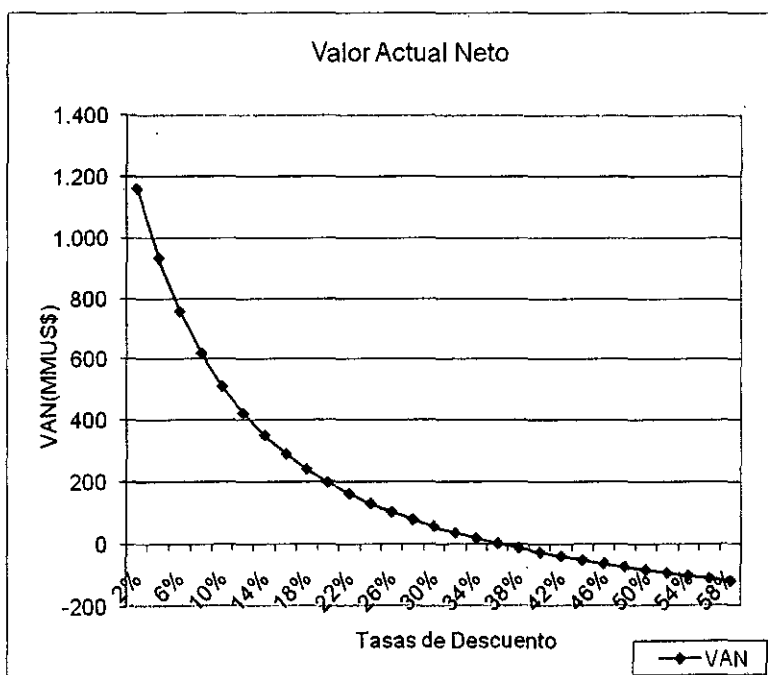


Figura 6.9. Valor Actual Neto de la Planta a diferentes tasas de descuento.

La Figura 6.9 los resultados del análisis económico hecho para el proyecto, se va a considerar una tasa de descuento de 14% con la cual se obtendría un VAN de

351 MMUS\$, esta tasa refleja los riesgos de tener incertezas en los precios de etanol, pero también cierta seguridad de abastecimiento considerando en el peor de los casos de no poder competir en el mercado americano, una demanda nacional que representaría aproximadamente 21% de la producción total de la planta. Del análisis también se obtiene una TIR de 36.2 %, concluyéndose de este valor que es un proyecto muy atractivo.

#### 6.4 Impuesto a La Renta y Depreciación

El impuesto a la renta es un tributo de periodicidad anual, que se aplica sobre las rentas obtenidas por los contribuyentes domiciliados en el país, sin tomar en cuenta la nacionalidad de las personas naturales, la ubicación de la constitución de las empresas ni el lugar de la fuente productora. Así mismo, grava a los contribuyentes no domiciliados en el país, solamente con respecto a sus rentas provenientes de la fuente peruana.

En el caso de empresas, el impuesto antes mencionado se aplica sobre cualquier ganancia o beneficio derivado de las operaciones con terceros, así como sobre el resultado por exposición a la inflación determinado en el encerramiento del ejercicio económico (PROINVERSION 2007). Según la ley peruana para este tipo de empresas se enuncia un impuesto a la renta neta de 30%.

Se va a seleccionar el método de depreciación lineal para deducir los impuestos, la depreciación se calcula con el valor del activo, teniendo en cuenta su



vida útil y el porcentaje de depreciación legalmente autorizado. El decreto Ley 25751 (Ley del Impuesto a la Renta) y su Reglamento D.S. 068-92 EF establecen una tabla de porcentajes anuales de depreciación.

Tabla 6.4. Tabla de Porcentajes anuales de depreciación. D.S. 068-92-EF.

Bienes	Vida útil	Porcentaje
Ganado de trabajo y reproducción	4 años	25%
Vehículos de transporte terrestre, hornos en general.	5 años	20%
Maquinarias y equipo para actividades minera y petrolera	5 años	20%
Equipo de Procesamiento de Datos	5 años	20%
Otros bienes de Activo Fijo	10 años	10%

La Tabla 6.5 representa la análisis económica y financiera de la inversión con recursos propios. El VAN a una tasa de descuento de 14% es de 215 MMUS\$ y tiene una TIR de 29%.

Tabla 6.5. Análisis Económico y Financiero de la Inversión con recursos propios.

Año	Economía Neta	Depreciación	Principal	Intereses	Total	Deuda	Renta tributable	Impuestos	Flujo de Caja
-1					\$164.732.554				-\$164.732.554
0									\$0
1	\$81.337.419	\$16.473.255					\$64.864.163	\$19.459.249	\$61.878.170
2	\$81.337.419	\$16.473.255					\$64.864.163	\$19.459.249	\$61.878.170
3	\$81.337.419	\$16.473.255					\$64.864.163	\$19.459.249	\$61.878.170
4	\$81.337.419	\$16.473.255					\$64.864.163	\$19.459.249	\$61.878.170
5	\$81.337.419	\$16.473.255					\$64.864.163	\$19.459.249	\$61.878.170
6	\$81.337.419	\$16.473.255					\$64.864.163	\$19.459.249	\$61.878.170
7	\$81.337.419	\$16.473.255					\$64.864.163	\$19.459.249	\$61.878.170
8	\$81.337.419	\$16.473.255					\$64.864.163	\$19.459.249	\$61.878.170
9	\$81.337.419	\$16.473.255					\$64.864.163	\$19.459.249	\$61.878.170
10	\$81.337.419	\$16.473.255					\$64.864.163	\$19.459.249	\$61.878.170
11	\$81.337.419						\$81.337.419	\$24.401.226	\$56.936.193
12	\$81.337.419						\$81.337.419	\$24.401.226	\$56.936.193
13	\$81.337.419						\$81.337.419	\$24.401.226	\$56.936.193
14	\$81.337.419						\$81.337.419	\$24.401.226	\$56.936.193
15	\$81.337.419						\$81.337.419	\$24.401.226	\$56.936.193
16	\$81.337.419						\$81.337.419	\$24.401.226	\$56.936.193
17	\$81.337.419						\$81.337.419	\$24.401.226	\$56.936.193
18	\$81.337.419						\$81.337.419	\$24.401.226	\$56.936.193
19	\$81.337.419						\$81.337.419	\$24.401.226	\$56.936.193
20	\$81.337.419						\$81.337.419	\$24.401.226	\$56.936.193

Se va a evaluar un segundo caso para el cual se hará dos préstamos, uno de COFIDE, Corporación Financiera de Desarrollo S.A., la cual posee un programa de financiamiento para proyectos multi-sectoriales, PROBID (COFIDE 2008), de hasta 20 000 000 US\$, y con pago de hasta 15 años, y una tasa de interés igual al LIBOR + 2.25 % para proyectos de pago mayores a 7 años. Para nuestro caso consideraremos un plazo de pago de 12 años. El dinero restante del proyecto será financiado por un banco común, por ejemplo el HSBC, el cual tiene préstamos para proyectos de importación de equipos con una tasa de interés igual al LIBOR+15% y un plazo de pago de hasta 8 años.

La Figura 6.10 muestra el LIBOR del periodo de 2000 a 2009, de esta figura puede observarse que en este tiempo esta tasa ha cambiado desde 7% hasta cerca de 0%, a su vez puede observarse en el periodo de 2008 a 2009 la caída de esta tasa LIBOR debido a la crisis financiera mundial. A efectos de simplificación de cálculo va a considerarse una tasa de LIBOR constantes de 4%.

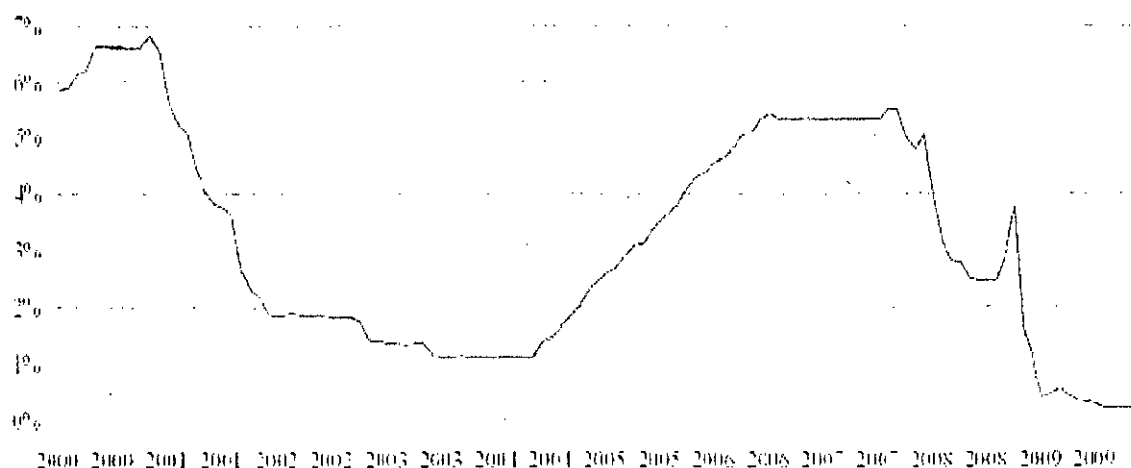


Figura 6.10. Histórico do LIBOR desde Enero 2006 hasta Nov. 2008. Fuente: [www.kshitij.com](http://www.kshitij.com)

La Tabla 6.6 representa el análisis económico y financiera de la inversión con los dos tipos de préstamos mencionados anteriormente. Como puede notarse en el periodo de construcción, el inversionista va a tener la necesidad de tener algunos fondos para pagar las tasas totales para los dos primeros años (además de poder garantizar la carta fianza pedida por el banco para este tipo de préstamos).

El VAN a una tasa de descuento de 14% resultó en 228 MMUS\$, esto es mayor que el VAN con recursos propios, además de tener una TIR de 100.2%, esta TIR tan grande puede explicarse del hecho de que solamente existe un flujo de caja negativo en el año 0 de -30.4 MMUS\$, cantidad que es recuperada en creces en el primer año de producción con un flujo de caja de 30.0 MMUS\$.

Tabla 6.6. Análisis Económica-Financiera de la Inversión con dos prestamos a diferentes tasas.

Año	Economía Neta	Depreciación	Principal E1	Interesas E1	Total E1	Deuda E1	Principal E2	Interesas E2	Total E2	Deuda E2	Renta tributable	Impuestos	Flujo de caja
-1					\$0	\$20.000.000			\$0	\$144.732.554	\$0	\$0	\$0
0			\$1.168.344	\$1.250.000	\$2.418.344	\$18.831.656	\$9.101.515	\$27.499.185	\$36.600.701	\$135.631.038	-\$28.749.185	-\$8.624.756	-\$30.394.289
1	\$81.337.419	\$16.473.255	\$1.241.366	\$1.176.978	\$2.418.344	\$17.596.290	\$10.830.803	\$25.769.897	\$36.600.701	\$124.800.235	\$37.917.288	\$11.375.186	\$30.943.187
2	\$81.337.419	\$16.473.255	\$1.318.951	\$1.099.393	\$2.418.344	\$16.271.338	\$12.898.656	\$23.712.045	\$36.600.701	\$111.911.579	\$40.052.726	\$12.015.818	\$30.302.556
3	\$81.337.419	\$16.473.255	\$1.401.386	\$1.016.959	\$2.418.344	\$14.969.953	\$15.337.501	\$21.263.200	\$36.600.701	\$96.574.078	\$42.594.005	\$12.775.201	\$29.543.172
4	\$81.337.419	\$16.473.255	\$1.488.972	\$929.372	\$2.418.344	\$13.080.980	\$18.251.626	\$18.349.075	\$36.600.701	\$78.322.453	\$45.383.716	\$13.675.715	\$28.642.659
5	\$81.337.419	\$16.473.255	\$1.582.033	\$836.311	\$2.418.344	\$11.798.947	\$21.719.435	\$14.881.266	\$36.600.701	\$56.603.018	\$49.146.596	\$14.743.976	\$27.574.398
6	\$81.337.419	\$16.473.255	\$1.680.910	\$737.434	\$2.418.344	\$10.118.037	\$25.846.127	\$10.754.573	\$36.600.701	\$30.756.891	\$53.372.156	\$16.011.647	\$26.306.727
7	\$81.337.419	\$16.473.255	\$1.785.967	\$632.377	\$2.418.344	\$8.332.070	\$30.756.891	\$5.843.809	\$36.600.701	\$0	\$58.387.977	\$17.516.393	\$24.801.981
8	\$81.337.419	\$16.473.255	\$1.897.390	\$520.754	\$2.418.344	\$6.434.480					\$64.343.409	\$19.303.023	\$29.616.052
9	\$81.337.419	\$16.473.255	\$2.016.189	\$402.155	\$2.418.344	\$4.418.290					\$64.462.008	\$19.338.603	\$29.580.472
10	\$81.337.419	\$16.473.255	\$2.142.201	\$276.143	\$2.418.344	\$2.276.089					\$64.588.020	\$19.376.406	\$29.542.668
11	\$81.337.419		\$2.276.089	\$142.256	\$2.418.344	\$0					\$81.195.163	\$24.358.549	\$34.560.525
12	\$81.337.419										\$81.337.419	\$24.401.226	\$36.936.193
13	\$81.337.419										\$81.337.419	\$24.401.226	\$36.936.193
14	\$81.337.419										\$81.337.419	\$24.401.226	\$36.936.193
15	\$81.337.419										\$81.337.419	\$24.401.226	\$36.936.193
16	\$81.337.419										\$81.337.419	\$24.401.226	\$36.936.193
17	\$81.337.419										\$81.337.419	\$24.401.226	\$36.936.193
18	\$81.337.419										\$81.337.419	\$24.401.226	\$36.936.193
19	\$81.337.419										\$81.337.419	\$24.401.226	\$36.936.193
20	\$81.337.419										\$81.337.419	\$24.401.226	\$36.936.193

Como puede notarse en los resultados de la análisis financiera en las 2 modalidades, con recursos propios y con préstamos, el proyecto es muy rentable, el VAN a tasa de descuento de 14% es positivo, y la TIR esta en el rango de proyectos con alta rentabilidad. No obstante vale mencionar que en los dos casos se ha considerado suposiciones a valores constantes, ejemplo: El precio promedio de etanol a lo largo de 20 años, la tasa LIBOR, los costos fijos y anuales, el precio medio en el mercado spot de electricidad.

En la realidad esto no ocurre, existe riesgos de inversión que se viene reflejando en cambios de los valores considerados para el análisis económica financiera, que pueden mudar la rentabilidad del proyecto negativamente y hasta positivamente (ejemplo: En el escenario que la demanda por etanol crezca y el precio suba dramáticamente).

### 6.5 Evaluación de los Riesgos

Cuando los cambios son inciertos, no se puede determinar con precisión rentas, costos, valores presentes, e tasas de retorno sin antes aventurarse a decisiones con riesgos implicados (Kaplan,1983).

Entre las herramientas a utilizar para evaluar los riesgos de los cambios en los parámetros que afectan al proyecto se irá a utilizar el método e la análisis de sensibilidad, y escenarios futuros optimistas y pesimistas de medidas donde ocurran cambios de precios y costos poco probables pero posibles, de tal manera que lo que

pueda pasar en el futuro ocurra con mucha probabilidad en el rango de estos dos escenarios.

### 6.5.1 Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad puede ser definida con una técnica que permite de forma controlada conducir experimentos e investigaciones con El uso de un modelo de simulación. Esto permite evaluar los impactos asociados a las alteraciones de los valores de las variables de entrada, de los parámetros del sistema y de los cambios estructurales en un modelo. Estos impactos son determinados por medio de análisis de las variables de salida. La Figura 6.11 muestra el análisis de sensibilidad de la rentabilidad de la planta, considerando la modalidad de financiamiento con préstamos.

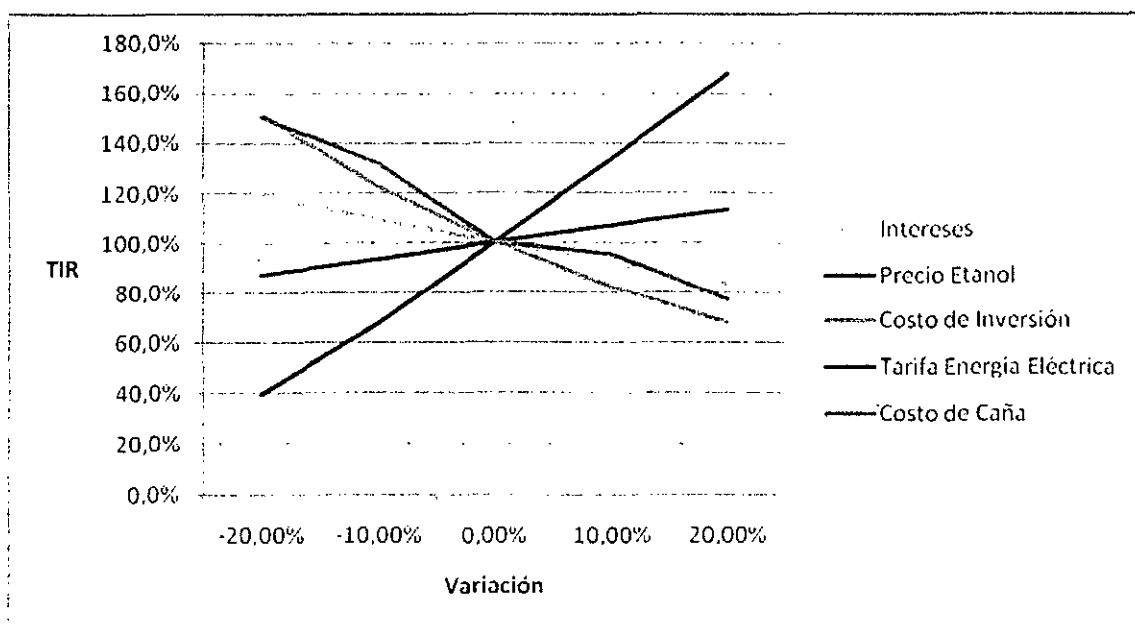


Figura 6.11. Análisis de Sensibilidad de la TIR de la Planta.

Del análisis de sensibilidad, se observa como factor de mayor importancia el precio de etanol, seguido por el costo de la caña. De la Figura 6.11, puede razonarse que a efectos de asegurar el proyecto contra los riesgos de variaciones de precios de mercado se puede realizar un hedge que implique por ejemplo una venta a un precio 20% menor (346,41 \$/m<sup>3</sup>) y todavía tener una TIR atractiva de 39.1 %.

Siendo el costo de la caña un factor importante para la rentabilidad del proyecto, es realizado un análisis de sensibilidad para ésta, el cual es mostrado en la Figura 6.12.

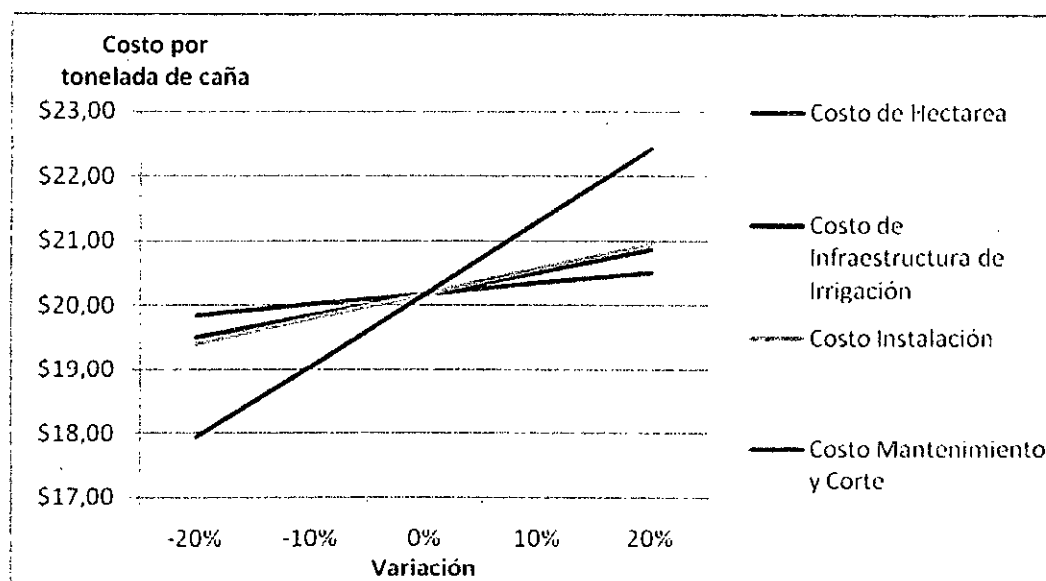


Figura 6.12 . Análisis de Sensibilidad del Costo de la Caña.

De la análisis de sensibilidad puede afirmarse que el factor que mas importante en la estructura de costos de la cña es el Costo de Mantenimiento y Corte, de la Tabla5.8 puede inferirse que dentro de este factor el que mas influencia es la cosecha propiamente dicha, ésta implica los costos de las cosechadoras mecánicas, el

gastos de combustible de estas y el transporte de caña del campo hasta la planta. Entonces es necesario que la planta tenga un gerenciamiento agrícola optimo, y una política de agricultura de alta precisión, esto puede conseguirse realizando asociaciones con empresas que ya tienen experiencia en este tema como por ejemplo el grupo Guarani S.A.

#### 6.5.2 Evaluaciones económicas utilizando escenarios pesimistas y optimistas

Para el escenario pesimista va a considerarse un precio de venta 20% menor (346.41 \$/m<sup>3</sup>) y una liberación de los impuestos que el mercado americano impone al etanol brasilero al quinto año, considerando los costos de producción del etanol brasilero a 280 US\$/m<sup>3</sup> (Mendonça et al 2008), a esto aumentando los precios por frete marítimo (60\$/m<sup>3</sup>) y tasas portuarias (47\$/m<sup>3</sup>) (Rodrigues, 2008) resultaría en un precio de 387 US\$/m<sup>3</sup> que puede el empresario brasilero colocar su etanol en el mercado americano sin obtener ganancias pero como una estrategia de eliminación de la competencia. A esto sumaremos una caída en la tarifa media constante de energía eléctrica en el mercado de corto plazo a 30 US\$/MWh, esto tal vez podría pasar en una gestión adecuada del gobierno peruano de fomentos de centrales hidroeléctricas, política que dejó de realizar por el hecho de asegurar una demanda de gas natural fomentando el uso de centrales térmicas dando un precio premio de gas natural para generación eléctrica, a esta gestión debe sumarse la consideración de un régimen regular de lluvias para alcanzar la tarifa considerada.

peruano también podría apoyar a sus industrias de etanol, este apoyo económico sería menor del que necesitaría la industria de etanol brasilera debido a la magnitud mayor de ésta.

En el escenario Optimista se considerará una tasa de crecimiento del precio del etanol constante de 2% al año, esto puede resultar debido a un aumento en la demanda de etanol combustible por la adopción en las legislaciones de mezcla de etanol en los países que todavía no es obligatoria, además será considerado un incremento de la tarifa de energía eléctrica en 10% cada 5 años, lo cual podría explicarse en un escenario que el Perú mantenga un crecimiento de su economía como el reportado en los últimos años y no cuente con un planeamiento energético. Finalmente va a considerarse disminuciones de 0.5% cada año en los costos de la caña de azúcar explicados por la experiencia.

Tabla 6.8. Análisis Económico Financiera del Proyecto en el Escenario Optimista

Año	Economía Neta	Depreciación	Principal E1	Intereses E1	Total E1	Deuda E1	Principal E2	Intereses E2	Total E2	Deuda E2	Renta tributaria	Impuestos	Flujo de caja
-1					\$0	\$20.000.000			\$0	\$144.732.554	\$0	\$0	\$0
0			\$1.168.344	\$1.250.000	\$2.418.344	\$18.831.656	\$9.101.515	\$27.499.183	\$36.600.701	\$135.631.038	\$28.749.185	\$8.624.756	\$30.394.289
1	\$81.337.419	\$16.473.255	\$1.241.366	\$1.176.978	\$2.418.344	\$17.590.290	\$10.830.803	\$25.769.897	\$36.600.701	\$124.800.235	\$37.917.288	\$11.375.106	\$30.943.187
2	\$84.676.027	\$16.473.255	\$1.318.951	\$1.099.393	\$2.418.344	\$16.271.338	\$12.888.656	\$23.712.045	\$36.600.701	\$111.911.579	\$43.391.334	\$13.017.400	\$32.639.582
3	\$88.070.818	\$16.473.255	\$1.401.386	\$1.016.959	\$2.418.344	\$14.869.953	\$15.337.501	\$21.263.200	\$36.600.701	\$96.574.078	\$49.317.404	\$14.795.221	\$34.256.552
4	\$91.522.970	\$16.473.255	\$1.488.972	\$929.372	\$2.418.344	\$13.380.980	\$18.251.626	\$18.349.075	\$36.600.701	\$78.322.453	\$55.771.268	\$16.731.380	\$35.772.545
5	\$97.923.682	\$16.473.255	\$1.582.033	\$836.311	\$2.418.344	\$11.798.947	\$21.719.435	\$14.981.266	\$36.600.701	\$56.603.018	\$65.732.849	\$19.719.855	\$39.184.782
6	\$101.494.177	\$16.473.255	\$1.680.910	\$737.434	\$2.418.344	\$10.118.037	\$25.846.127	\$10.754.573	\$36.600.701	\$30.756.891	\$73.528.914	\$22.038.674	\$40.416.458
7	\$105.125.704	\$16.473.255	\$1.785.967	\$632.377	\$2.418.344	\$8.332.070	\$30.756.891	\$5.843.809	\$36.600.701	\$0	\$82.176.262	\$24.652.879	\$41.453.781
8	\$108.819.535	\$16.473.255	\$1.897.590	\$520.754	\$2.418.344	\$6.434.480					\$91.825.526	\$27.547.638	\$78.853.533
9	\$112.576.968	\$16.473.255	\$2.016.189	\$402.155	\$2.418.344	\$4.418.290					\$95.701.558	\$28.710.467	\$81.448.156
10	\$119.578.326	\$16.473.255	\$2.142.201	\$276.143	\$2.418.344	\$2.276.089					\$102.828.927	\$30.848.678	\$86.311.503
11	\$123.466.938		\$2.278.089	\$142.256	\$2.418.344	\$0					\$123.324.703	\$36.997.411	\$84.051.203
12	\$127.423.242										\$127.423.242	\$38.226.973	\$89.196.269
13	\$131.448.580										\$131.448.580	\$39.434.574	\$92.014.006
14	\$135.544.405										\$135.544.405	\$40.663.321	\$94.881.683
15	\$143.209.075										\$143.209.075	\$42.962.733	\$100.246.353
16	\$147.450.281										\$147.450.281	\$44.235.034	\$103.215.196
17	\$151.766.439										\$151.766.439	\$45.529.932	\$106.236.507
18	\$156.159.059										\$156.159.059	\$46.847.730	\$109.311.369
19	\$160.629.839										\$160.629.839	\$48.188.552	\$112.440.887
20	\$165.180.271										\$165.180.271	\$49.554.081	\$115.626.190



La Tabla 6.8 ilustra los flujos de caja para el escenario optimista, al final del año 20 en este escenario el etanol tiene un precio de 744,43\$/m<sup>3</sup> en el mercado americano y el precio de energía eléctrica promedio en el SEIN es de 53.24 \$/MWh, en ese año esperase alcanzar un costo de producción unitario de 18.34\$/tonelada de caña. A una tasa de descuento de 14% y bajo las condiciones optimistas anteriormente descritas, el VAN del proyecto es de \$ 334.033.235 con una TIR de 108%. Esto resultaría en un proyecto muy atractivo.

En los análisis económicos en este proyecto no se ha considerado los costos indirectos que pueden resultar de los costos ambientales que podría implicar la instalación de una destilería del porte como el proyectado. Así mismo, para los cálculos de costo de la caña, se ha considerado financiar la infra estructura que permita la irrigación con recursos propios.

## **CAPÍTULO 7**

### **ANÁLISIS DE GEI, HUELLA ECOLÓGICA Y CONSUMO DE AGUA DEL ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA DE DIFERENTES COMBUSTIBLES**

En este capítulo se pretende comparar las necesidades de recursos de tierra y agua en el ciclo de vida de cuatro diferentes recursos energéticos: Etanol de caña de azúcar, etanol de maíz, Gasolina de Petróleo Convencional (EUA), y gasolina producida a partir de arenas bituminosas. Los conceptos de huella de carbono, huella ecológica y agua virtual son utilizados.

#### 7.1 Línea de Base para los Análisis

Datos de diferentes estudios de análisis de Ciclo de Vida de pozo-a-rueda para los cuatro recursos energéticos han sido tomados para el análisis de emisiones de GEI en este trabajo.

Para los biocombustibles, las emisiones de GEI debidas a la etapa de combustión son consideradas cero por definición; para gasolinas de origen fósil, un valor de 72.91 gCO<sub>2</sub>eq/MJ es considerado, lo que fue estimado para la Gasolina Reformulada de Almacenamiento de Mezcla para mezcla oxigenada (CARBOB) (CARB, 2009). Debido al hecho de que el etanol y la gasolina tienen diferentes poderes caloríficos, los resultados serán expresados en términos de energía (TJ).

En el caso del etanol anhidro, por no haber suficientes datos en la literatura peruana, el estudio hecho por SEABRA( 2008) fue escogido, el cual compila datos de 2006 para una muestra de 44 plantas del Centro-Sur Brasileiro. En los cálculos hechos por SEABRA (2008) de las emisiones y mitigaciones de GEE, los siguientes aspectos fueron incluidos: la producción de caña de azúcar (el combustible utilizado en la etapa agrícola, las emisiones N<sub>2</sub>O del suelo debido a N-fertilizantes y residuos), el transporte de caña a la unidad industrial, la unidad industrial y la distribución.

También es escogido, para efectos de contraste, el estudio presentado por la EPA (2010) para el etanol brasileiro, el cual considera una planta de caña de azúcar que opera con 100% de la caña alimentada para la producción de etanol. Este estudio presenta una media de 61% de reducción de emisiones de GEI para el ciclo de vida del etanol en las estimativas de 2022 sin recolecta del residuo comparado a la gasolina- línea de base de 2005.

En el caso del etanol de maíz, el análisis de ciclo de vida hecho por la California Air Resources Board (CARB,2009) fue escogido como representativo para un promedio de etanol producido en molienda a seco en la región Centro-Oeste de los Estados Unidos. Los resultados presentados por la EPA (2010) también son considerados y lleva en cuenta una planta de molienda a seco que utiliza gas natural en 2022, resultando en 21% en la reducción de GEI comparadas con la gasolina (línea de base de 2005). Como en el caso del etanol brasileiro, los datos para el cálculo de las emisiones de GEE para el etanol de maíz incluyen la etapa agrícola,

los químicos utilizados en esta etapa, el transporte de la materia prima, la producción de etanol y la distribución.

La cuestión de la sostenibilidad considerada más relevante para la evaluación de biocombustibles, además de las emisiones de GEI, es el cambio del uso de la tierra, considerando impactos ambientales directos e indirectos, e impactos socioeconómicos de la producción de etanol a un nivel regional (WALTER et al. 2008).

Por ejemplo, SEARCHINGER et al. (2008) enuncia que utilizando un modelo agrícola para estimar las emisiones del cambio directo de la tierra directas e indirectas, el etanol de maíz, en vez de producir un ahorro de 20%, doblaría las emisiones de GEI e incrementaría estas por 167 años. Este estudio estimó las emisiones debido al cambio del uso de la tierra del etanol de maíz como 104 gCO<sub>2</sub>eq/MJ.

No obstante, estudios posteriores incluyeron factores adicionales considerando que para un incremento en la producción en los Estados Unidos a 15 billones de galones por año en 2015, nuevas tierras de pastaje y bosques no serían convertidos (DARLINGTON, 2009).

En Brasil, la producción de 15.85 billones de galones por año en 2010 iría a corresponder a una demanda relativamente pequeña de nuevas áreas (~5M ha), las cuales deben ser consideradas combinadas con probables áreas liberadas debido al

progresivo incremento de las productividades de las tierras dedicada a pastaje (NASSAR, 2008). Los resultados del a EPA (2010), considerando valores conservadores son llevados en cuenta para los efectos de Cambio del Uso de la Tierra.

Este problema de Cambio de Uso de la Tierra no sucedería en el Perú, ya que los nuevos proyectos de etanol se ubican en tierras originalmente eriazas y desérticas, porque no existiría una penalización en el ciclo de carbono, es más, debido al incremento de carbono en la tierra debido a la plantación de caña, se espera que este efecto de cambio de uso de la tierra sea positivo.

Para la gasolina de combustibles fósiles, dos diferentes fuentes son evaluadas: el petróleo convencional de referencia en los Estados Unidos y las Arenas Bituminosas. En el caso del petróleo convencional, datos de ingreso predeterminados en el modelo GREET para valores promedio de gasolina en los EUA, de energía para producción de petróleo crudo, de las emisiones de gases de antorcha, y de energía en el refino son utilizados (CARB, 2009).

También es utilizada el análisis realizado por el National Energy Technology Laboratory (NETL,2008), el cual fue específicamente direccionado para establecer la línea de base de 2005. Esta línea de base es requerida por la “Energy Independence and Security Act” para comparar combustibles renovables.

Para la evaluación de GEI de las arenas bituminosas, los datos de ingreso predeterminados del GREET para la técnica de mina superficial es escogida, donde grandes cantidades de equipos de movimiento de tierras son utilizados para remover la superficie, excavar y cargar las arenas bituminosas en grandes camiones hasta la planta de proceso. También, es considerada la técnica de recuperación térmica in-situ donde el bitumen es convertido en Petróleo Sintético y enviado a la refinería.

Las penalidades del cambio de la tierra para la producción de arenas bituminosas son reportadas por JORDAAN et al. (2009), valores de 1858 gCO<sub>2</sub>/bbl para las minas superficiales y 487 gCO<sub>2</sub>/bbl para la recuperación térmica in-situ son considerados.

La Figura 7.1 resume las diferentes emisiones de GEE reportadas en los diferentes estudios previamente citados (CARB 2009a, SEABRA 2009, EPA 2010, CARB 2009b, NETL 2008).

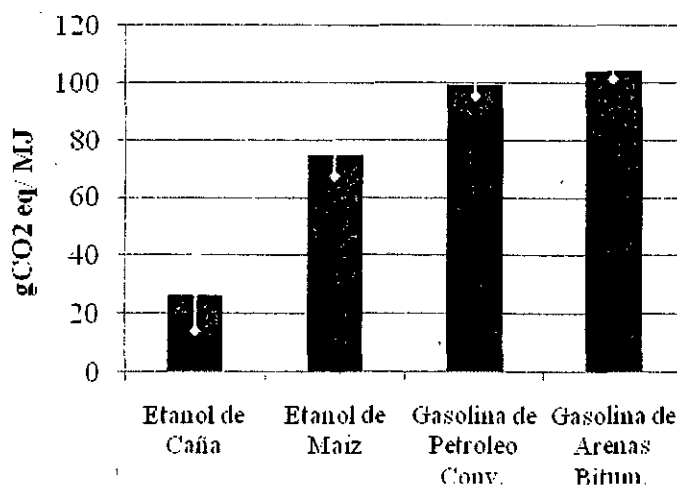


Figura 7.1 Emisiones de GEI en el Análisis de Ciclo de Vida de los combustibles evaluados\*

\*Los puntos significan resultados de un estudio con el valor máximo y mínimo respectivamente. La barra representa la media aritmética. Ídem para la Figura 7.2

En una primera aproximación, el etanol de caña de azúcar es visto como el combustible más eficiente en términos de emisión de GEE. Aunque el etanol de maíz no tenga ventajas significativas como las que tiene el etanol de caña, este tiene un grande potencial para ser explorado con avances tecnológicos, (WANG,2005) además de contribuir para la seguridad energética del país productor.

## 7.2 Evaluación de la huella ecológica

La huella ecológica (“ecological footprint”) mide la cantidad de área de tierra que se requiere para producir todos los recursos que un individuo, una población, o una actividad consume, considerando también la absorción de residuos que esto genera. Esto puede ser comparado con la biocapacidad, la cantidad de área productiva que esta disponible para generar estos recursos y absorberlos como desperdicio(EWING, 2008).

La mejor ventaja del concepto de huella ecológica es que ella exhibe una idea clara del mensaje de demanda de biocapacidad del padrón de producción en una forma didáctica. De acuerdo con VOS (2007), usar la huella ecológica como métrica es una aproximación elegante para traer las tres dimensiones del balance de energía, alimentos versus combustibles, y cambios climáticos juntos en una expresión simple, ayudando a suministrar una análisis interna en la sostenibilidad de un biocombustible a largo plazo.

No obstante, la presentación de la huella ecológica necesita ser mejorada, siendo que esta es una medida estática, y esto ignora los cambios tecnológicos, los recursos debajo de la tierra, es una medida de almacenamiento y no de flujo, y carece de equidad.

Según STACHOWIAK (2003), mas trabajo necesita ser hecho sobre el problema de los índices forestales y la sostenibilidad. No obstante a pesar de muchas objeciones, queda un tremendo potencial en el uso de la huella ecológica para estimativas de cuantas personas en una nación pode soportar, sometidos a un padrón de consumo y producción específicos.

Trabajos evaluando combustibles y utilizando la herramienta de la huella ecológica fueron hechos en el pasado resultando en diferentes conclusiones. Por ejemplo, OLIVEIRA et al.(2005) concluye que el uso de etanol como un sustituto para la gasolina “no es una opción amistosa sustentablemente”, considerando valores de huella ecológica. Considerando ambas, la energía neta y mitigaciones de CO<sub>2</sub>, estas parecerían ser relativamente sin importancia cuando comparados con la huella ecológica. En la misma dirección, VOS (2007) concluye que, con excepción del biodiesel hecho de residuos de aceites vegetales, no serían soluciones sustentables ni el biodiesel ni el etanol de primera generación.

Por otro lado, con el objetivo de responder a la pregunta “ Cuan sostenibles son los biocombustibles?”, utilizando la huella ecológica, STOEGLEHNER y NARODOSLAWSKY (2009) afirman que puede ser concluido que los



biocombustibles pueden ofrecer grandes beneficios ambientales cuando comparados con los combustibles fósiles. Incluso así, saber a qué nivel la producción de biocombustibles es sostenible va a depender de la cantidad de tierra disponible y, consecuentemente, podrá solamente ser decidido en un contexto regional. En este sentido, la huella ecológica puede contribuir significativamente en la formulación de políticas públicas regionales.

Finalmente, HOLDEN e HOYER (2005), analizando diferentes tipos de combustibles, concluyen que solamente una combinación estratégica de una sustitución de combustibles, promoción de nuevos medios de transporte y una estrategia de reducción del crecimiento del transporte, son compatibles con los requerimientos de sostenibilidad a largo plazo.

Dos componentes son considerados para los cálculos de huella ecológica de los combustibles en este capítulo, la “Tierra de producción”, la cual es definida como el área requerida para la producción de energía; y la “Tierra para captura de CO<sub>2</sub>”, la cual es definida como las tierras de bosques requeridas para absorber las emisiones de carbono dadas.

La productividad agrícola y la eficiencia de conversión industrial para el etanol de caña de azúcar y de maíz son tomadas de SEABRA (2009) y DARLINGTON(2009). Para el petróleo convencional no es adicionado el valor del área para la producción, debido a la falta de datos, la cual se estima ser pequeña.

Datos de JORDAAN et al. (2009) son incluidos en la cuenta del área de producción de las arenas bituminosas, resultando en un valor estimado de 0.024 ha/TJ.

En los cálculos de área requerida para el secuestro de CO<sub>2</sub>, el valor reportado por WACKERNAGEL e REES (1995) es adoptado, con un valor promedio de 6.6 toneladas métricas por hectárea por año para el secuestro de CO<sub>2</sub> por bosques en el mundo.

Datos de la Figura 7.1, son utilizados para calcular la Tierra CO<sub>2</sub> para cada combustible. La Figura 7.2 muestra los resultados de huella ecológica para los combustibles evaluados.

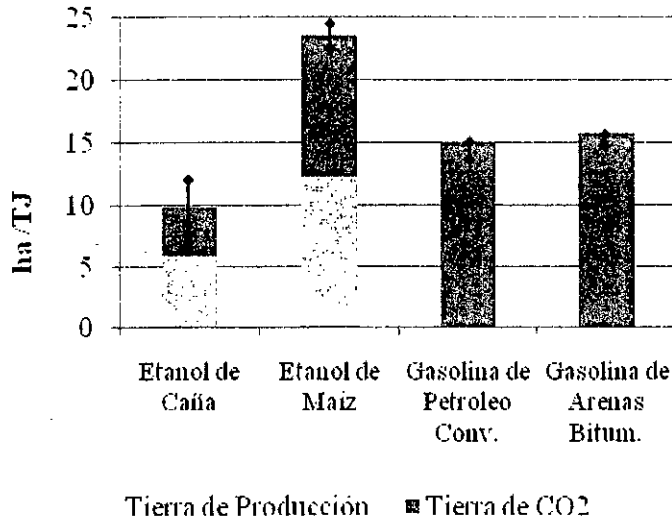


Figura 7.2 Resultados de Huella Ecológica para los diferentes combustibles analizados.

La Figura 7.2 muestra el análisis de huella ecológica para los diferentes combustibles evaluados, y esto puede ser interpretado como la tierra total que sería

necesaria en una economía de cero emisiones de GEI. De estos resultados, el etanol de caña de azúcar es el más eficiente en términos de tierra. Comparando resultados de otros estudios de huella ecológica de combustibles, por ejemplo, con los datos reportados por OLIVEIRA et al. (2005) (Etanol de caña de azúcar 10,6 ha/TJ; Etanol de maíz (E85) 23,1 ha/TJ, gasolina de petróleo convencional 13 ha/TJ cuando convertidos a las mismas unidades) puede ser observado que ellos se encuentran en el rango de los resultados reportados en la Figura 7.2.

En este escenario de cero emisiones, tanto la gasolina de petróleo convencional como la de las arenas bituminosas, cuando compensadas sus emisiones de GEI por reforestación, necesitarían menos tierra que el etanol de maíz.

### 7.3 Uso del agua en la producción

Los biocombustibles son frecuentemente criticados por la necesidad de grandes cantidades de agua en su producción agrícola, y varios autores sustentan que esto puede causar escasez hídrica si fuera utilizado en gran escala (BERNDES 2002, GERBENS-LEENES et al. 2009, HONG et al. 2009).

El agua utilizada para producir petróleo de las arenas bituminosas ha sido reportada como siendo mayor que para la producción de petróleo convencional. Valores de 7 m<sup>3</sup> de agua/m<sup>3</sup> de petróleo para minas superficiales de arenas bituminosas comparada a 0,42m<sup>3</sup> de agua/ m<sup>3</sup> de petróleo convencional son reportados por KING e WEBBER (2008).

Valores promedio de agua consumida para la conversión de las materias primas en combustible, encontrada en la literatura (ELIA NETO et al. 2009,GAO 2010,GLEICK 1994, REASON et al. 2010) son presentados en la Figura 7.3, los valores son mostrados en términos de litro de agua /litro de combustible y ellos deben ser interpretados para litro de etanol y litro de gasolina respectivamente.

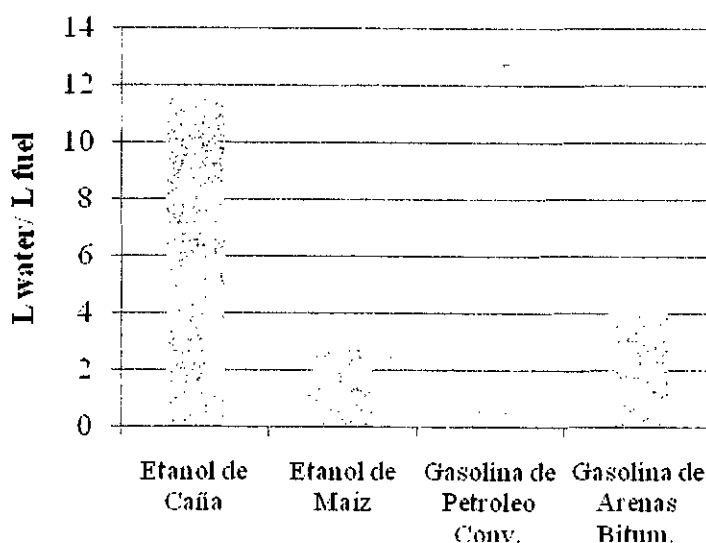


Figura 7.3 Agua consumida en el proceso de conversión de las materias primas en combustibles.

Separar el agua captada de aguas superficiales o subterráneas, del agua de lluvia en los cálculos es importante debido a la primera tener un valor efectivo y restricciones ambientales. Por ejemplo, en el Estado de Sao Paulo en Brasil, las plantas de etanol son obligadas a reducir su consumo de agua captada a 1  $\text{m}^3$ /tonelada de caña (CETESB,2008).

El etanol de caña de azúcar se destaca por su grande demanda de agua reportada actualmente en la fase industrial comparada con la producción de otros combustibles. No obstante, como demostrado por Chavez-Rodriguez (2010), con

medidas de reducción en los consumos y de reúsos de las corrientes (sin considerar el agua de la vinaza y las pérdidas de lavado de la caña), este valor puede ser reducido a 3.6 litros de agua por litro de etanol. Y todavía reutilizando el agua contenida en la vinaza, se podría alcanzarse excedentes de 3 litros de agua por litro de etanol producido.

Si bien no existe gran diferencia de consumo de agua en la etapa industrial para los diferentes combustibles, introduciendo en los datos el agua consumida en la etapa agrícola afecta dramáticamente los resultados de agua consumida. Para tomar en cuenta estos consumos de agua en el campo, el concepto de Agua Virtual(o huella hídrica para productos) puede ser utilizada, ésta es definida como el agua utilizada en la producción de un bien o servicio y en su uso (Allan, 1997).

El contenido de agua virtual de un producto consiste de 3 componentes:

Agua verde- es el volumen de agua de lluvia que fue evaporada durante el proceso de producción. Esto es principalmente relevante para los productos agrícolas, donde este valor se refiere al total de evaporación de agua de lluvia en el campo durante el periodo de crecimiento del cultivo (incluyendo transpiración por las plantas y otras formas de evaporación)

Agua azul- es el volumen de aguas superficiales o subterráneas que evaporan o fueron consumidas como resultado de la etapa agrícola del producto, o en los procesos industriales del producto. En el caso de la producción del cultivo, su

contenido de agua azul es definido como la suma de evaporación del agua irrigada en el campo y la evaporación del agua de los canales de irrigación y reservorios artificiales de almacenamiento. En el caso de la producción industrial y el suministro de agua para uso domestico, el contenido de agua azul del producto o servicio es igual a la parte del agua retirada del suelo o al agua superficial que evapora y consecuentemente no retorna al sistema de donde vino.

Agua gris- es el volumen de agua que es contaminada durante su producción. Esta puede ser cuantificada calculando el volumen del agua requerida para diluir contaminantes emitidos al sistema natural de agua durante su proceso de producción hasta que la calidad del agua en el ambiente quede en concordancia con las normas de calidad de agua referente.

La realidad en el Perú sobre uso de agua en el campo para caña de azúcar comparada con Brasil es muy diferente. En el Perú, en los nuevos proyectos de etanol en la costa norte, la caña de azúcar es predominantemente alimentada por irrigación. Utilizando para este fin en algunos casos agua subterránea, o en otros, como en los casos de los nuevos proyectos de etanol en el departamento de Piura, represas para poder utilizar el agua en las épocas de avenida para irrigación durante todo el año. Para efectos de cálculo se utilizará una tasa de irrigación de 15 000 m<sup>3</sup>/hectárea (Caña Brava, 2008) y rendimientos de productividad y de planta de la Tabla 5.17.

Por otro lado en el Estado de Sao Paulo, mayor productor de etanol de caña en Brasil, la caña de azúcar generalmente no es irrigada, siendo alimentada por lluvias y vinaza. Para los cálculos de consumo de agua para el etanol promedio en Brasil se utilizará valores de evapotranspiración reportados alrededor de 1170mm/año en tasas de lluvia de 1221 mm/año van a ser considerados para el calculo del agua verde (BRITO et al 2009) con un rendimiento de 87.1 toneladas/hectárea .

De acuerdo con el National Renewable Energy Laboratory (NREL 2007), 96% del maíz utilizado para la producción del etanol no es irrigado. Basado en este hecho, tasas de evapotranspiración medias de 584 mm/año para el maíz alimentado solamente por lluvias son utilizados en esta análisis (KLOCKE,1996). La Figura 7.4, resume los resultados para el agua virtual de los combustibles analizados.

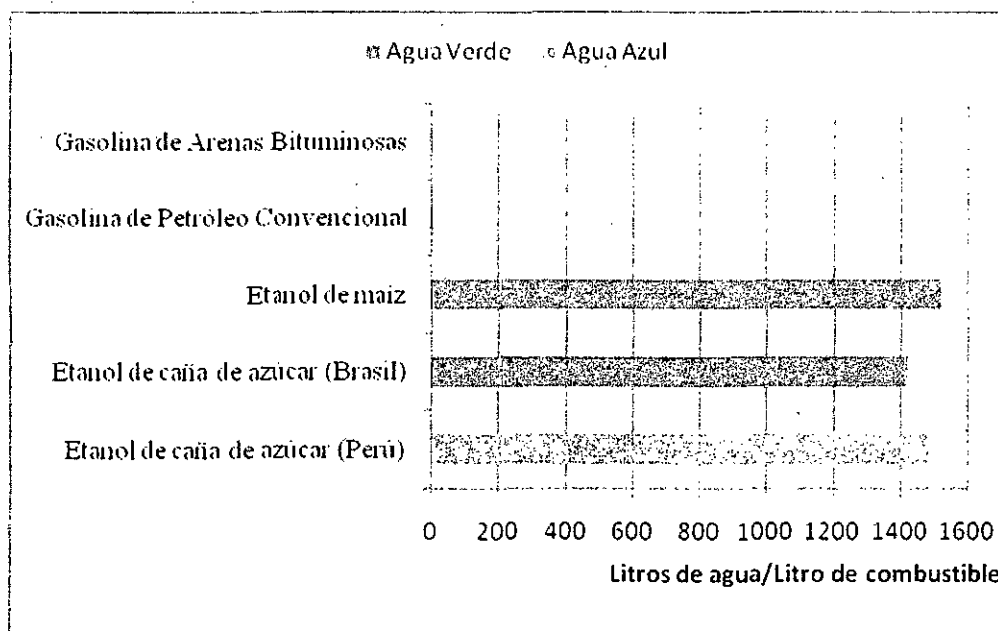


Figura 7.4. Agua Virtual para los diferentes combustibles evaluados.

Como puede observarse en la Figura 7.4, el agua captada para el proceso industrial de producción de etanol es insignificante comparada con la cantidad de agua necesaria en la etapa agrícola. A pesar de que se utilice mayor cantidad de agua por hectárea en el caso del Perú cuando comparado con Brasil (15 000 m<sup>3</sup>/ha vs 11700 m<sup>3</sup>/ha respectivamente), los valores de litros de agua por litro de combustible resultan en valores muy próximos, esto es explicado por el mayor rendimiento de las tierras en el Perú.

Debido a ser un cultivo intensivo en el consumo de agua, sistemas de irrigación de alta eficiencia como el riego por goteo deberían ser utilizados para este tipo de proyectos.

Por ser un cultivo dedicado a la producción de energía, se debería utilizar excedentes de agua en la cuenca hidrográfica, dando mayor prioridad del uso de este recurso a tierras dedicadas para la producción de alimentos. Esta medida resultaría en que las inversiones en plantas de etanol impliquen en muchos casos la infraestructura de reservorios para almacenar el agua en los tiempos de avenida para tener disponibilidad de agua para la irrigación de la caña. Lo cual también beneficiaría a los agricultores locales.



## BIBLIOGRAFÍA

APPAB, Asociación Peruana de Productores de Azúcar y Biocombustibles, PERÚ: SITUACIÓN DE LA ACTIVIDAD AZUCARERA, Julio 2004.

ACR, Asociación de Combustibles Renovables Guatemala. El Mercado del Etanol Carburante y oportunidades para Centroamérica. CENGICANA Guatemala 24 de Julio, 2006

Allan, J.A. 1997. "Virtual water': A long term solution for water short middle eastern economies?" Occasional Paper. SOAS Water Issues Group, King's Collage. UK.

Berndes Goran. "Bioenergy and water—the implications of large-scale bioenergy production for water use and supply" . Global Environmental Change 12 (2002) 253–271.

Berg, Christopher. World Fuel Ethanol, Analysis and Outlook. F.O. Lichts, 2006

Brito Alexsandro dos Santos, Libardi Paulo Leonel e Ghiberto Pablo Javier. "Components of Soil Hydric Balance for Sugar Cane, with and without fertilization". R. Bras. Ci. Solo, 33:295-303, 2009. In Portuguese

Brocklesby, Ryan J. Should Ethanol Futures Be Included In Your Risk Management Program?. Ethanol Producer Magazine, Issue May 2005.

Bureau of Labor Statistics. [www.bls.gov](http://www.bls.gov)

Cana Brava 2008, Iniciativas privadas en biocombustibles. Cober 2008.

Castañeda Ayarza, Juan Arturo Alternativa para aumentar a produção mundial do etanol anidro combustível no curto prazo: o potencial dos méis da cana / Juan Arturo Castañeda Ayarza. --Campinas, SP: [s.n.], 2007.

CAMARGO, C.A. (coord.) Conservação de energia na indústria do açúcar e do álcool, Manual de recomendações. São Paulo: Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT) (Publicação IPT; v.1871), 1990.

CARB. California Air Resources Board. "Detailed CA-GREET Pathway for California CARB. California Air Resources Board.Reformulated Gasoline Blendstock forOxygenate Blending (CARBOB) from AverageCrude Refined in California" . Release Date: February 27, 2009.

CARB, California Air Resources Board. "Modified GREET Pathway for Corn Ethanol". Stationary Source Division. Release Date: February 27, 2009.

CEC - Commission of the European Communities. "Reforming the European Union's sugar policy. Brussels"; 2005.

CETESB, 2008. Resolution SMA - 88, of 19-12-2008. [www.cetesb.sp.gov.br](http://www.cetesb.sp.gov.br)

Chavez , Alexander Cabrera, "Applicability of Biofuels in Perú," Dirección General de Promoción Agraria, February 2005.

Chávez, Alexander Cabrera. Uso del bioetanol en el Perú. Dirección General de Promoción Agraria – Ministerio de Agricultura. 2006

Chavez, Mauro F. Rodriguez, Ko Lais M, Ensinas Adriano V, Nebra Silvia A., "Reduction of Water Consumption in the Production of Sugar and Ethanol from Sugar Cane". 20th International Congress of Mechanical Engineering, November 15-20, 2009, Gramado, RS, Brazil.

CGEE 2009, Bioetanol combustível, uma oportunidade para o Brasil. Brasilia DF, Centro de Gestão de Estudos Estratégicos.

COES, 2009. Estadística Anual 2008. Comité Operativo Económico del Sistema. [www.coes.org.pe](http://www.coes.org.pe)

COFIDE, Programas de Líneas de Financiamiento. Corporación Financiera de Desarrollo. 2008. [www.cofide.com.pe](http://www.cofide.com.pe)

CONAM. PROPUESTA PARA LA PROMOCION DEL USO DE BIOCOMBUSTIBLES LIQUIDOS EN EL PERU Autores: GRUPO TÉCNICO DE BIOCOMBUSTIBLES ( Decreto 024-01-CD/CONAM) Aprobado por el Consejo Directivo del CONAM el 22 de noviembre del 2002

Costa Nascimento, Alexander. "Brasil pode ser a grande potência de um mercado mundial de etanol" . Entrevista Gazeta do Povo Publicado em 01/06/2008

Dantas, Djolse Nascimento. 2010. Uso da biomassa de cana-de-açúcar para geração de energia elétrica: análise energética, exérgica e ambiental de sistemas de cogeração em sucroalcooleiras do interior paulista. Dissertação de Maestría. Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, Brasil.

DIAS, Marina Oliveira de Souza. Simulação do processo de produção de etanol a partir do açúcar e do bagaço, visando a integração do processo e a maximização da produção de energia e excedentes do bagaço. 2008. 253p. Dissertação(Mestrado). Faculdade de Engenharia Química, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

DOE - U.S. Department of Energy. State and Federal Incentives and Laws. EUA; 2005.

Disponível em: [www.eere.energy.gov](http://www.eere.energy.gov).

DTN. Ethanol Futures Tumble Following Sharp Selling in Gasoline, Corn Markets. [www.dtnethanolcenter.com](http://www.dtnethanolcenter.com). 20 de Novembro do 2008.

ECD, Organisation for Economic Co-Operation and Developmen. Biofuels for Transport: Policies and Possibilities. In: Policy Brief. November 2007

Eduardo Leão de Sousa "Etanol: Oportunidades e Desafios Globais" Semana do Economista da UEM - Universidade Estadual de Maringá", Globo Rural, em 16/09/2008.

Egemsa, Hechos Importantes Julio 2008. [www.egemsa.com.pe](http://www.egemsa.com.pe)

ENSINAS, Adriano Viana. Integração térmica e otimização termoeconômica aplicadas ao processo industrial de produção de açúcar e etanol a partir da cana-de-açúcar. 2008. 207p. Tese(Doutorado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

EIJBERG, RICHARD. Ethanol Production: The current situation – Technical design and economic evaluation of modern ethanol factory located in Brazil. In: Campinas; 10 de Outubro de 2006. Dissertação de mestrado da Technical University of Delft (TUD), Holanda.

Elia Neto Andrea. "Manual For Water Re-use and Conservation in the Sucrenergetic Industry". Brasilia, ANA 2009. In Portuguese.

EPA, "Renewable Fuel Standard Program(RFS2) Regulatory Impact Analysis" . United States Environmental Protection Agency(EPA), 2010.

Ethanol Market,. Ethanol Market Weekly News and Market Report. Volume XIV ,Issue 11.Data: 18 de Março, 2008

Ethanol Statistics, Monthly Market Review. Junho 2008, Volume 1, Issue 2.

Ewing B., S. Goldfinger, M. Wackernagel, M. Stechbart, S. M. Rizk, A. Reed and J. Kitzes. 2008. "The Ecological Footprint Atlas 2008". Oakland: Global Footprint Network.

Fernandes Louro, Oscar. "Análise Comparativa dos Custos de Produção e a Sua Evolução nos Últimos Anos", 7º Seminário sobre Redução de Custos na Agroindústria Canavieira 2008.

Flores Herrera Freddy, Perspectivas del Etanol en el Peru. Asociacion Peruana de Productores de Azucar y Biocombustibles. 16 de Mayo del 2006.

GAO, U.S. Government Accountability Office. "Energy-Water Nexus". Many Uncertainties Remain about National and Regional Effects of Increased Biofuel Production on Water Resources. November, 2009. www.gao.gov. Accessed on January 2010.

Gleick, P. "Water and Energy". *Annu. Rev. Energy Environ.* 1994, 19, 267–299.

Gianella, Jaime. Implicancias para la producción de etanol en la costa norte del Perú, Monder SAC. Octubre, 2006.

Goldemberg, José. "The Challenge of biofuels", *Energy & Environmental Science* 2008, RSC Publishing.

GOLDEMBERG, J; COELHO, S; NASTARI, P; and LUCON, O. Ethanol learning curve: the Brazilian experience. *Biomass and Bioenergy*, 2004

Gordon, Ian. "Marketing de Relacionamento", Editora Futura, São Paulo, 1998.

Greenpeace, Energy revolution "A SUSTAINABLE GLOBAL ENERGY OUTLOOK", 2008.

Hong Yang , YuanZhou , JunguoLiu. "Land and water requirements of biofuel and implications for food supply and the environment in China". *Energy Policy* 37(2009)1876–1885.

Huang, F. F., Performance Assessment Parameters of a Cogeneration System, *Proceedings: Efficiency, Costs, Optimisation, Simulation and Environmental Aspects of Energy Systems*. ECOS'96, June 25-27, Stockholm. pp. 225-229, 1996.

HSBC. BANCA EMPRESAS TARIFARIO: COMERCIO EXTERIOR. TASAS, COMISIONES Y GASTOS. Fecha de Vigencia: 29.08.08. HSBC PERU.

Higa, Márcio. Cogeração e integração térmica em usinas de açúcar e álcool / Márcio Higa.--Campinas, SP: [s.n.], 2003.

IEA 2008, Key World Energy Statistics.

IEA, International Energy Agency. Biofuels in a global context. In: Sustainable Biofuels Certification Stakeholder Meeting. 28 November 2006-Lausanne, Switzerland.

IEA, "Transport, Energy and CO2: Moving towards Sustainability". International Energy Agency(IEA), 2009.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Experience Curves for Energy Technology Policy. Paris: IEA, 2000.

INRENA, Instituto Nacional de Recursos Naturales. DISPONIBILIDAD DE RECURSOS HÍDRICOS. COBER 2008.

IPCC, Bates, B.C., Z.W. Kundzewicz, S. Wu and J.P. Palutikof, Eds., 2008: Climate Change and Water. Technical Paper of the Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC Secretariat, Geneva, 210 pp.

IPCC, Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change. Working Group III Contribution to the Intergovernmental Panel on Climate Change Fourth Assessment Report, Cambridge University Press, Cambridge, UK (2007).

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change, 2007 <http://www.ipcc.ch/ipccreports/index.htm>

Jaguaribe E.F., Lobo P.C, Souza W.L. Rocha R. M., e Nascimento E.T. Better seça bagasse than surplus electricity?. Engenharia Térmica. Programa Interdisciplinar em Engenharia do Petróleo e Gás Natural- RETERM. Vol 6 No 1. June 2007.

James W. Richardson\*, Brian K. Herbst, Joe L. Outlaw, David P. Anderson, Steven, L. Klose, R. Chope Gill II. Risk Assessment in Economic Feasibility Analysis: The Case of Ethanol Production in Texas. AFPC Research Report 06-3 September 25, 2006

Jordaan Sarah M., Keith David W. Stelfox Brad. "Quantifying land use of oil sands production: a life cycle perspective". Environ. Res. Lett. 4 (2009) 024004 (15pp).

Kaplan, Seymour. "Energy Economics: Quantitative Methods for Energy and Environmental Decisions". Publicado por Mc Graw-Hill, 1983.

King Carey W., Webber Michael E. "Water Intensity of Transportation". Environmental Science & Technology / Vol. 42, No. 21, 2008.

Klocke Norman L., Hubbard Kenneth G., Kranz William L., Watts Darrel G. , "Evapotranspiration (ET) or Crop Water Use". Irrigation Engineering B-16, Irrigation Operations and Management. University of Nebraska 1996..

Levitt, Theodore, "Miopia em Marketing". Edição de Julho/Agosto de 1960 da Harvard Business Review

Lopes, Luiz Antonio. "Desenvolvimento sustentável: uma análise do álcool como alternativa energética". Dissertação de Doutorado, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999.

Lozano, M., Cogeneración, Area de Máquinas y Motores Térmicos. Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Zaragoza, 175p. 1998.

Macedo Carvalho, Isaias. “A energia de Cana de Azucar”, (2007)

MAPA, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, “Balanço Nacional de Cana de Açúcar e Agroenergia 2007”.

MarketSearchAnalyst(2008) , World’s Ethanol Production Forecast 2008 - 2012. Janeiro 26,2012.

Mejía José Manuel (1992). “Cooperativas azucareras: crisis y alternativas”. Cambio y Desarrollo, Lima-Perú.

Mendonça Marco Aurélio Alves et al. Expansão da produção de álcool combustível no brasil: uma análise baseada nas curvas de aprendizagem. XLVI Congresso da Sociedade Brasileira de Economia, Administração e Sociologia Rural. 2008.

Minag, Situación del Sector Azucarero 2006 – 2007. Octubre, 2007. MINISTERIO DE AGRICULTURA  
Dirección General de Información Agraria

Moffat AS. 1997. “Resurgent forests can be greenhouse gas sponges”. Science 277: 315–316.

Moran M.J., Shapiro H.N. Fundamentos de Termodinámica Técnica. 1995. Editorial Reverte S.A.

Monteny Bruno. “Importance of the tropical rain forest as an atmospheric moisture source”. In: Parameterisation of land-surface characteristics; use of satellite data in climate studies; first results of International Sea Land Surfaces Climatic ,Source Rome : ASE, 1986, p. 449-454.

National Renewable Laboratory, Andy Aden. Water Usage for Current and Future Ethanol Production. September/October 2007 • Southwest Hydrology.

Naisbitt, John. Patricia Aburdene. Megatrends 2000: The Next Ten Years - Major Changes in Your Life and World. Publicado por Sidgwick & Jackson, 1990

NAKAHODO T. Balanço hídrico e poluição ambiental. Cooperativa de Produtores de Cana, Açúcar e álcool do Estado de São Paulo Ltda (Copersucar), 1985.

Nassar, A.M.; Rudorff, B.F.T.; Antoniazzi, L.B.; Aguiar, D.A. de; Bacchi, M.R.P.; Adami, M. “Prospects of the sugarcane expansion in Brazil: impacts on direct and indirect land use changes”. In: Zuurbier and Vooren (coord.), Sugarcane ethanol: contributions to climate change mitigation and the environment. Wageningen: Wageningen Academic Publishers, 2008.

NETL. “Development of Baseline Data and Analysis of Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Petroleum-Based Fuels”. National Energy Technology Laboratory(NETL), 2008.

Oishi A., Oren Ram, Stoy Paul, “Estimating components of forest evapotranspiration:A footprint approach for scaling sap flux measurements”. *Agricultural and forest meteorology* 148 (2008 ) 1719 – 1732.

Oliveira Marcelo E. Dias, Vaughan Burton, Rykiel Edward J., “Ethanol as Fuel: Energy, Carbon Dioxide Balances, and Ecological Footprint”. July 2005 / Vol. 55 No. 7 • *BioScience* 593.

ONU, “Relatório de Desenvolvimento Humano 2007/2008”.

OSCAR, Francisco Louro Fernandez. Análise Comparativa dos Custos de Produção e a Sua Evolução nos Últimos Anos. Sucrotec. 7º Seminário sobre Redução de Custos na Agroindústria Canavieira. Ribeirão Preto, 28 de Agosto de 2008

PIACENTE, E.A. “Perspectivas do Brasil no Mercado Internacional de Etanol. Dissertação de Mestrado”, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2006.

PRM Group Peru. General Memorandum of Information ETHANOL MEGA-PROJECT IN PERU

Proinversion. Guia de Inversiones en el Peru 2007.

P.W. Gerbens-Leenes, A.Y. Hoekstra, Th. van der Meer. “The water footprint of energy from biomass: A quantitative assessment and consequences of an increasing share of bio-energy in energy supply”. *Ecological Economics* 68 (2009) 1052 – 1060.

RAMOS, Rafael. Procedimento para o desenvolvimento de um modelo matemático robusto para o processo de fermentação alcoólica. 2007. 98p. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Química, Universidade Estadual de Campinas, Campinas

RFA, Renewable Fuels Alliance. 2010 Ethanol Industry Outlook: Climate of Opportunity

Reason, E.; Yang, L.; Carey, L.; Zhao, M.; Ciulei, S. C. “Water Use and Policy Challenges in Alberta”. Presentation to The UT Bureau of Economic Geology from the University of Alberta. From [http://www.beg.utexas.edu/energyecon/ua\\_2007/AB\\_water\\_usage\\_and\\_policy\\_changes\\_ppt.pdf](http://www.beg.utexas.edu/energyecon/ua_2007/AB_water_usage_and_policy_changes_ppt.pdf) (accessed Jan, 2010)

REIN, Peter. Cane Sugar Engineering. Verlag Dr. Albert Bartens KG – Berlin 2007.

REN21.2006, Renewables global status report 2006 update, Paris: REN21 Secretariat and Washington, DC: Worldwatch Institute, [http://www.ren21.net/pdf/RE\\_GSR\\_2006\\_Update.pdf](http://www.ren21.net/pdf/RE_GSR_2006_Update.pdf).

Richardson, Process Plant Construction Estimating Standards 2004 Edition

Rodrigues, Álcool não acompanha alta do petróleo e prejudica exportação, Gazeta Mercantil. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE LOGÍSTICA E TRANSPORTE DE CARGA. 03/06/2008

Rotenberg Eyal, Schiller Gabriel, Lin Tongbao, Maseyk Kadmiel, Yaseef Naama Raz, Gelfand Ilya, Mair Ruth Ben Yakir Dan. "Regulation of water fluxes by dry-land forest ecosystem". Weizmann Institute of Science.

SANCHEZ, Prieto Mario Gabriel. Alternativas da Cogeração na Indústria Sucro-Alcooleira, Estudo de Caso, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 280p. Tesis de Doctorado.

Seabra, Joaquim Eugênio Abel. Avaliação técnico-econômica de opções para o aproveitamento integral da biomassa de cana no brasil. Dissertação de Doutorado. Faculdade de Engenharia Mecânica. UNICAMP.

Seabra, Joaquim E.A., "Energy and GHG emission balances: CTBE's proposa"l. In: 2nd Workshop on the Impact of New Technologies on the Sustainability of the Sugarcane/Bioethanol Production Cycle, CTBE. November 11, 2009. Campinas, Brazil.

Searchinger, et al. "Use of U.S Croplands for Biofuels Increases Greenhouse Gases Through Emissions from Land Use Change". Scienceexpress, [www.sciencexpress.org](http://www.sciencexpress.org), 7 February 2008, 1151861.

Silva Junior, Jose Felix. Specification and Trading of Ethanol. En: 2nd International conference on Biofuels Standards Brussels – 19-20/03/2009.

Sosa Arnao, Juan Harold. Caldeiras aquatubulares de bagaço – estudo do sistema de recuperação e energia / Juan Harold Sosa Arnao.--Campinas, SP: [s.n.], 2008.

Stachowiak Malgorzata. "How Big Is Ecological Footprint of the Polish Economy?". *Ekonomia* journal, 2003, vol. 8.

Stoeglehner Gernot, Narodoslowsky Michael. "How sustainable are biofuels? Answers and further questions arising from an ecological footprint perspective?". *Bioresource Technology* 100 (2009) 3825–3830.

Holden Erling, Høyer Karl G. "The ecological footprints of fuels". *Transportation Research Part D* 10 (2005) 395–403.



Szargut, J., Morris, D.R. & Steward, F.R. *Exergy analysis of thermal chemical and metallurgical processes*, 1988. Hemisphere Publishing Corporation, New York, 1988.

Thomas L. Darlington . “Land Use Effects of U.S. Corn-Based Ethanol”. Air Improvement Resource, Inc. 47298 Sunnybrook Lane Novi, Michigan. February, 2009

UNCTAD – United Nations Conference on Trade and Development. “The Emerging Biofuels Market: regulatory, trade and development implications”. Geneva; 2006.

United States Environmental Protection Agency (1999). Achieving Clean Air and Clean Water: The Report of the Blue Ribbon Panel on Oxygenates in Gasoline EPA 420 –R – 99 – 021, September 1999.

US Department of Energy. “Energy Demands on Water” Resources Report to Congress on the Interdependency of Energy and Water, December 2006.

Vasquez, Ivan Valera. *Perspectivas de los Gobiernos Regionales en Biocombustibles y Energías Renovables*. Foro de Gobiernos Regionales 2008.

Mincetur. *Perfil del Mercado y Competitividad Exportadora del Etanol* . Ministerio de Comercio Exterior y Turismo. Peru, 2004.

Velasco Jacqueline (1992). “Azúcar: verdad y mito de una prolongada crisis”. En Perú: el problema agrario en debate, SEPIA IV. Degregori, Escobal y Marticorena (eds). SEPIA, Lima-Perú.

Vos J., “The Ecological Footprint of Biofuels. Sustainability Planning Partners”-white paper. Planet Metrics. 2007.

Wackernagel M, Rees W. 1995. “Our Ecological Footprint: Reducing Human Impact on the Earth”. Gabriola Island (Canada): New Society.

Wall Bake J.D. Cane as key in Brazilian ethanol industry Understanding cost reductions through an experience curve approach. Master Thesis. Utrecht University. 2006.

Walter, A. C. S., *Viabilidade e Perspectivas da Cogeração e da Geração Termelétrica Junto ao Setor Sucro-Alcooleiro*, Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas, p. 259, 1994.

Walter et al. “A Sustainability Analysis of the Brazilian Bio-ethanol”. [www.unica.com.br](http://www.unica.com.br). November, 2008.

Walter Da Silva, Arnaldo. “O Mercado Internacional de Etanol: que papel cabe ao Brasil?” ,2007. <http://ictsd.net/i/news/4428/>

WALTER, ARNALDO; CALLE, ROSILLO; DOLZAN, PAULO; PIACENTE, ERICK. "Market Evaluation: Fuel Ethanol. Task 40 Sustainable Bio-energy Trade; securing Supply and Demand". IEA – Bioenergy / UNICAMP, 2007.

Wang Michael. "Updated Energy and Greenhouse Gas Emissions Results of Fuel Ethanol". The 15th International Symposium on Alcohol Fuels September 26-28, 2005 San Diego, CA,USA.

[www.brasilcomex.net](http://www.brasilcomex.net), Custo do transporte é principal barreira ao comércio exterior, 30/09/2008

Younos Tamim, Hill Rachele, Poole Heather. "Water Dependency of Energy Production and Power Generation Systems". VWRRC Special Report No. SR46-2009. July 2009.

## APENDICE

A continuación se muestran el código de programación ingresado en el software Engineering Equation Solver (EES) para la simulación de las diferentes configuraciones de los sistemas de cogeneración analizados.

### CASO I

```

"Estado de Referencia"
Po=1,013 "kpa"
To=25 "°C"
"Eficiencias de los equipos"
n_caldera=0,75
n_turb1=0,45
n_turb2m=0,7
n_turb2b=0,7
n_A=0,55
n_B=0,55

"Demandas de vapor"
m_v1=120*1000/3600
m_v2m=15,8*1000/3600
m_v2b=(93,7+122,3)*1000/3600-m_v1
m_v2=m_v2m+m_v2b
"Bombas"
P_Ain=2,5*0,95
P_Bin=6*0,95
h_Bin=Enthalpy(Steam;x=0;P=P_Bin)
h_Ain=Enthalpy(Steam;x=0;P=P_Ain)
s_Bin=Entropy(Steam;x=0;P=P_Bin)
s_Ain=Entropy(Steam;x=0;P=P_Ain)
h_Bouti=Enthalpy(Steam;s=s_Bin;P=22)
h_Aouti=Enthalpy(Steam;s=s_Ain;P=22)
n_B=(h_Bouti-h_Bin)/(h_Boutr-h_Bin)
n_A=(h_Aouti-h_Ain)/(h_Aoutr-h_Ain)
h_Aoutr*(m_v1+m_v2b)+h_Boutr*m_v2m=h_Cin*(m_v1+m_v2)
W_A=(m_v1+m_v2b)*(h_Aoutr-h_Ain)
W_B=(m_v2m)*(h_Boutr-h_Bin)
"Caldera"
m_bag=130*1000/3600 "kg/s"
m_bagd=m_bag*0,95 "bagazo disponible"
PCI=14000 "kJ/kg" "-poder calorifico inferior del bagazo"
m_aire=5,4*m_bagd"kJ/kg"
h_Cout=Enthalpy(Steam;T=300;P=22) "vapor vivo"
PCI*m_bagu*n_caldera=(m_v1+m_v2)*(h_Cout-h_Cin)

"Turbinas"
s_Cout=Entropy(Steam;T=300;P=22)
h_turb1i=Enthalpy(Steam;s=s_Cout;P=2,5)
h_turb2mi=Enthalpy(Steam;s=s_Cout;P=6)
n_turb1=(h_Cout-h_turb1r)/(h_Cout-h_turb1i)
W_turb1=m_v1*(h_Cout-h_turb1r)
Q_turb1=m_v1*(h_turb1r-h_Ain)

```

$n_{\text{turb2m}} = (h_{\text{Cout}} - h_{\text{turb2mr}}) / (h_{\text{Cout}} - h_{\text{turb2mi}})$   
 $s_{\text{turb2mr}} = \text{Entropy}(\text{Steam}; h = h_{\text{turb2mr}}; P = 6)$   
 $h_{\text{turb2bi}} = \text{Enthalpy}(\text{Steam}; s = s_{\text{turb2mr}}; P = 2,5)$   
 $n_{\text{turb2b}} = (h_{\text{turb2mr}} - h_{\text{turb2br}}) / (h_{\text{turb2mr}} - h_{\text{turb2bi}})$

$W_{\text{turb2}} = m_{\text{v2m}} * (h_{\text{Cout}} - h_{\text{turb2mr}}) + m_{\text{v2b}} * (h_{\text{Cout}} - h_{\text{turb2br}})$   
 $Q_{\text{turb2m}} = m_{\text{v2m}} * (h_{\text{turb2mr}} - h_{\text{Bin}})$   
 $Q_{\text{turb2b}} = m_{\text{v2b}} * (h_{\text{turb2br}} - h_{\text{Bin}})$

"Análisis Exergetico"

$h_o = \text{Enthalpy}(\text{Steam}; T = T_o; P = P_o)$   
 $s_o = \text{Entropy}(\text{Steam}; T = T_o; P = P_o)$   
 $\text{Exq}_{\text{h2o}} = 49,96 \text{ "kJ/kg"}$

"Caldera"

$\text{Ex}_{\text{bag}} = 9985 \text{ "kJ/kg -Ensinas"}$   
 $s_{\text{Cin}} = \text{Entropy}(\text{Steam}; h = h_{\text{Cin}}; P = 22)$   
 $\text{Ex}_{\text{Cin}} = (h_{\text{Cin}} - h_o) - (T_o + 273) * (s_{\text{Cin}} - s_o) + \text{Exq}_{\text{h2o}}$   
 $\text{Ex}_{\text{Cout}} = (h_{\text{Cout}} - h_o) - (T_o + 273) * (s_{\text{Cout}} - s_o) + \text{Exq}_{\text{h2o}}$

$(m_{\text{v1}} + m_{\text{v2}}) * \text{Ex}_{\text{Cin}} + m_{\text{bagu}} * \text{Ex}_{\text{bag}} = (m_{\text{v1}} + m_{\text{v2}}) * \text{Ex}_{\text{Cout}} + I_{\text{Cald}}$

"Turbinas"

$s_{\text{turb1r}} = \text{Entropy}(\text{Steam}; h = h_{\text{turb1r}}; P = 2,5)$   
 $\text{Ex}_{\text{turb1}} = (h_{\text{turb1r}} - h_o) - (T_o + 273) * (s_{\text{turb1r}} - s_o) + \text{Exq}_{\text{h2o}}$   
 $\text{Ex}_{\text{Ain}} = (h_{\text{Ain}} - h_o) - (T_o + 273) * (s_{\text{Ain}} - s_o) + \text{Exq}_{\text{h2o}}$   
 $\text{Ex}_{\text{turb2m}} = (h_{\text{turb2mr}} - h_o) - (T_o + 273) * (s_{\text{turb2mr}} - s_o) + \text{Exq}_{\text{h2o}}$   
 $s_{\text{turb2br}} = \text{Entropy}(\text{Steam}; h = h_{\text{turb2br}}; P = 2,5)$   
 $\text{Ex}_{\text{turb2b}} = (h_{\text{turb2br}} - h_o) - (T_o + 273) * (s_{\text{turb2br}} - s_o) + \text{Exq}_{\text{h2o}}$   
 $s_{\text{turb2br}} = \text{Entropy}(\text{Steam}; h = h_{\text{turb2r}}; P = 2,5)$   
 $\text{Ex}_{\text{Bin}} = (h_{\text{Bin}} - h_o) - (T_o + 273) * (s_{\text{Bin}} - s_o) + \text{Exq}_{\text{h2o}}$   
 $(m_{\text{v1}} + m_{\text{v2}}) * \text{Ex}_{\text{Cout}} = W_{\text{turb1}} + W_{\text{turb2}} + (\text{Ex}_{\text{turb1}} * m_{\text{v1}} + \text{Ex}_{\text{turb2b}} * m_{\text{v2b}} - \text{Ex}_{\text{Ain}} * (m_{\text{v1}} + m_{\text{v2b}})) + (\text{Ex}_{\text{turb2m}} - \text{Ex}_{\text{Bin}}) * (m_{\text{v2m}}) + I_{\text{turb}}$

"Bombas"

$\text{Ex}_{\text{Ain}} * (m_{\text{v1}} + m_{\text{v2b}}) + \text{Ex}_{\text{Bin}} * (m_{\text{v2m}}) + W_{\text{A}} + W_{\text{B}} = \text{Ex}_{\text{Cin}} * (m_{\text{v1}} + m_{\text{v2}}) + I_{\text{bomb}}$

"Eficiencia de 2da Lei total del sistema"

$\text{Ex}_{\text{Consumida}} = (m_{\text{bagu}} * \text{Ex}_{\text{bag}} + W_{\text{A}} + W_{\text{B}})$   
 $\text{Ex}_{\text{Util}} = (W_{\text{turb1}} + W_{\text{turb2}} + (\text{Ex}_{\text{turb1}} * m_{\text{v1}} + \text{Ex}_{\text{turb2b}} * m_{\text{v2b}} - \text{Ex}_{\text{Ain}} * (m_{\text{v1}} + m_{\text{v2b}})) + (\text{Ex}_{\text{turb2m}} - \text{Ex}_{\text{Bin}}) * (m_{\text{v2m}}))$

$N2da = \text{Ex}_{\text{Util}} / \text{Ex}_{\text{Consumida}}$

## CASO 2

"Estado de Referencia"

Po=1,013 "kpa"

To=25 "°C"

"Eficiencias de los equipos"

n\_caldera=0,85

n\_turb1m=0,8

n\_turb1b=0,8

n\_turb2=0,45

n\_turb3m=0,8

n\_turb3b=0,8

n\_A=0,6

n\_B=0,6

n\_D=0,6

"Demandas de vapor"

m\_v1m=m\_v2

m\_v2=120\*1000/3600

m\_v1b=(93,7+122,3)\*1000/3600-m\_v2

m\_v1=m\_v1m+m\_v1b

m\_v3m=15,8\*1000/3600

m\_v3=m\_v3m+m\_v3b

"Bombas"

p\_Bin=6\*0,95 "perdidas de presion"

p\_Ain=2,5\*0,95

p\_Din=0,11\*0,95

h\_Bin=Enthalpy(Steam;x=0;P=p\_Bin)

h\_Ain=Enthalpy(Steam;x=0;P=p\_Ain)

h\_Din=Enthalpy(Steam;x=0;P=p\_Din)

s\_Bin=Entropy(Steam;x=0;P=p\_Bin)

s\_Ain=Entropy(Steam;x=0;P=p\_Ain)

s\_Din=Entropy(Steam;x=0;P=p\_Din)

h\_Bouti=Enthalpy(Steam;s=s\_Bin;P=67)

h\_Aouti=Enthalpy(Steam;s=s\_Ain;P=67)

h\_Douti=Enthalpy(Steam;s=s\_Din;P=67)

n\_B=(h\_Bouti-h\_Bin)/(h\_Boutr-h\_Bin)

n\_A=(h\_Aouti-h\_Ain)/(h\_Aoutr-h\_Ain)

n\_D=(h\_Douti-h\_Din)/(h\_Doutr-h\_Din)

W\_B=(h\_Boutr-h\_Bin)\*m\_v3m

W\_A=(h\_Aoutr-h\_Ain)\*m\_v1

W\_D=(h\_Doutr-h\_Din)\*m\_v3b

h\_Aoutr\*m\_v1+h\_Boutr\*m\_v3m+h\_Doutr\*m\_v3b=h\_Cin\*(m\_v1+m\_v3m+m\_v3b)

"Caldera"

m\_bag=130\*1000/3600 "kg/s"

m\_bagd=m\_bag\*0,95 "bagazo disponible"

PCI=14400 "kJ/kg" "-poder calorifico inferior del bagazo"

h\_Cout=Enthalpy(Steam;T=490;P=67) "vapor vivo"

m\_bagu=m\_bagd

PCI\*m\_bagu\*n\_caldera=(m\_v1+m\_v3m+m\_v3b)\*(h\_Cout-h\_Cin)

m\_aire=5,4\*m\_bagu"kJ/kg"

"Turbinas"

$s_{Cout} = \text{Entropy}(\text{Steam}; T=490; P=67)$   
 $h_{turb1mi} = \text{Enthalpy}(\text{Steam}; s=s_{Cout}; P=22)$   
 $n_{turb1m} = (h_{Cout} - h_{turb1mr}) / (h_{Cout} - h_{turb1mi})$   
 $s_{turb1m} = \text{Entropy}(\text{Steam}; h=h_{turb1mr}; P=22)$   
 $h_{turb1bi} = \text{Enthalpy}(\text{Steam}; s=s_{turb1m}; P=2,5)$   
 $n_{turb1b} = (h_{turb1mr} - h_{turb1br}) / (h_{turb1mr} - h_{turb1bi})$

$h_{turb2i} = \text{Enthalpy}(\text{Steam}; s=s_{turb1m}; P=2,5)$   
 $n_{turb2} = (h_{turb1mr} - h_{turb2r}) / (h_{turb1mr} - h_{turb2i})$

$h_{turb3mi} = \text{Enthalpy}(\text{Steam}; s=s_{Cout}; P=6)$   
 $n_{turb3m} = (h_{Cout} - h_{turb3mr}) / (h_{Cout} - h_{turb3mi})$   
 $s_{turb3m} = \text{Entropy}(\text{Steam}; h=h_{turb3mr}; P=6)$   
 $h_{turb3bi} = \text{Enthalpy}(\text{Steam}; s=s_{turb3m}; P=0,11)$   
 $n_{turb3b} = (h_{turb3mr} - h_{turb3br}) / (h_{turb3mr} - h_{turb3bi})$

$W_{turb1} = m_{v1} * (h_{Cout} - h_{turb1mr}) + m_{v1b} * (h_{turb1mr} - h_{turb1br})$   
 $W_{turb2} = m_{v2} * (h_{turb1mr} - h_{turb2r})$   
 $W_{turb3} = m_{v3} * (h_{Cout} - h_{turb3mr}) + m_{v3b} * (h_{turb3mr} - h_{turb3br})$

$Q_{resf} = m_{v3b} * (h_{turb3br} - h_{Din})$   
 $Q_{resf} = m_{aguafesf} * (\text{Enthalpy}(\text{Steam}; T=40; P=6) - \text{Enthalpy}(\text{Steam}; T=28; P=6))$   
 $W_{bombresf} = m_{aguafesf} * 9,81 * 6 * 10 / (0,6 * 1000)$

"Análisis Exergetico"

$h_o = \text{Enthalpy}(\text{Steam}; T=T_o; P=P_o)$   
 $s_o = \text{Entropy}(\text{Steam}; T=T_o; P=P_o)$   
 $Exq_{h2o} = 49,96 \text{ "kJ/kg"}$

"Caldera"

$Ex_{bag} = 9985 \text{ "kJ/kg -Ensinas"}$   
 $s_{Cin} = \text{Entropy}(\text{Steam}; h=h_{Cin}; P=67)$   
 $Ex_{Cin} = (h_{Cin} - h_o) - (T_o + 273) * (s_{Cin} - s_o) + Exq_{h2o}$   
 $Ex_{Cout} = (h_{Cout} - h_o) - (T_o + 273) * (s_{Cout} - s_o) + Exq_{h2o}$

$(m_{v1} + m_{v3m} + m_{v3b}) * Ex_{Cin} + m_{bagu} * Ex_{bag} = (m_{v1} + m_{v3m} + m_{v3b}) * Ex_{Cout} + I_{Cald}$

"Turbinas"

$s_{turb1br} = \text{Entropy}(\text{Steam}; h=h_{turb1br}; P=2,5)$

$Ex_{turb1} = (h_{turb1br} - h_o) - (T_o + 273) * (s_{turb1br} - s_o) + Exq_{h2o}$

$Ex_{Ain} = (h_{Ain} - h_o) - (T_o + 273) * (s_{Ain} - s_o) + Exq_{h2o}$

$s_{turb2} = \text{Entropy}(\text{Steam}; h=h_{turb2r}; P=2,5)$

$Ex_{turb2} = (h_{turb2r} - h_o) - (T_o + 273) * (s_{turb2} - s_o) + Exq_{h2o}$

$s_{turb3mr} = \text{Entropy}(\text{Steam}; h=h_{turb3mr}; P=6)$

$Ex_{turb3m} = (h_{turb3mr} - h_o) - (T_o + 273) * (s_{turb3mr} - s_o) + Exq_{h2o}$

$s_{turb3br} = \text{Entropy}(\text{Steam}; h=h_{turb3br}; P=0,11)$

$Ex_{turb3b} = (h_{turb3br} - h_o) - (T_o + 273) * (s_{turb3br} - s_o) + Exq_{h2o}$

$Ex_{Bin} = (h_{Bin} - h_o) - (T_o + 273) * (s_{Bin} - s_o) + Exq_{h2o}$

$$(m_{v1}+m_{v3m}+m_{v3b}) \cdot Ex_{Cout} = W_{turb1} + W_{turb2} + W_{turb3} + (Ex_{turb1} + Ex_{turb2} - Ex_{Ain}) \cdot (m_{v1}) + (Ex_{turb3m} - Ex_{Bin}) \cdot (m_{v3m}) + I_{turb}$$

"Bombas"

$$Ex_{Din} = (h_{Din} - h_o) - (T_o + 273) \cdot (s_{Din} - s_o) + Exq_{h2o}$$

$$Ex_{Ain} \cdot (m_{v1}) + Ex_{Bin} \cdot (m_{v3m}) + Ex_{Din} \cdot (m_{v3b}) + W_A + W_B + W_D = Ex_{Cin} \cdot (m_{v1} + m_{v3m} + m_{v3b}) + I_{bomb}$$

"Eficiencia de 2da Lei total del sistema"

$$Ex_{Consumida} = (m_{bagu} \cdot Ex_{bag} + W_A + W_B + W_D + W_{bombresf})$$

$$Ex_{Util} = (W_{turb1} + W_{turb2} + W_{turb3} + (Ex_{turb1} + Ex_{turb2} - Ex_{Ain}) \cdot (m_{v1}) + (Ex_{turb3m} - Ex_{Bin}) \cdot (m_{v3m}))$$

$$N2da = Ex_{Util} / Ex_{Consumida}$$

## CASO 3

"Estado de Referencia"

Po=1,013 "kpa"

To=25 "°C"

"Eficiencias de los equipos"

n\_caldera=0,86

n\_turb1m=0,8

n\_turb1b=0,8

n\_turb2=0,8

n\_A=0,6

n\_B=0,6

n\_D=0,6

"Demandas de vapor"

m\_v1=m\_v1b+m\_v1m

m\_v1b=(93,7+122,3)\*1000/3600

m\_v1m=15,6\*1000/3600

"Bombas"

p\_Bin=6\*0,95 "perdidas de presión"

p\_Ain=2,5\*0,95

p\_Din=0,11\*0,95

h\_Bin=Enthalpy(Steam;x=0;P=p\_Bin)

h\_Ain=Enthalpy(Steam;x=0;P=p\_Ain)

h\_Din=Enthalpy(Steam;x=0;P=p\_Din)

s\_Bin=Entropy(Steam;x=0;P=p\_Bin)

s\_Ain=Entropy(Steam;x=0;P=p\_Ain)

s\_Din=Entropy(Steam;x=0;P=p\_Din)

h\_Bouti=Enthalpy(Steam;s=s\_Bin;P=90)

h\_Aouti=Enthalpy(Steam;s=s\_Ain;P=90)

h\_Douti=Enthalpy(Steam;s=s\_Din;P=90)

n\_B=(h\_Bouti-h\_Bin)/(h\_Boutr-h\_Bin)

n\_A=(h\_Aouti-h\_Ain)/(h\_Aoutr-h\_Ain)

n\_D=(h\_Douti-h\_Din)/(h\_Doutr-h\_Din)

W\_B=(h\_Boutr-h\_Bin)\*m\_v1m

W\_A=(h\_Aoutr-h\_Ain)\*m\_v1b

W\_D=(h\_Doutr-h\_Din)\*m\_v2

h\_Aoutr\*m\_v1b+h\_Boutr\*m\_v1m+h\_Doutr\*m\_v2=h\_Cin\*(m\_v1+m\_v2)

"Caldera"

m\_bag=130\*1000/3600 "kg/s"

m\_bagd=m\_bag\*0,95 "bagazo disponible"

PCI=14400 "kJ/kg" "-poder calorífico inferior del bagazo"

h\_Cout=Enthalpy(Steam;T=520;P=90) "vapor vivo"

m\_bagu=m\_bagd

PCI\*m\_bagu\*n\_caldera=(m\_v1+m\_v2)\*(h\_Cout-h\_Cin)

m\_aire=5,4\*m\_bagu"kJ/kg"

"Turbinas"

s\_Cout=Entropy(Steam;T=520;P=90)

h\_turb1mi=Enthalpy(Steam;s=s\_Cout;P=6)

n\_turb1m=(h\_Cout-h\_turb1mr)/(h\_Cout-h\_turb1mi)

s\_turb1m=Entropy(Steam;h=h\_turb1mr;P=6)

h\_turb1bi=Enthalpy(Steam;s=s\_turb1m;P=2,5)