

Abril  
2010

# Cogeneración eléctrica como alternativa para la industria uruguaya

Trabajo Monográfico presentado ante la Facultad de Ciencias  
Económicas y de Administración de la Universidad de la República,  
para obtener el título de Contador Público.

Autores:

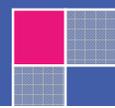
**CAMILA CLAVEAUX**

**JOSÉ IGNACIO SCOSERIA**

**MARIANA TORRADO**

Orientador:

**CR. SERGIO PÉREZ**



## **AGRADECIMIENTOS**

Deseamos agradecer en primer lugar a todas las personas que de una forma u otra, colaboraron con la realización de nuestro trabajo y a lo largo de toda nuestra carrera universitaria.

Queremos también dar las gracias a nuestro tutor, el Cr. Sergio Pérez, y a la cátedra de Economía Aplicada a la Empresa que nos brindó la posibilidad de llevar a cabo este trabajo.

Por último deseamos agradecer a la empresa Zenda y en particular al Ing. Javier Curiel, por su aporte de información para poder realizar el proyecto sobre la misma.

## ÍNDICE

<b>AGRADECIMIENTOS</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO 1: OBJETIVOS Y FUNDAMENTACIÓN DEL TEMA ELEGIDO</b>	<b>5</b>
<b>CAPÍTULO 2: FUENTES DE ENERGÍA</b>	<b>7</b>
Definición	7
Clasificación primaria	7
Fuentes de energía renovables	7
Fuentes de energía no renovables	11
<b>CAPÍTULO 3: CAMBIO CLIMÁTICO</b>	<b>13</b>
El efecto invernadero	13
El calentamiento global	14
Protocolo de Kyoto	15
Bonos de Carbono	18
Mercado de Bonos de Carbono	21
<b>CAPÍTULO 4: REGULACIÓN DE LOS MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	<b>23</b>
Características teóricas de los mercados de energía eléctrica y fundamentos macroeconómicos	23
Reformas a los mercados	27
Regulación del mercado eléctrico uruguayo	29
<b>CAPÍTULO 5: LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN URUGUAY:</b>	
<b>ANÁLISIS DE OFERTA Y DEMANDA</b>	<b>35</b>
Oferta de energía	35
-Generación pública	35
-Generación privada	39
Interconexiones de energía eléctrica con Argentina Y Brasil	40
Demanda de energía	43

<b>Análisis de oferta y demanda de energía eléctrica</b>	<b>46</b>
<b>CAPÍTULO 6: COGENERACIÓN</b>	<b>47</b>
Definición y características	47
Resumen histórico de la cogeneración	49
Diferentes sistemas de cogeneración	50
<b>CAPÍTULO 7: LA COGENERACIÓN ELÉCTRICA EN DISTINTAS INDUSTRIAS A NIVEL MUNDIAL</b>	<b>61</b>
<b>CAPÍTULO 8: PROYECTO DE COGENERACIÓN EN ZENDALEATHER S.A. (ex Curtiembre Branáa) – Un caso de cogeneración a partir de gas natural y para el mercado spot</b>	<b>71</b>
La empresa y el proyecto	71
El proceso productivo de una curtiembre y sus necesidades energéticas	71
Perfil energético previo al proyecto	74
Descripción del proyecto	75
Análisis económico – financiero del proyecto	79
Hipótesis caso base	80
Caso base	86
Conclusiones	90
<b>CAPÍTULO 9: SISTEMAS DE COGENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE BIOMASA</b>	<b>92</b>
Introducción	92
Empresas uruguayas que utilizan cogeneración eléctrica a partir de biomasa	97
Análisis de rentabilidad de un proyecto de cogeneración a partir de biomasa	101
Rentabilidad de cogeneración eléctrica con gas natural Vs biomasa	103
<b>CAPÍTULO 10: MATRIZ FODA</b>	<b>105</b>
Introducción	105

<b>Análisis de la matriz FODA sobre cogeneración eléctrica para la industria Uruguay</b>	<b>108</b>
<b>PÁGINAS WEB CONSULTADAS</b>	<b>118</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>120</b>
<b>GLOSARIO</b>	<b>122</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>124</b>
<b>ANEXO 1: Características técnicas del cogenerador utilizado por Zenda</b>	<b>124</b>
<b>Anexo 2: Flujos de Fondos realizados para el proyecto Zenda</b>	<b>131</b>

## 1) OBJETIVOS Y FUNDAMENTACIÓN DEL TEMA ELEGIDO

La idea de realizar esta investigación monográfica surge a partir de nuestra preocupación frente a la coyuntura energética que está viviendo actualmente Uruguay y el mundo.

Esta situación se debe a grandes rasgos al progresivo aumento de la demanda de energía frente a la oferta, siendo preocupante en un futuro cercano y más aún en el largo plazo.

Actualmente la mayor parte de la energía que se consume corresponde a recursos no renovables, es decir a combustibles fósiles. Dado que dichos recursos son limitados, esto presenta una situación incierta referida a la oferta futura de energía. Además de esta problemática, se debe considerar el efecto ambiental del consumo de estos combustibles dado que los gases emitidos procedentes de su combustión, contribuyen al llamado “efecto invernadero”.

Por otra parte, si bien la utilización de energías renovables representan una alternativa, a su vez presentan un desarrollo tecnológico aún escaso, por lo que tampoco pueden significar una solución real a corto plazo.

Partiendo de este escenario, es que nos proponemos investigar una de las alternativas disponibles para paliar esta situación. Ésta no es otra que la mejora de la eficiencia en la utilización de los recursos energéticos mediante el estudio de la implantación del sistema de cogeneración en el sector industrial uruguayo.

¿Por qué cogeneración?

La cogeneración es una técnica que permite producir calor y electricidad en un único proceso, generando así ahorro de energía, además de mejorar la seguridad del abastecimiento.

Las centrales de cogeneración de electricidad-calor pueden alcanzar un rendimiento energético del orden del 90%. El procedimiento es más ecológico, ya que durante la combustión el gas natural o la biomasa liberan menos dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y óxido de nitrógeno (NOX) que el petróleo o el carbón.

Dicho sistema de generación de energía tiene la gran ventaja de ser aplicable en una amplia gama de industrias (todas aquellas que utilicen energía eléctrica y térmica en sus procesos productivos).

En el siguiente trabajo realizaremos un análisis de las posibilidades de cogeneración en el sector industrial uruguayo utilizando como herramienta de diagnóstico la matriz FODA.

Presentaremos en primera instancia una revisión de las diferentes fuentes de energía disponibles, posteriormente analizaremos el proceso de cambio climático y las herramientas diseñadas a nivel mundial para combatirlo.

En el capítulo 5 revisaremos el papel de la regulación en los mercados de energía eléctrica y el marco regulatorio vigente en Uruguay. En el siguiente capítulo revisaremos la situación de la oferta y demanda de energía eléctrica en Uruguay.

Ya enfocándonos en la cogeneración, en el capítulo 7 realizaremos una reseña de los diferentes tipos existentes y en el capítulo siguiente haremos un breve relato de diferentes proyectos de cogeneración implantados en distintas partes del mundo.

En el capítulo 9 estudiaremos el proyecto de cogeneración a base de gas natural implantado por la empresa Zenda, dejando para el capítulo 10 una revisión de las posibilidades de cogeneración a partir de biomasa en el Uruguay.

Para finalizar realizaremos en base a la Matriz FODA de las posibilidades de cogeneración industrial en el Uruguay.

## 2) FUENTES DE ENERGÍA

### **Definición:**

Las **fuentes de energía** son elaboraciones naturales más o menos complejas de las que el hombre puede extraer energía para realizar un determinado trabajo u obtener alguna utilidad.

### **Clasificación primaria:**

Las fuentes de energía se pueden dividir en dos grandes grupos: renovables (también llamadas inagotables o permanentes) y no renovables (también denominadas agotables o temporales).

Las renovables son aquellas que permiten una explotación ilimitada, ya que la naturaleza las renueva constantemente.

Estas fuentes son inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen (solar), o porque son capaces de regenerarse por medios naturales (biomasa).

Las no renovables son aquellas que aprovechan recursos naturales cuyas reservas disminuyen con la explotación, lo que las convierte en fuentes de energía con poco futuro, ya que sus reservas se están viendo reducidas drásticamente. Las principales son la energía nuclear y los combustibles fósiles (el petróleo, el gas natural y el carbón).

### **Fuentes de energía renovables:**

Éstas a su vez pueden dividirse en dos categorías: limpias o no contaminantes y contaminantes.

Las **energías limpias** son aquellas que reducen drásticamente los impactos ambientales producidos, entre las que cabe citar el aprovechamiento de:

- El Sol: energía solar
- El viento: energía eólica
- Los ríos y corrientes de agua dulce: energía hidráulica
- Los mares y océanos: energía mareomotriz

- El calor de la Tierra : energía geotérmica
- Las olas: energía undimotriz
- La llegada de masas de agua dulce a masas de agua salada: energía azul

Por otra parte se encuentran las **energías contaminantes**, aquellas que se obtienen a partir de la materia orgánica o biomasa, y se pueden utilizar directamente como combustible (madera u otra materia vegetal sólida), bien convertida en bioetanol o biogás mediante procesos de fermentación orgánica o en biodiesel, mediante reacciones de transesterificación y de los residuos urbanos.

Las energías de fuentes renovables contaminantes tienen el mismo problema que la energía producida por combustibles fósiles: en la combustión emiten dióxido de carbono, gas de efecto invernadero, y a menudo son aún más contaminantes puesto que la combustión no es tan limpia, emitiendo hollines y otras partículas sólidas. Se encuadran dentro de las energías renovables porque mientras puedan cultivarse los vegetales que las producen, no se agotarán.

También se puede obtener energía a partir de los residuos sólidos urbanos y de los lodos de las centrales depuradoras y potabilizadoras de agua. Energía que también es contaminante, pero que también lo sería en gran medida si no se aprovechara, pues los procesos de pudrición de la materia orgánica se realizan con emisión de gas natural y de dióxido de carbono.

### **Tipos de energía renovable:**

#### **Hidráulica:**

La energía potencial acumulada en los saltos de agua puede ser transformada en energía eléctrica. Las centrales hidroeléctricas aprovechan la energía de los ríos para poner en funcionamiento unas turbinas que mueven un generador eléctrico.

#### **Eólica:**

La energía eólica es la obtenida de la fuerza del viento, es decir, mediante la utilización de la energía cinética generada por las corrientes de aire.

La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales (gradiente de presión).

Por lo que puede decirse que la energía eólica es una forma no-directa de energía solar, las diferentes temperaturas y presiones en la atmósfera, provocadas por la absorción de la radiación solar, son las que ponen al viento en movimiento.

El aerogenerador es un generador de corriente eléctrica a partir de la energía cinética del viento, es una energía limpia y también la menos costosa de producir, lo que explica el fuerte entusiasmo por esta tecnología.

#### Geotérmica:

La energía geotérmica es aquella que puede ser obtenida por el hombre mediante el aprovechamiento del calor del interior de la Tierra.

Parte del calor interno de la Tierra (5.000 °C) llega a la corteza terrestre. En algunas zonas del planeta, cerca de la superficie, las aguas subterráneas pueden alcanzar temperaturas de ebullición, y por lo tanto servir para accionar turbinas eléctricas o para calentar.

El calor del interior de la Tierra se debe a varios factores, entre los que destacan el gradiente geotérmico y el calor radiogénico.

#### Solar:

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

La radiación solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce o también a través de la absorción de la radiación, por ejemplo en dispositivos ópticos o de otro tipo.

#### - fotovoltaica:

Se denomina **energía solar fotovoltaica** a una forma de obtención de energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos.

Los paneles, módulos o colectores fotovoltaicos están formados por dispositivos semiconductores tipo diodo que, al recibir radiación solar, se excitan y provocan saltos electrónicos, generando una pequeña diferencia de potencial en sus extremos. El acoplamiento en serie de varios de estos fotodiodos permite la obtención de voltajes mayores en configuraciones muy sencillas y aptas para alimentar pequeños dispositivos electrónicos.

A mayor escala, la corriente eléctrica continua que proporcionan los paneles fotovoltaicos se puede transformar en corriente alterna e inyectar en la red eléctrica, operación sujeta a subvenciones para una mayor viabilidad.

En entornos aislados, donde se requiere poca potencia eléctrica y el acceso a la red es difícil, como estaciones meteorológicas o repetidores de comunicaciones, se emplean las placas fotovoltaicas como alternativa económicamente viable. Para comprender la importancia de esta posibilidad, conviene tener en cuenta que aproximadamente una cuarta parte de la población mundial no tiene acceso a la energía eléctrica.

- termosolar:

La **energía solar térmica o energía termosolar** consiste en el aprovechamiento de la energía del Sol para producir calor que puede utilizarse para cocinar alimentos o para la producción de agua caliente destinada al consumo de agua doméstico, ya sea agua caliente sanitaria, calefacción, o para producción de energía mecánica y a partir de ella, de energía eléctrica. Adicionalmente puede emplearse para alimentar una máquina de refrigeración por absorción, que emplea calor en lugar de electricidad para producir frío con el que se puede acondicionar el aire de los locales.

Mareomotriz:

La energía mareomotriz es la que resulta de aprovechar las mareas, es decir, la diferencia de altura media de los mares según la posición relativa de la Tierra y la Luna, y que resulta de la atracción gravitatoria de esta última y del Sol sobre las masas de agua de los mares. Esta diferencia de alturas puede aprovecharse interponiendo partes móviles al movimiento natural de ascenso o descenso de las aguas, junto con mecanismos de canalización y depósito, para obtener movimiento en un eje.

Mediante su acoplamiento a un alternador se puede utilizar el sistema para la generación de electricidad, transformando así la energía mareomotriz en energía eléctrica, una forma energética más útil y aprovechable.

Otras formas de extraer energía del mar son: las olas, la energía undimotriz; de la diferencia de temperatura entre la superficie y las aguas profundas del océano, el gradiente térmico oceánico; de la salinidad; de las corrientes submarinas o la eólica marina.

### **Biomasa:**

La formación de biomasa a partir de la energía solar se lleva a cabo por el proceso denominado fotosíntesis vegetal que a su vez es desencadenante de la cadena biológica. Mediante la fotosíntesis las plantas que contienen clorofila, transforman el dióxido de carbono y el agua de productos minerales sin valor energético, en materiales orgánicos con alto contenido energético y a su vez sirven de alimento a otros seres vivos. La biomasa mediante estos procesos almacena a corto plazo la energía solar en forma de carbono. La energía almacenada en el proceso fotosintético puede ser posteriormente transformada en energía térmica, eléctrica o carburantes de origen vegetal, liberando de nuevo el dióxido de carbono almacenado.

### **Fuentes de energía no renovables:**

Existen dos tipos, la energía fósil y la nuclear.

#### **Energía fósil:**

Los combustibles fósiles se pueden utilizar en forma sólida (carbón), líquida (petróleo) o gaseosa (gas natural). Son acumulaciones de seres vivos que vivieron hace millones de años y que se han fosilizado formando carbón o hidrocarburos. En el caso del carbón se trata de bosques de zonas pantanosas, y en el caso del petróleo y el gas natural de grandes masas de plancton marino acumuladas en el fondo del mar. En ambos casos la materia orgánica se descompuso parcialmente por falta de oxígeno y acción de la temperatura, la presión y determinadas bacterias de forma que quedaron almacenadas moléculas con enlaces de alta energía.

La energía más utilizada en el mundo es la energía fósil. Si se considera todo lo que está en juego, es de suma importancia medir con exactitud las reservas de combustibles fósiles del

planeta. Se distinguen las “reservas identificadas” aunque no estén explotadas, y las “reservas probables”, que se podrían descubrir con las tecnologías futuras.

### **Gas natural:**

El componente principal del gas natural es el **metano** (entre un 70 y un 90 %), y además lleva en su composición otros hidrocarburos más ligeros, como el **etano**, el **propano** y el **butano**, en cantidades significativas. Otros de sus componentes son el sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, nitrógeno, etc., que se eliminan en el propio lugar de extracción, ya que no tienen utilidad alguna como combustible.

El metano es un combustible de gran poder energético. No es un gas tóxico, pero mezclado con el aire es muy inflamable, pudiendo llegar a ser incluso explosivo, por lo que se debe manipular con precaución.

### Energía nuclear:

El núcleo atómico de elementos pesados como el uranio, puede ser desintegrado (fisión nuclear) y liberar energía radiante y cinética. Las centrales termonucleares aprovechan esta energía para producir electricidad mediante turbinas de vapor de agua.

Una consecuencia de la actividad de producción de este tipo de energía, son los residuos nucleares, que pueden tardar miles de años en desaparecer y tardan mucho tiempo en perder la radiactividad.

### 3) CAMBIO CLIMÁTICO

Se le llama **cambio climático** a la modificación del clima con respecto al historial climático a una escala global o regional.

Las variaciones climáticas han existido en el pasado y seguirán existiendo como consecuencia de diferentes fenómenos naturales, como ser cambios fraccionales en la radiación solar, las erupciones volcánicas y las fluctuaciones naturales en el propio sistema climático. Sin embargo de acuerdo a la opinión de los científicos estas causas naturales pueden explicar tan sólo una pequeña parte del calentamiento global, ya que este se debe en su mayor parte a las crecientes concentraciones de gases de efecto invernadero que retienen el calor en la atmósfera como consecuencia de las actividades humanas.

Según la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático el término *cambio climático* se usa sólo para referirse al cambio por causas humanas:

“Por cambio climático se entiende un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables.”

#### **El efecto invernadero**

Nuestro Planeta se encuentra globalmente protegido por la atmósfera. De no existir o en caso de ser esta muy tenue, las oscilaciones de temperatura diarias serían enormes.

Esta atmósfera está compuesta de muchos gases. Los más abundantes son el nitrógeno y el oxígeno. El resto, menos de una centésima parte, son gases llamados "de invernadero". No los podemos ver ni oler, pero están allí. Algunos de ellos son el dióxido de carbono, el metano y el dióxido de nitrógeno. Cuando la luz solar llega a la Tierra, un poco de esta energía se refleja en las nubes; el resto atraviesa la atmósfera y llega al suelo. Pero no toda la energía del Sol es aprovechada en la Tierra; una parte es "devuelta" al espacio.

Como la Tierra es mucho más fría que el Sol, no puede devolver la energía en forma de luz y calor, es por esto que la envía de una manera diferente, llamada "infrarroja". Un ejemplo de este tipo de energía es el calor que emana de una estufa eléctrica antes de que las barras

comiencen a ponerse rojas. Los gases de invernadero absorben parte de esta energía infrarroja, calentando tanto la superficie de la Tierra como el aire que la rodea. A este proceso se le llama “efecto invernadero”.

Actualmente, las actividades humanas siguen añadiendo gases de efecto invernadero a la atmósfera, sobre todo dióxido de carbono, metano y óxido nitroso, que intensifican el efecto invernadero natural y calientan el planeta. Este calentamiento artificial adicional se denomina efecto invernadero intensificado.

Cuadro demostrativo:



Fuente: UNEP -GRID-Arendal.

### El calentamiento global

A finales del siglo XVII el hombre empezó a utilizar combustibles fósiles que la Tierra había acumulado en el subsuelo durante su historia geológica. La quema de petróleo, carbón y gas natural ha causado un aumento del dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en la atmósfera que últimamente es de 2 ppm al año y junto con la emisión de otros gases de efecto invernadero, como ser el gas metano (CH<sub>4</sub>) y óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) entre otros, producen el consiguiente aumento de la temperatura de nuestro planeta. Se estima que desde la época industrial ésta ha aumentado alrededor de 0,5 °C y se prevé un aumento de 1 °C en el 2020 y de 2°C en el 2050.

Las pruebas observadas muestran que la composición de la atmósfera está cambiando por ejemplo, las crecientes concentraciones de gases de efecto invernadero, como el CO<sub>2</sub> y el metano (CH<sub>4</sub>), así como el clima de la Tierra (la temperatura, las precipitaciones, el nivel del mar, las capas de hielo marino, y en algunas regiones los fenómenos climáticos extremos tales como olas de calor, fuertes precipitaciones y sequías).

La concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera afecta al nivel y eficiencia de la fotosíntesis y al uso de las aguas, lo que puede afectar a la productividad de las plantas y a otros procesos de los ecosistemas.

## **PROTOCOLO DE KYOTO**

El **cambio climático** es uno de los temas más debatidos y que preocupa hoy en día a muchas organizaciones, gobiernos, y a cada uno de los habitantes de nuestro planeta, es por esto que requiere la adopción de medidas internacionales para su control.

Este es el objetivo del Protocolo firmado en diciembre de 1997 en la ciudad japonesa de Kyoto para intentar luchar contra el cambio climático mediante una acción internacional de reducción de las emisiones de los gases más perjudiciales para la tierra y que provocan el calentamiento global, entre los que se encuentran el dióxido de carbono, (el más importante y numeroso de todos), el óxido de nitroso, gas metano y otros tres gases industriales fluorados.

Este instrumento se encuentra dentro del marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), suscrita en 1992 dentro de lo que se conoció como la Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro. El protocolo vino a dar fuerza vinculante a lo que en ese entonces no pudo hacer la CMNUCC.

El debate sobre el Protocolo de Kyoto involucra elementos científicos, económicos y sociales, cuestiones de justicia global a nivel internacional y de reparto de responsabilidades entre las distintas fuentes de emisión dentro de cada país, compromisos de políticos y empresarios, y cambios de actitudes y patrones de consumo en toda la ciudadanía.

Aproximadamente unas ciento veintiocho naciones, responsables de un 55% de las emisiones de dióxido de carbono en el mundo entero se comprometieron a reducir en un 5% los gases emitidos por sus industrias entre los años 1998 y 2012.

La Unión Europea aceptó el objetivo de un 8% de reducción; EE.UU. 7% y Japón 6%. Sin embargo, otros países tenían el compromiso de estabilizar sus emisiones como Nueva Zelanda, Rusia o Ucrania, o la posibilidad de incrementarlas como Noruega un 1% y Australia un 8%.

A pesar de las propuestas presentadas por parte de los grupos ecologistas, indicando cómo las naciones industrializadas podrían fácilmente exceder los modestos objetivos contenidos en el Protocolo, únicamente a través de medidas de reducción (respaldándose en una gran variedad de estudios), los políticos de algunos países decidieron que necesitaban mayor flexibilidad para lograr sus objetivos. Por esta razón incluyeron en el acuerdo de Kyoto mecanismos para el "Comercio de Emisiones" (posibilidad de comprar excedentes de CO<sub>2</sub> a otros países que hayan reducido sus emisiones).

Aquí es donde entra en juego el papel de la cogeneración como una de las alternativas más eficientes en cuanto al ahorro energético de los procesos industriales.

En diciembre del 2009 se realizó en la ciudad de Copenhague una conferencia internacional sobre el cambio climático con el propósito de proponer futuros objetivos que reemplazarán los del protocolo de Kyoto. En la conferencia se acreditaron treinta y cuatro mil personas entre delegados de los ciento noventa y dos países miembros de la Convención de cambio climático de las Naciones Unidas, expertos en clima, representantes de organizaciones no gubernamentales y prensa. Esta cumbre fue la culminación de un proceso de preparación que se inició en Bali en 2007, con una "Hoja de Ruta" adoptada por los países miembros.

Las negociaciones se toparon con los diferentes puntos de vista que se desprendían de las opiniones de países industrializados y países no industrializados:

Sobre la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en países industrializados:

- 2001 EEUU decidió retirarse del protocolo de Kyoto.
- 2007 La Unión Europea anunció una serie de medidas para alcanzar el 20% de reducción en 2020.

- Tras su elección como Presidente de los EEUU, Barack Obama, anunció que buscaría una reducción del 80% en las emisiones de su país para 2050
- Los países en desarrollo, exigieron un mayor recorte de emisiones para los industrializados.

Sobre la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en países en desarrollo:

- El problema real es cómo hacer emerger sus economías sin perjudicar el medio ambiente.
- No obstante algunos países en desarrollo han asumido metas para la reducción de sus gases de efecto invernadero.
- Diciembre 2009 China – Anuncia un plan para reducir la intensidad de sus emisiones.
- Marzo 2009 México – Se compromete a disminuir un 50% sus emisiones para 2050
- Noviembre 2009 Brasil – Se propone reducir las emisiones provenientes de la deforestación, en un 80% para 2020

Sobre la ayuda a países en desarrollo:

- Fondo de adaptación: Paquete financiero para ayudar a los países pobre a luchar contra el cambio climático.

Obviamente los países desarrollados no quieren financiar dicho plan, aunque la Unión Europea anunció un acuerdo para dar siete mil doscientos millones de euros hasta 2012 para su implementación.

Acuerdos alcanzados

Los cuatro grandes países emergentes (China, India, Brasil y Sudáfrica) junto a EEUU, en una reunión convocada por el presidente de China Wen Jiabao.

- India propuso hacer simplemente un acuerdo pero no vinculante donde cada país pudiera declarar sus emisiones, en un texto de tres folios que se redactó y acordó a puerta cerrada, y en el cual las reducciones definitivas deberían formalizarse antes del 1 de febrero de 2010.
- Las emisiones de cada país se comunicarían a la ONU, y sólo se comprobarían minuciosamente aquellas que conllevaran dinero internacional, causa por la que China prefiere no recibir dinero.

- Obama informó de ello a la Unión Europea que decidió aceptarlo.

El objetivo del acuerdo es que la temperatura del planeta no suba más de 2°C, sin objetivos de emisiones concretos para 2050, sólo que se deben reducir cuanto antes los gases de efecto invernadero. Tampoco se ha incluido la recomendación del IPCC de que las emisiones de los países desarrollados deberían reducirse para 2020 entre un 25% y un 40% sobre el nivel que tenían en 1990.

Sin embargo, y a pesar de que veintinueve países estaban ya de acuerdo con esto, para que el tratado sea real, los países tendrían que votar que sí por unanimidad, cosa que no se consiguió ya que fue rechazado por algunos como Cuba, La Alianza Boliviana para los pueblos de América (ALBA) etc. Por dicha razón el acuerdo quedó en protección climática no vinculante por lo que realmente los países no están obligados a cumplir.

## **BONOS DE CARBONO**

Los bonos de carbono son uno de los tres mecanismos propuestos en el Protocolo de Kyoto, en un esfuerzo por reducir las emisiones que provocan el cambio climático en el planeta, como el calentamiento global o efecto invernadero.

El sistema ofrece incentivos económicos para que empresas privadas contribuyan a la mejora de la calidad ambiental y se consiga regular la emisión generada por sus procesos productivos, considerando el derecho a emitir CO<sub>2</sub> como un bien canjeable y con un precio establecido en el mercado. La transacción de los bonos de carbono permite mitigar la generación de gases invernadero, beneficiando a las empresas que no emiten o disminuyen la emisión y haciendo pagar a las que emiten más de lo permitido.

Estos mecanismos de intercambio de emisiones pueden ser aprovechados por los proyectos de cogeneración eléctrica y deben ser tomados en cuenta al estudiar su viabilidad económica.

El nombre de “bonos de carbono” se ha dado como una denominación genérica a un conjunto de instrumentos que pueden generarse por diversas actividades de reducción de emisiones. Así, se puede decir que existen distintos tipos de bonos de carbono, dependiendo de la forma en que éstos fueron generados:

- Certificados de Reducción de Emisiones (CERs)
- Montos Asignados Anualmente (AAUs)
- Unidades de Reducción de Emisiones (ERUs)
- Unidades de Remoción de Emisiones (RMUs)

### Certificados de Reducción de Emisiones (CER)

Las reducciones de emisiones de GEI (gases efecto invernadero) se miden en toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente, y se traducen en Certificados de Emisiones Reducidas (CER). Un CER equivale a una tonelada de CO<sub>2</sub> que se deja de emitir a la atmósfera, y puede ser vendido en el mercado de carbono a los países industrializados (de acuerdo a la categorización que hace el protocolo de Kyoto). Existen diferentes tipos de proyectos, mediante los cuales se puede acceder a una certificación, pero hay que tener en cuenta que dichos proyecto deben cumplir con los requisitos establecidos por el Consejo Ejecutivo del Mecanismo de Desarrollo Limpio, como ser:

- Contribuir al desarrollo sustentable del país
- Contar con la aprobación de la Autoridad Nacional designada
- El proyecto debe contribuir a reducir los GEI
- Las reducciones de GEI deben ser reales, medibles y de largo plazo.

El siguiente cuadro muestra a modo de ejemplo las áreas y los proyectos que pueden calificar para obtener bonos de carbono de acuerdo a lo estipulado en el protocolo de Kyoto.

SECTOR	TIPO DE PROYECTO	EJEMPLO
GENERACIÓN DE ENERGÍA	aprovechamiento de fuentes renovables de energía	Parques eólicos; Centrales hidroeléctricas y fotovoltaicas; sustitución de derivados del petróleo por gas natural; uso de sistemas halógenos de iluminación
DISTRIBUCIÓN Y USO FINAL DE LA ENERGÍA	mejoramiento de la eficiencia	Incremento de la eficiencia en sistemas de aire acondicionado
PROCESOS INDUSTRIALES	uso de combustibles con menor contenido de carbono	Sustitución del diesel por gas natural
TRANSPORTE	uso de combustibles con menor contenido de carbono	Sustitución de unidades que utilizan combustibles líquidos por las que usan electricidad o gas natural
GESTIÓN DE DESECHOS	captura de gas metano generado en rellenos sanitarios basureros y aguas residuales	Aprovechamiento del gas metano con fines energéticos
ACTIVIDADES FORESTALES	fijación de carbono mediante actividades forestales, manejo de humedades	

Fuente: CPA FERRERE

Uruguay ratificó el protocolo de Kyoto por lo cual es un país elegible para desarrollar inversiones que den lugar a la obtención de CERs.

Esto quiere decir que empresas extranjeras podrán realizar proyectos de inversión tendientes a reducir los GEI para obtener para sí o para terceros bonos de carbono. Otra alternativa que se está dando cada vez más en nuestro país, es la existencia de empresas nacionales que mediante distintos proyectos, entre los cuales encontramos los de

generación de energía o actividades forestales, buscan acceder a dichos bonos para comercializarlos luego en el exterior y así recuperar y hacer redituar la inversión.

### Montos Asignados Anualmente (AAU)

Corresponde al monto total de emisiones de gases de efecto invernadero que a un país se le permite emitir a la atmósfera durante el primer período de compromiso (2008-2012) del Protocolo de Kyoto. Cada país divide y asigna su respectivo monto a empresas localizadas en su territorio de manera que quede un límite de emisión por empresa.

### Unidades de Reducción de Emisiones (ERU)

Corresponde a un monto específico de emisiones de gases de efecto invernadero que dejaron de ser emitidas por la ejecución de un proyecto de Implementación Conjunta. Este mecanismo permite a los países adquirir unidades de reducción de emisiones a través del financiamiento de ciertos tipos de proyectos en otros países miembros.

### Unidades de Remoción de Emisiones (RMU)

Son créditos obtenidos por un país durante proyectos de captura de carbono. Estas unidades o créditos solamente pueden ser obtenidas por países del Anexo I del Protocolo de Kyoto (industrializados) y pueden obtenerse también en proyectos de Implementación Conjunta. Las Unidades de Remoción de Emisiones solamente pueden ser usadas por los países dentro del período de compromiso durante el cual fueron generadas, y son para cumplir con sus compromisos de reducción de emisiones. Estos créditos no pueden ser considerados en períodos de compromiso posteriores.

### MERCADO DE BONOS DE CARBONO

Las transacciones de bonos pueden ser desde una simple compra o venta de una cantidad específica de bonos, hasta una estructura de compra-venta con diversas opciones. Algunas de ellas son las siguientes:

#### Compras Spot:

El precio del bono y la cantidad de bonos se acuerdan en la fecha del acuerdo de compra-venta, pero la entrega y el pago del bono se realizan en una fecha futura cercana. Se puede

considerar como si la compra-venta ocurriera en el momento, aunque pasen unos días entre el pago y la entrega. Esto se hace para asegurar un precio conveniente para ambas partes y para reducir el riesgo de que el bono no se venda en el futuro.

#### Contratos de entrega futura:

Se acuerda la compra-venta de una cantidad específica de bonos al precio de mercado actual, pero el pago y la entrega se realizarán en fechas futuras, generalmente de acuerdo a un cierto calendario de entregas.

#### Opciones:

Las partes compran o venden la opción (el derecho a decidir) sobre si la venta se realizará o no en una fecha y a un precio pactados. De esta manera, el comprador tiene el derecho a comprar la cantidad de bonos ofrecida por el vendedor, pero no tiene la obligación de comprarlos una vez llegada la fecha acordada. Las condiciones de precio, cantidad y fecha de entrega de los bonos se acuerdan el día de elaboración del contrato, y también se acuerda una fecha que marca la fecha límite para que el comprador mantenga su derecho de compra. En este caso, el vendedor está a la expectativa y depende de la decisión del comprador, pero si la compra-venta se realiza, el comprador le pagará una cantidad adicional denominada Premium.

Todas las operaciones de compra-venta en el comercio de bonos de carbono están regidas por un contrato entre el comprador y el vendedor.

No hay un valor “oficial” sobre el precio de una tonelada de CO<sub>2</sub> reducida o no emitida. Aunque algunas agencias multilaterales han establecido ciertos precios para los proyectos de reducción de emisiones financiados por ellas mismas, el precio de la tonelada está sujeto a oferta y demanda de bonos de carbono en el mercado.

Dado que existen diferentes esquemas para el comercio de los bonos y diferentes sitios del mundo donde se pueden comprar y vender, como en el Chicago Climate Exchange en operación desde diciembre del 2003 o en el European Climate Exchange Carbon, en operación desde abril del 2005, pueden existir precios diferentes por cada tonelada de CO<sub>2</sub>

## 4) REGULACIÓN DE LOS MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Antes de introducirnos en la cogeneración y las posibilidades de desarrollo de este tipo de emprendimientos en Uruguay, es necesario revisar la estructura general de los mercados de energía eléctrica y posteriormente las particularidades del marco regulatorio vigente en Uruguay. De esta forma podremos dimensionar de mejor forma uno de los aspectos del entorno que mas impactan sobre los generadores privados de energía eléctrica enmarcados en actividades de cogeneración, y determinar las distintas modalidades en las que dichos generadores podrán volcar la energía eléctrica al mercado.

### Características teóricas de los mercados de energía eléctrica y fundamentos microeconómicos

Para analizar cualquier mercado eléctrico, debemos analizar su estructura de regulación y organización. Este estudio se debe hacer tomando en cuenta dos grandes dimensiones:

- 1) Participación o no de agentes privados
- 2) Integración de los agentes (integración vertical vs. integrantes distintos a lo largo de la cadena)

Este análisis está necesariamente vinculado con la apertura del proceso productivo de la energía eléctrica en cuatro etapas muy distintas:

- 1) Generación
- 2) Transmisión
- 3) Distribución
- 4) Suministro / Comercialización

- 1) Generación

La generación de energía eléctrica consiste en la producción de energía eléctrica de alto voltaje mediante el uso de recursos energéticos naturales o alguna transformación de éstos.

La actividad de generación requiere una inversión inicial muy elevada, dependiendo del tipo de generación que se utilice.

Para la generación a partir de energías no renovables como combustibles fósiles, encontramos un mayor impacto de los costos variables por sobre los costos fijos, presentándose una situación con costos marginales crecientes.

La generación a partir de energías renovables (eólica, solar, hidráulica), presenta un gran peso de los costos fijos por sobre los costos variables, teniendo una curva de costo marginal decreciente o hasta nulo. Para la generación a través de biomasa, el costo marginal es creciente.

## 2) Transmisión

Consiste en transportar la energía eléctrica desde la unidad generadora hasta las redes locales para su distribución. Esta actividad se realiza mediante redes de alta tensión.

Las características de esta etapa crean las condiciones para que podamos hablar de un monopolio natural. Esto es debido a que la inversión inicial es alta, creando grandes capacidades pero rígidas, estableciendo una estructura con costos fijos altos y costos variables bajos, en la que los costos totales de largo plazo declinan al aumentar la transmisión, con costos marginales casi nulos y en los que un solo productor eventualmente será capaz de producir a un costo más bajo que cualquier otro par de productores, por lo tanto creándose las condiciones de un monopolio natural.

## 3) Distribución

Es el transporte de la energía eléctrica de baja tensión desde las estaciones de transmisión hasta el consumidor final. Esta operación requiere la reducción del voltaje de la energía. Esta actividad presenta condiciones similares a la transmisión en cuanto a inversiones iniciales altas, costos fijos altos, costos totales fuertemente decrecientes y costos marginales casi nulos.

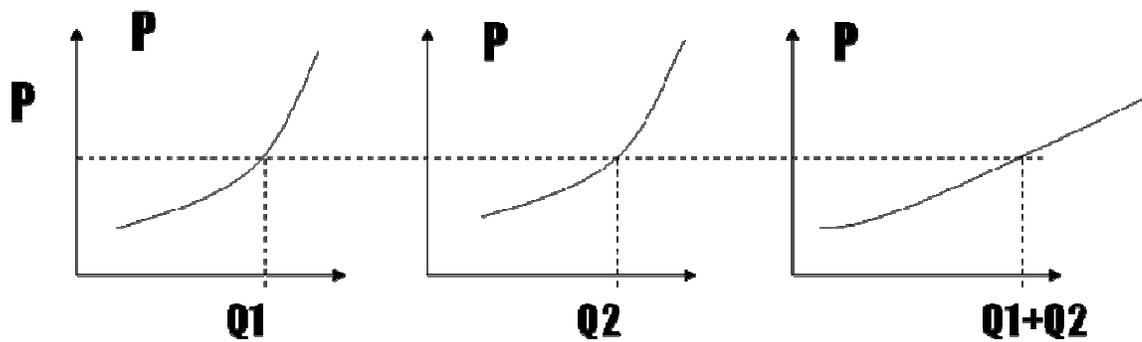
4) Suministro / Comercialización

Es la venta de energía a los consumidores finales. Esta actividad presenta un mayor impacto de costos variables, con una curva de costos creciente.

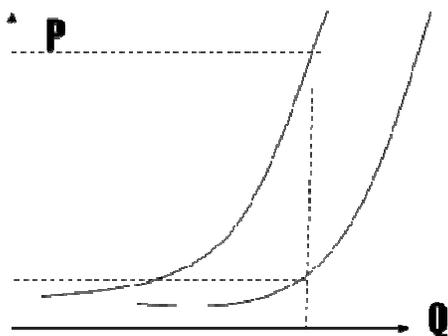
Fundamento microeconómico de promover la competencia en la generación

Para actividades de generación con costos marginales crecientes (energías no renovables, biomasa), se da la siguiente situación:

La curva de oferta agregada estará dada por la suma de las curvas de oferta individuales:



O sea que a medida que se sumen nuevos generadores, la curva de oferta se desplaza hacia la derecha, y el Precio será menor para cada una de las cantidades demandadas:



Entonces cuantos más generadores existan con las curvas de costos mencionadas, más eficientemente se podrá satisfacer la demanda. Esto es clave a la hora de entender los fundamentos que se encuentran detrás de los cambios regulatorios que promueven la competencia en las actividades de generación eléctrica, y en particular para entender lo beneficioso de contar con varios generadores privados volcando energía a la red.

#### Monopolio natural para la transmisión y distribución

Para las actividades de transmisión y distribución, se presenta una situación en la cual ambas actividades son realizadas más eficientemente si son llevadas a cabo por un solo agente.

Esta situación se da, por la existencia por existir importantes economías de escala para ambas actividades, muy intensivas en capital y que requieren una importante inversión inicial y en la que los costos fijos predominan sobre los costos variables. El costo medio de producción es entonces altísimo para producciones bajas y decae a medida que las producciones aumentan.

#### Integración vertical vs. Competencia

Las características del mercado eléctrico y sus diferencias con el mercado de otros bienes, vienen dadas por las características de la energía en sí misma, esto es: el no ser almacenable (la oferta y la demanda deben estar equilibradas continuamente, y por tanto la oferta debe estar preparada para responder a las fluctuaciones de la demanda), y el ser un bien público, con una demanda inelástica, para el cual los costos de la interrupción del suministro son muy altos.

Ambas características hacen que las ventajas de tener un único agente que coordine en sí mismo las cuatro etapas mencionadas anteriormente.

Esta necesidad de coordinación entre las etapas ha llevado muchas veces a la integración vertical de las actividades bajo una única empresa estatal monopólica, extendiendo a una actividad con características naturales propicias para generar un mercado competitivo como la generación, la tendencia al monopolio natural de la transmisión de energía.

Esta tendencia hacia una empresa integrada verticalmente y fuertemente reguladas fue la tendencia observada durante el siglo XX.

Las ventajas de esta integración vertical son:

- Estabilidad, mayor capacidad de respuesta ante problemas, mejor coordinación
- Se evitan escenarios en los que los incentivos a la inversión de algunos agentes se puedan ver distorsionados por la fijación de precios de otros agentes a lo largo de la cadena

La gran desventaja radica en la pérdida de las ventajas que traen aparejados los mercados competitivos, ya que mientras tanto la transmisión como la distribución son actividades para las cuales están dadas las condiciones para crearse monopolios naturales, las actividades de generación y suministro son actividades naturalmente competitivas.

Esta disyuntiva entre coordinación y competencia ha sido ampliamente estudiada por la literatura económica (Joskow y Schmalensee, 1983).

#### Reformas a los mercados

Hacia finales del siglo XX, y con las reformas en Chile (1982) e Inglaterra (1990) como primeros ejemplos, se extiende rápidamente en el mundo un nuevo modelo general de marco regulatorio que los diferentes países empiezan a seguir. Esta tendencia es la que Uruguay seguiría en 1997.

Esta nueva visión sobre la estructura ideal de los mercados eléctricos se caracteriza por (Joskow 1998):

- Desintegración vertical
- Promoción de la competencia para los procesos que no tienden a ser monopolios naturales, asegurando igualdad para los agentes del mercado
- Establecer un acceso en condiciones igualitarias a las redes que si presentan condiciones de monopolio natural

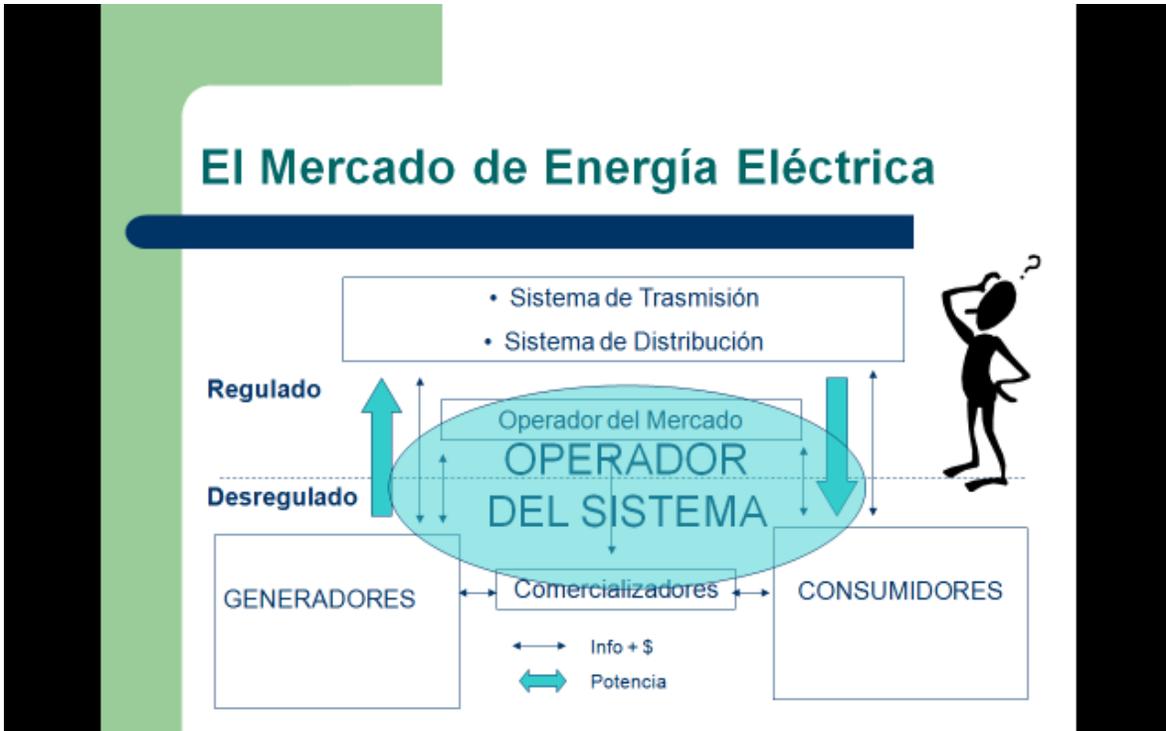
Además en muchos de los países se ha experimentado una tendencia a la privatización de activos estatales paralela a la desintegración.

Estas reformas en las estructuras de los marcos regulatorios han llevado a la aparición de las siguientes operaciones (Ibarburu 2001):

- Generadores y comercializadores buscan abastecer a los distribuidores mediante contratos
- Se crea un mercado spot como bolsa de energía para el conjunto de los participantes
- Las redes de transmisión y distribución posibilitan las transacciones arriba mencionadas
- Los distribuidores continúan intermediando en las transacciones de energía para abastecer a los clientes regulados

Además el mismo autor define las alternativas posibles a la hora del diseño de mercados competitivos:

- Amplitud del acceso de consumidores al mercado: competencia mayorista o minorista
- Diseño del mercado spot de energía y forma de alcanzar la operación eficiente en el corto plazo
- Contratos y mercados de largo plazo
- Remuneraciones a la capacidad de generación
- Regulación de los distribuidores como intermediarios de energía
- Problemas de la transmisión: remuneración y expansión



Cuadro extraído de la presentación utilizada en el Curso: "Introducción a la regulación del Sector eléctrico", Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, Uruguay

### **REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO URUGUAYO**

El marco regulatorio del mercado de energía eléctrica uruguayo, está determinado principalmente por la Ley 14.694 de 1977 (Ley Nacional de Electricidad) y por la Ley 16.832 de 1997 (Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico).

Ley 16.832 de 1997 (Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico)

Esta ley introdujo grandes cambios, principalmente al separar las actividades de Generación, Transmisión y Distribución de la energía eléctrica, y al eliminar el carácter público de la actividad de generación eléctrica, abriéndola a agentes privados y abriendo la posibilidad de cogeneración.

Además se introducen cambios en cuanto a:

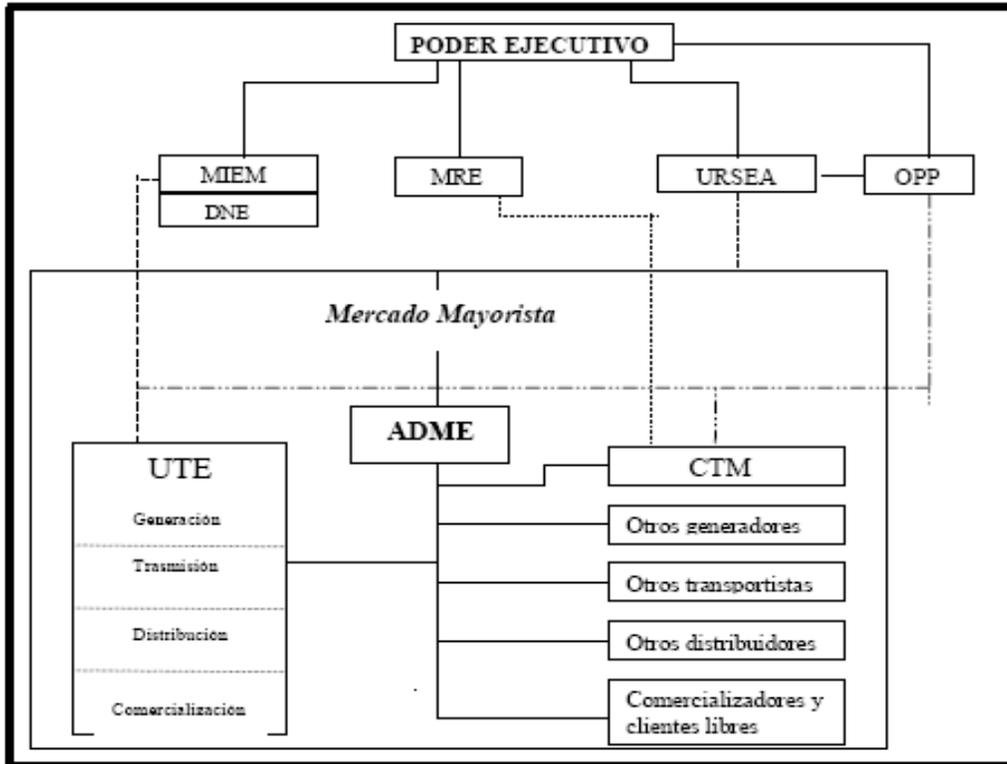
- la regulación de precios en las etapas de transmisión y distribución (permanecen como actividades monopólicas), de forma que terceros puedan acceder a dicha red mediante el pago de un peaje
- se establece la posibilidad de que grandes consumidores contraten directamente con un generador (cantidad mínima 250 kW)
- Creación del mercado mayorista de energía eléctrica
- Creación de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) como persona pública no estatal, como operadora y administradora del Despacho Nacional de Cargas y administradora del mercado mayorista de energía eléctrica. Estando todos los agentes del mercado representados mediante participación en el directorio de dicho organismo.
- Permitir la asociación de UTE con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras, para actividades para generar, transformar, transmitir, distribuir, exportar, importar y comercializar energía eléctrica dentro del país (previamente estas asociaciones solo eran válidas para actividades en el exterior)
- Creación de la Unidad Reguladora de Energía Eléctrica, con el cometido de asignarle potestades de controlar el cumplimiento de las reglamentaciones, dictar reglamentos y asesorar al Poder Ejecutivo. La creación de este organismo, sigue el espíritu de separar el rol de regulador y empresarial del Estado llevado a cabo por UTE. Esta unidad reguladora es a partir de la Ley 17.598 de 2002 la URSEA (Unidad reguladora de servicios de energía y agua)
- Habilitar la firma de acuerdos internacionales entre agentes de diferentes mercados, incluyendo el derecho a la utilización de las instalaciones de transmisión y distribución

Esta ley ha sido reglamentada por lo siguientes decretos:

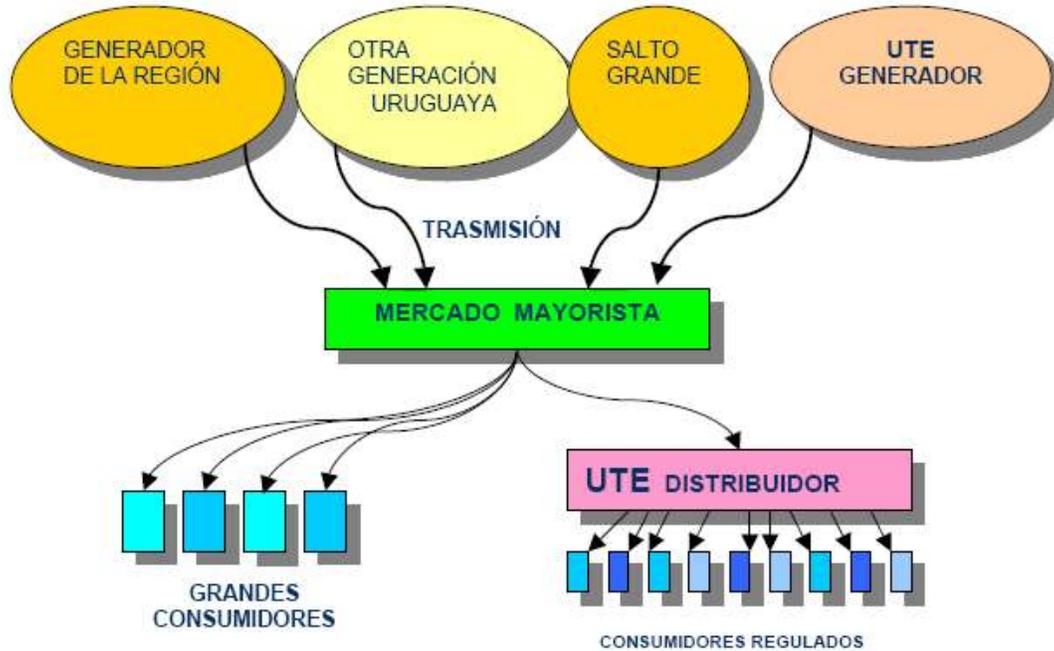
- decreto 22/999 (Reglamento de la Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico)
- decreto 257/001 (definición de Gran Consumidor)
- decreto 296/001 (tasa de actualización de precios regulados de energía eléctrica)
- decreto 276/002 (Reglamento General)
- decreto 277/002 (Reglamento de Distribución)

- decreto 278/002 (Reglamento de Trasmisión)
- decreto 360/002 (Reglamento del Mercado Mayorista)

Estructura post reforma del sector eléctrico uruguayo:



Cuadro extraído de “Los Sistemas Eléctricos de Argentina y Uruguay: dos senderos diferentes en la búsqueda de sustentabilidad” (Benó Ruchansky y Daniel Bouille).



Cuadro extraído de la presentación utilizada en el Curso: "Introducción al Sector Eléctrico Competitivo", Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, Uruguay

### Competencias de los diversos agentes en el nuevo marco regulatorio

#### Poder ejecutivo

- 1) Fijar tarifas para los servicios públicos de redes de transmisión y distribución (peajes)
- 2) Autorizar la instalación de nueva generación, la importación o exportación de energía por contratos
- 3) Fija las políticas generales a través del Ministerio de Industria, Energía y Minería

#### URSEA

- 1) Controla el cumplimiento de las normas
- 2) Dictar reglamentos relativos a aspectos técnicos, seguridad y calidad de los servicios
- 3) Asesorar al Poder Ejecutivo en cuanto a autorizaciones, concesiones y tarifas
- 4) Disponer sanciones por infracciones
- 5) Defender la competencia en el mercado

## ADME

- 1) Operar técnicamente el Despacho Nacional de Cargas
- 2) Administración del mercado mayorista, mercado spot, cálculo de precios y liquidaciones
- 3) Asegurar transparencia de la operativa a todos los agentes a través de un directorio compuesto por cinco miembros designados por: Poder Ejecutivo, UTE, Salto Grande, Grandes consumidores, Generadores privados (cuando se alcance una generación de por lo menos cierta cantidad de MW)

## Otros agentes:

- Grandes consumidores: Si contratan 250 kW o más, pueden no hacerlo con el distribuidor y hacerlo directamente en el mercado mayorista.
- Generadores y autogeneradores: Privados o UTE
- Transmisor
- Distribuidor
- Comercializador: Compra o vende energía para varios agentes

## Generación de energía por agentes privados, Contratos a término vs. Mercado spot

### Contratos a término

El mercado de contratos a término se encuentra definido en el art 210° del dec. 360/02:

“El mercado de Contratos a Término es el ámbito donde los Participantes realizan las transacciones de mediano a largo plazo, con cantidades, condiciones y precios futuros acordados en contratos.”

Esta modalidad puede darse mediante contratación directa o mediante a llamados a licitación, en ambos casos se fija un plazo de vigencia del contrato y un precio fijo al que se comprometen los agentes a intercambiar energía. Como veremos más adelante, esta

modalidad de venta de energía a través de contratos a término, es la adecuada para los agentes privados que implementen proyectos de cogeneración en base a biomasa.

#### Mercado spot

El mercado spot se genera como mecanismo para eliminar las diferencias que se puedan generar entre la oferta (contratos a término con generadores privados y generación de UTE) y la demanda y está definido en el art.212 del decreto:

“El Mercado Spot es el ámbito en que se concretan transacciones de energía de corto plazo, para conciliar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia del despacho y la operación, los compromisos contractuales y la realidad del consumo.

La compra y venta de de corto plazo, de energía, en el Mercado Spot, será horaria con Precio Spot Nodales que reflejan el Costo Marginal de Corto Plazo.....”

En esta modalidad, el generador no se compromete a suministrar energía, puede hacerlo o no hacerlo, y el precio al que lo hace, en vez de ser fijo, varía a cada hora, dependiendo del costo marginal de producción de energía.

Este mercado tiene topeado el precio máximo del MWh en 250 US\$.

Esta modalidad de venta de energía eléctrica, es la utilizada habitualmente por pequeños generadores, con procesos de cogeneración no continuos en el tiempo, como por ejemplo los realizados a partir de la combustión de gas natural.

## **5) LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN URUGUAY:**

### **ANÁLISIS DE OFERTA Y DEMANDA**

#### **OFERTA DE ENERGÍA**

Como lo menciona el Art. 2 de la **Ley N° 16.832** antes descripta, la actividad de generación de energía podrá realizarse por cualquier agente.

Vemos entonces que el marco regulatorio crea un mercado mayorista de electricidad, uno de cuyos agentes de generación es UTE. Por ello es importante diferenciar la energía que se obtiene de forma pública (a través de UTE y de la Central de Salto Grande) y la que se obtiene gracias a generadores privados, siendo ésta hoy casi despreciable en el total de la potencia instalada.

Para el caso de los generadores públicos, Uruguay obtiene energía eléctrica mediante centrales tanto térmicas como hidráulicas. La producción de energía es entregada al sistema de transmisión y finalmente a las líneas de distribución que hacen llegar la misma a todo el país.

Por otra parte Uruguay obtiene energía eléctrica de Argentina y Brasil, gracias a la interconexión existente con los respectivos países.

#### **GENERACIÓN PÚBLICA:**

##### **SISTEMA HIDROTÉRMICO NACIONAL**

El sistema Hidrotérmico lo componen fundamentalmente las Centrales de generación y las líneas de transmisión de Alta Tensión. Como centros fundamentales del sistema, tenemos a las centrales hidroeléctricas y las centrales térmicas a vapor y a gas.

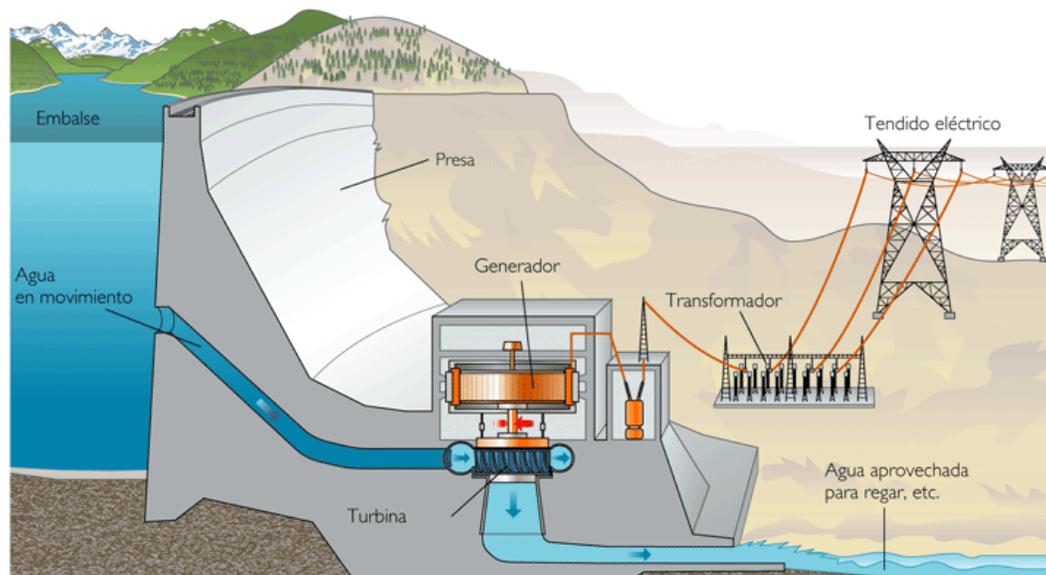
En las centrales se genera la energía necesaria, pero para que un sistema eléctrico pueda denominarse como tal, debe incluir y desarrollar un sistema especial para la transmisión de esa energía, es decir un conjunto de líneas de alta tensión que una a las centrales entre sí, así como éstas con los principales centros de transformación para distribuirla a los consumidores.

El desarrollo de este sistema de transmisión permite llevar energía a los centros usuarios más importantes y desde éstos a la mayor parte del territorio nacional.

1) CENTRALES HIDROELÉCTRICAS:

La energía eléctrica que se genera gracias al agua, se explica de la siguiente forma.

El agua de un embalse cae y empuja unas turbinas acopladas a un generador, que está conectado a un transformador donde se modifican las características de la corriente eléctrica para distribuirla por los tendidos eléctricos.



Fuente: [www.uy.kalipedia.com/tecnologia/tema/centrales-hidroelectricas](http://www.uy.kalipedia.com/tecnologia/tema/centrales-hidroelectricas)

Actualmente el sistema uruguayo cuenta con:

- tres centrales hidroeléctricas sobre el Río Negro:

Dr. Gabriel Terra, con una potencia instalada de 152 MW, Baygorria, con una potencia instalada de 108 MW, y Constitución, con una potencia instalada de 333 MW.

- una central instalada sobre el Río Uruguay:

La central hidroeléctrica binacional argentino – uruguaya de Salto Grande, con una potencia total instalada de 1.890 MW, de los cuales 945 MW corresponden a Uruguay.

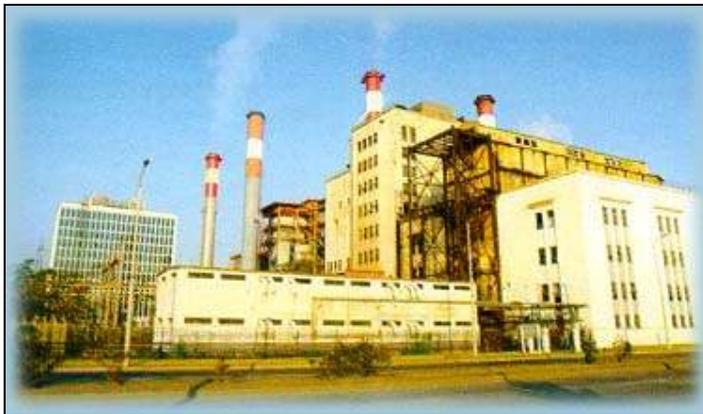
2) CENTRALES TÉRMICAS:

La generación de origen térmico se realiza a partir de las siguientes centrales:

- central José Batlle y Ordóñez, con una potencia instalada de 255 MW, conformada por las Unidades 5ª, 6ª y Sala B, alimentadas a fuel-oil
- central La Tablada, con una potencia instalada de 200 MW, conformada por las Unidades CTR1 y CTR2, alimentadas a gas-oil
- central Punta del Tigre, con una potencia instalada actualmente de 300 MW, conformada por seis Unidades, alimentadas a gas-oil
- central de Maldonado, con una potencia instalada de 20 MW, turbina alimentada a gas-oil
- grupos diesel autónomos, que totalizan una potencia de 5 MW, ubicados en las ciudades de Rivera y San Borjas

A continuación detallamos la central más importante.

**Generación Térmica "José Batlle y Ordóñez"**



Fuente: [www.ute.com.uy/empresa/lineas/generacion/central\\_ter\\_batlle.htm](http://www.ute.com.uy/empresa/lineas/generacion/central_ter_batlle.htm)

## **LOCALIZACIÓN: DEPTO. DE MONTEVIDEO**

### **Tipo de Unidades de Generación: Turboalternadores de vapor**

La Central funciona hoy en día en ciclo de vapor. Las calderas generan vapor de agua, el cual es sobrecalentado en las mismas y enviado a las turbinas donde se transforma la energía térmica del vapor en energía mecánica. Ésta es convertida en los alternadores en energía eléctrica, la cual es entregada en la Estación E del anillo de Montevideo. El rendimiento de esta operación es del orden del 30 al 35 % desde el inicio del proceso.

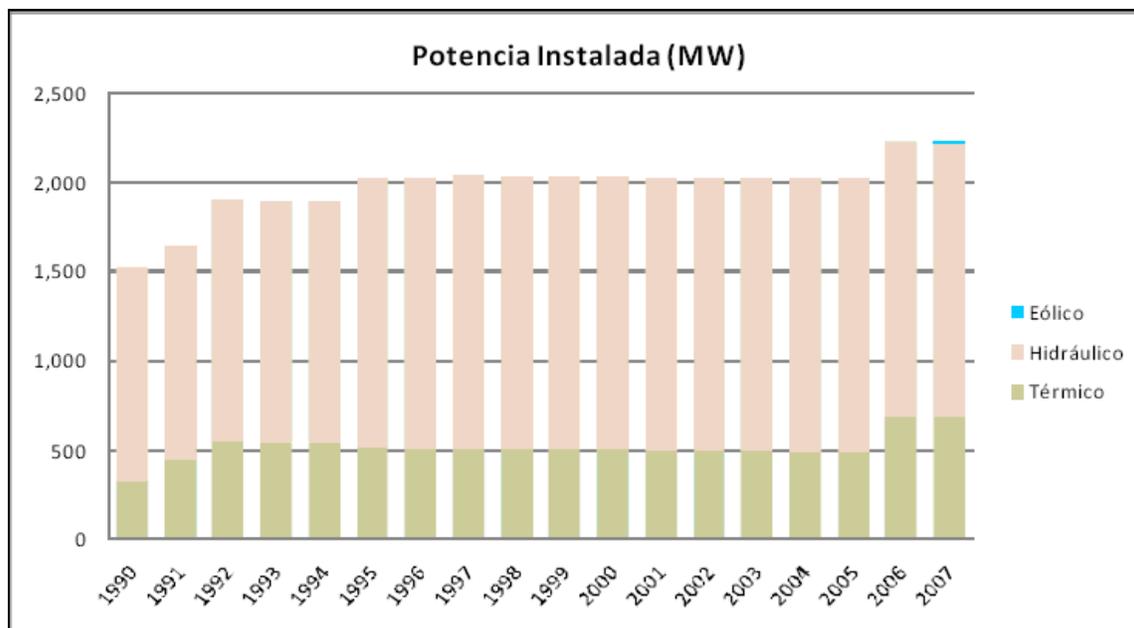
En el año 2009 se instalaron nuevos generadores más eficientes que rinden alrededor de 44%.

## **ENERGÍA EÓLICA**

Uruguay tuvo su primera incorporación formal de energía eólica en el año 2007 cuando entraron en funcionamiento los primeros molinos de generación que tienen una potencia nominal instalada de 300 kw.

Hoy en día UTE cuenta con un parque eólico de 10 MW en la Sierra de Caracoles.

En resumen, podemos ver en la siguiente gráfica (obtenida del MIEM-DNETN-marzo 2008) la evolución de la potencia instalada en el sistema eléctrico uruguayo, en el período 1990 - 2007:



Claramente se denota una fuerte predominancia de la energía hidráulica sobre el resto.

### **GENERACIÓN PRIVADA:**

Algunos de los generadores privados más importantes que entregan energía al SIN (Sistema Interconectado Nacional) son los siguientes:

- Botnia: con una potencia máxima de 161 MW
- Nuevo Manantial: con una potencia máxima de 10 MW
- Fenirol S.A.: con una potencia máxima de 10 MW
- Zenda Leather S.A.: con una potencia máxima de 3,2 MW
- Agroland S.A.: con una potencia máxima de 0,3 MW

## **INTERCONEXIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON ARGENTINA Y BRASIL:**

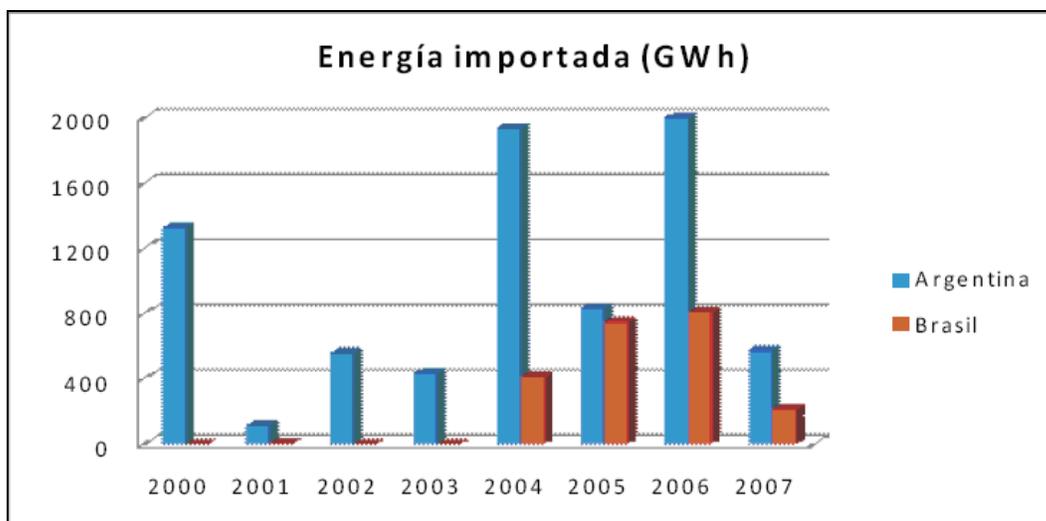
Uruguay cuenta con una interconexión con el sistema argentino, y otra con el sistema brasileño.

La red es operada a través de una tecnología avanzada que incluye equipos de maniobra a distancia, control, protecciones, telecontrol, comunicaciones y electrónica de potencia.

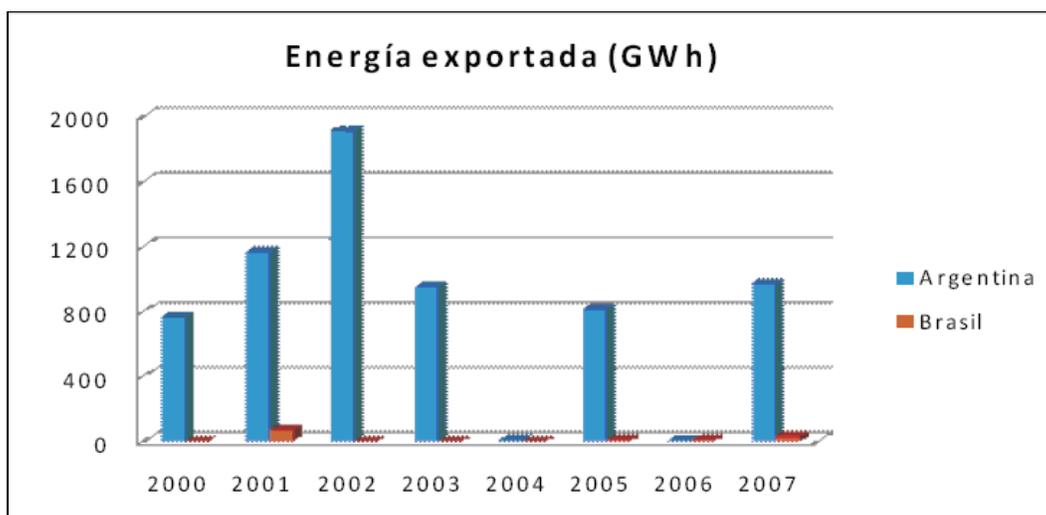


Fuente: [www.ute.com.uy/empresa/lineas/trasmision/red\\_transporte.htm](http://www.ute.com.uy/empresa/lineas/trasmision/red_transporte.htm)

A partir de la siguiente gráfica (obtenida del MIEM-DNETN – marzo 2008) se puede visualizar la evolución de la energía importada, en el período 2000-2007:



Por otro otra parte, se puede ver la evolución de la energía exportada en el mismo período de estudio (gráfica obtenida del MIEM-DNETN – marzo 2008):

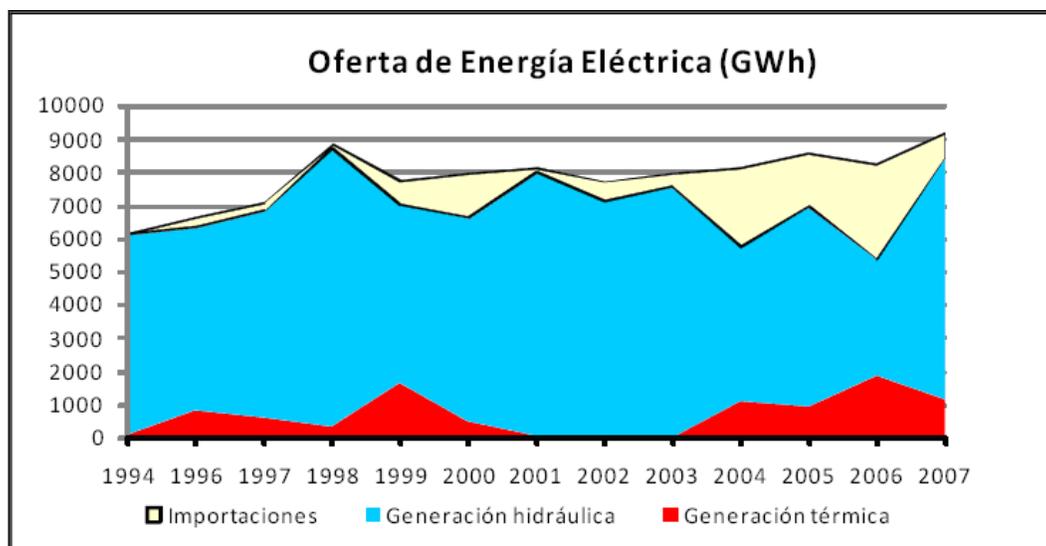


En las anteriores figuras se presenta la evolución de los intercambios de energía con Argentina y Brasil, ya sea de importación o exportación. Los volúmenes de energía intercambiada han tenido grandes variaciones, prevaleciendo siempre los intercambios con Argentina, frente a los de Brasil. Esto se debe a la fuerte interconexión existente entre ellos,

a través del cuadrilátero de Salto Grande, que alcanza una potencia de 2000 MW. Por su parte la interconexión directa con Brasil se da únicamente a través de la convertidora de frecuencia de Rivera – Livramento, que tiene una potencia nominal sólo de 70 MW.

Aparte es importante recalcar, como se desprende de las gráficas, que en los años 2004 y 2006 se importan grandes volúmenes de energía, debido a la crisis energética que ha sufrido el país en dichos años. Ya en el 2007 se revierte este estado, dada la situación de crisis energética por parte de Argentina y en menor medida de Brasil. Esto provoca a su vez el aumento de exportación a estos países.

En resumen, a través de la siguiente gráfica, podemos visualizar la evolución de la oferta total de energía para el período 1994 - 2007 (gráfica obtenida del MIEM-DNETN – marzo 2008):



Una vez más, a través de la siguiente gráfica, vemos la gran proporción que representa la generación hidráulica en el total de la energía ofertada. Esto sumado a la aleatoriedad intrínseca de dicha fuente de energía, es lo que provoca las grandes variaciones que presentan la energía importada y exportada. Aparte como se mencionó anteriormente, de acuerdo a las situaciones de crisis energéticas que presentan dichos países, es lo que lleva también a grandes variaciones en el uso de la generación eléctrica por medio de las centrales térmicas. Esto se ve mayoritariamente es los últimos años de análisis, generando

un costo mayor para el país, ya que a nivel operativo son más costosas que la generación de origen hidroeléctrico.

Por todo lo antedicho, parece razonable pensar, que el Uruguay se encuentra en un estado delicado, ya que a un corto plazo dicha situación parecería no cambiar. Esto lleva a la necesidad de centrar los esfuerzos del país en la búsqueda de generación alternativa de energía.

## **DEMANDA DE ENERGÍA**

Antes de introducirnos en este análisis, es importante diferenciar los conceptos de demanda de potencia y demanda de energía, ya que el sistema energético requerirá satisfacer estas dos necesidades.

Cuando hablamos de la potencia, nos referimos a la capacidad instantánea de cubrir la demanda y suele medirse en vatios (W), kilovatios (kW), megavatios (MW), etc. La potencia es la transferencia de energía por unidad de tiempo y puede ser medida en cualquier instante del mismo.

Por otra parte la demanda de energía es la capacidad de generar en el tiempo la energía necesaria para poder abastecer determinado consumo. Ésta debe ser medida durante un cierto periodo de tiempo, como ser un segundo, una hora o un año.

A continuación completaremos nuestro análisis de la situación energética en Uruguay, para lo cual es necesario conocer la demanda del país, vista a través del consumo y usos de energía.

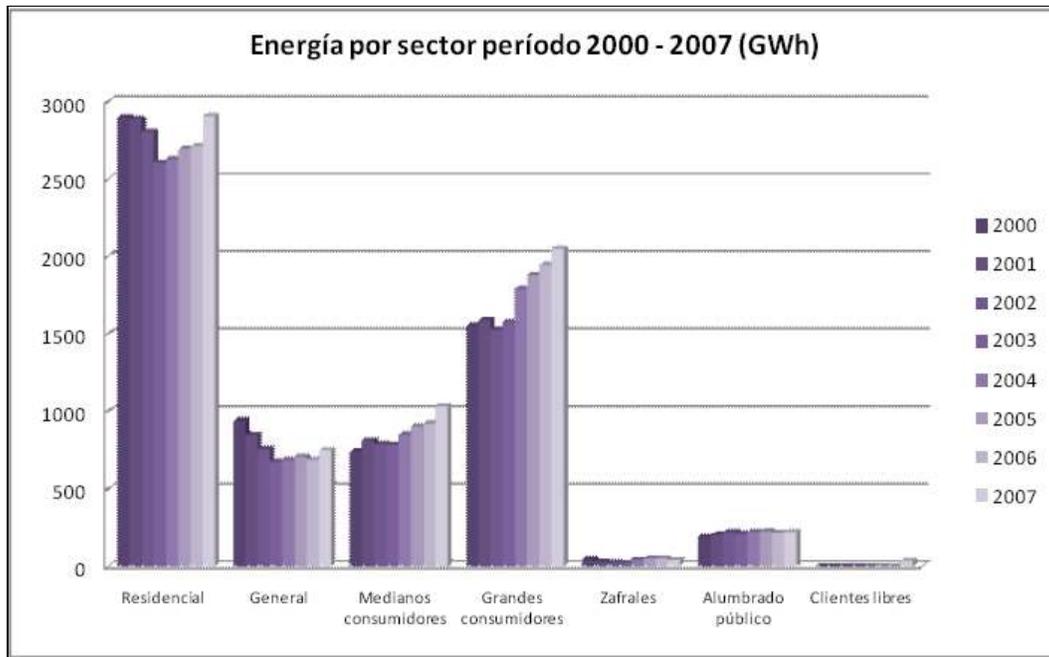
Para ello se estudiará la evolución de la demanda en el período 2000 – 2007.

El comportamiento en cuanto al consumo y usos de energía se puede desglosar de acuerdo a los distintos sectores existentes: residencial, general, medianos consumidores, grandes consumidores, zafrales, alumbrado público y clientes libres.

Los clientes que pueden contratar una tarifa correspondiente a Grandes o Medianos Consumidores, serán aquéllos que tengan un determinado consumo de energía mensual y

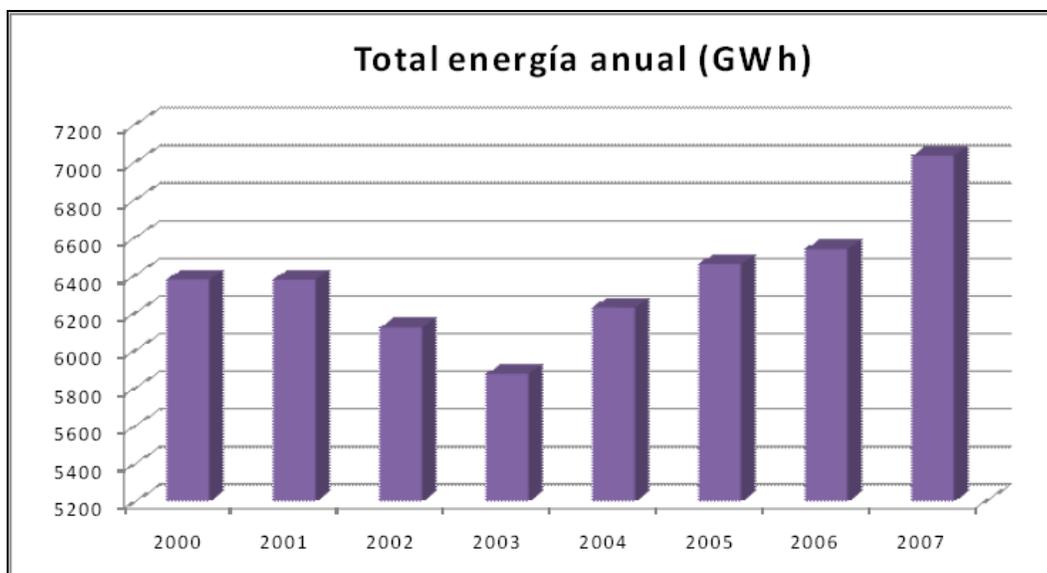
una cierta potencia contratada, de acuerdo a lo establecido en el Pliego Tarifario de UTE. Los Grandes Consumidores se componen de industrias y grandes comercios, bancos, sociedades médicas y clubes. Los Medianos Consumidores son industrias más pequeñas y comercios.

A partir de la siguiente gráfica (obtenida del MIEM-DNETN – marzo 2008) se puede observar la composición de la demanda por sector, considerando el período 2000 – 2007:



Claramente, a través de esta gráfica, se puede ver que quien más consume energía es el sector Residencial. Aparte se observa que a partir del año 2002 al 2003, existe en la mayor cantidad de sectores una caída en el consumo, que luego a partir del 2004 se empieza a recuperar nuevamente. Y para el caso de los Medianos y Grandes Consumidores, incluso a superarlo, aumentando su participación del 2007 con respecto al 2000.

La evolución del total de energía demandada anual, esto es sumando todos los sectores, en el mismo período considerado, se puede observar en la siguiente gráfica (obtenida del MIEM-DNETN – marzo 2008):

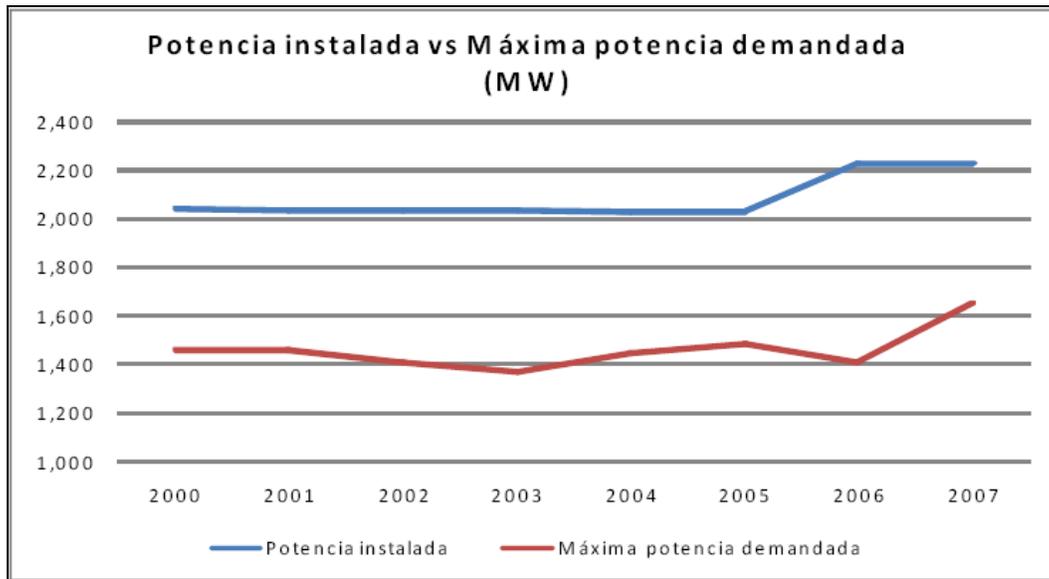


Aquí se ve la clara caída del consumo en los años 2002 y 2003, debido a la crisis económica que vivió el país en dicho período. Luego se recupera esta situación a partir del 2004, gracias a una mejora en la productividad general del país.

Más grande aún es el aumento de la demanda de energía en el 2007, debido a, por un lado el levantamiento de las medidas de ahorro obligatorio del 2006, y por otro el hecho de haber vivido un invierno de muy bajas temperaturas. Esto llevó a demandar más energía eléctrica para el suministro residencial para fines de calefacción, por la escasez de gas para ello.

## **ANÁLISIS DE OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA:**

A través de la siguiente gráfica (obtenida del MIEM-DNETN – marzo 2008) es que se puede finalmente visualizar comparativamente la oferta y la demanda de energía:



Aquí se muestra la evolución de la potencia instalada versus la máxima potencia demandada, en el período 2000 – 2007.

De esta figura se concluye que existe una lenta tendencia del crecimiento de la oferta de energía, tratándose peor aún de la potencia nominal instalada y no de la efectivamente disponible (aleatoriedad de la generación hidráulica). Conjuntamente con un gran crecimiento de la demanda de energía, es que resulta claro concluir que el país necesita incorporar otra fuente de generación de energía eléctrica de gran porte, para poder resolver esta situación a un corto y más aún a un largo plazo.

## 6) COGENERACIÓN

### DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS

La cogeneración no es una tecnología sino un concepto de producción eficiente de energía. Los sistemas de cogeneración son sistemas de producción conjunta de electricidad y de energía térmica útil partiendo de un único combustible.

El gas natural es la energía primaria más utilizada para el funcionamiento de las centrales de cogeneración de electricidad calor, las cuales funcionan con turbinas o motores de gas. No obstante, también se pueden utilizar fuentes de energía renovables y residuos como ser biomasa o residuos que se incineran.

Una planta de cogeneración se compone de una unidad motor o turbina con sus correspondientes recuperadores de energía térmica ya sea del agua de refrigeración y de los gases de escape. El calor se presenta en forma de vapor de agua a alta presión o en forma de agua caliente.

Las industrias que requieren calor en sus procesos, poseen calderas industriales las cuales queman distintos tipos de combustibles, (fuel oil, gas natural, leña, cáscara de arroz, aserrín). Es posible instalar una caldera que genere vapor a alta presión y generar energía eléctrica en una turbina, el vapor luego de pasar por la turbina puede ser utilizado como fuente de calor en la parte del proceso industrial que sea requerido

La eficiencia de la cogeneración se basa en el aprovechamiento del calor residual, el cual normalmente no se aprovecha en un proceso de producción de electricidad. Este calor residual se utiliza para producir energía térmica útil (vapor, agua caliente, aceite térmico, aire caliente, agua fría para refrigeración, entre otras). Por este motivo los sistemas de cogeneración están ligados a un centro consumidor de esta energía térmica.

Existe un gran potencial para instalaciones de cogeneración de alta eficiencia que podría utilizarse. En Uruguay existen diversas industrias que requieren calor en cantidades considerables como las curtiembres y los secaderos de aserraderos entre otras.

En el sector industrial, la rentabilidad de la cogeneración está estrictamente asociada al régimen de operación (24 horas) y con elevado consumo y comportamiento de carga de calor y electricidad. Por ende, sus principales áreas de aplicación son:

- Generación de vapor de baja, media y alta presión.
- Gases de escape de la turbina para alimentación de hornos.
- Secado de productos forestales y otros.
- Calentamiento de aceites y fluidos industriales.

En cambio, la cogeneración en el sector terciario puede ser usada en hoteles, hospitales, centros de procesamiento de datos y edificios comerciales, entre otros. Asimismo, el calor de los gases de escape genera vapor que puede ser usado para calentar agua, tanto para el calentamiento ambiental como para brindar agua caliente para cocinas.

Las centrales de cogeneración de electricidad-calor pueden alcanzar un rendimiento energético del orden del 90% y el procedimiento es mucho más ecológico, ya que durante la combustión el gas natural libera menos dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y óxido de nitrógeno (NOX) que el petróleo o el carbón.

Es importante aclarar que en el caso de la electricidad generada a partir de la cogeneración se puede exportar o vender aportando a redes externas; la conveniencia de disponer o no de capacidad de generación eléctrica en excedentes exportables es un tema puramente asociado a la factibilidad técnica, económica y legal.

Por el contrario, el exceso de calor producido difícilmente será exportable ya que no existen redes amplias de distribución, el nivel térmico requerido depende del usuario o de la aplicación que se le vaya a dar, el calor no se acumula fácilmente y la oferta debe acompañar a la curva de demanda.

Como consecuencia de lo anterior, en general el cogenerador se diseñará para que el calor sobrante sea mínimo, ya que normalmente deberá liberarse al exterior, lo cual reducirá el rendimiento térmico del sistema y, además, podría estar penalizado por razones medioambientales.

## **Resumen histórico de la cogeneración**

Aunque la palabra “cogeneración” fue inventada hasta finales de la década de 1970, la producción combinada de calor y potencia se remonta varios siglos atrás. Originalmente era utilizado como un dispositivo para economizar esfuerzos; esto, debido a la inherente eficiencia vanguardista del siglo XIX que significa la reducción del consumo de combustible.

Los primeros sistemas de cogeneración en el mundo datan de la primera década del siglo XX, cuando el suministro de energía eléctrica provenía de las grandes centrales, que dado el desarrollo incipiente de los medios de transmisión, no estaba disponible para todos. Como consecuencia, los consumidores medianos comenzaron a instalar sus propias plantas de generación, hasta que los sistemas de cogeneración llegaron a representar en la década de los ‘40 cerca del 50% de toda la energía eléctrica generada en Estados Unidos.

Sin embargo, para el inicio de los ‘70, la cogeneración sólo significaba el 3% de la electricidad generada, pero los conflictos del petróleo de 1973 y 1978 forzaron a los países a revisar su matriz energética y crearon programas de conservación de energía. Hoy día, la cogeneración representa más del 10% de toda la energía generada en Estados Unidos, mientras que en Dinamarca corresponde al 27,5%, y en Holanda a aproximadamente 25%.

Más recientemente los beneficios ambientales derivados de la reducción del consumo de combustibles, han hecho de la cogeneración un factor representativo en las estrategias globales ambientales, mientras que tendencias en boga para la desregulación de las centrales generadoras y la generación distribuida continúan creando un sólido mercado para esta tecnología.

Hoy en día, la cogeneración comprende al menos cuatro procesos termodinámicos distintos de combinación de producción de calor y potencia: El primero, mediante aire; el segundo, con vapor; el tercero, mediante el calor rechazado en un proceso de combustión, como un motor de combustión interna; y el cuarto involucra procesos termodinámicos, como los encontrados en una celda de combustible. Aunque cada proceso es distinto, éstos son usados en forma combinada para maximizar la producción de energía en un sistema termodinámico.

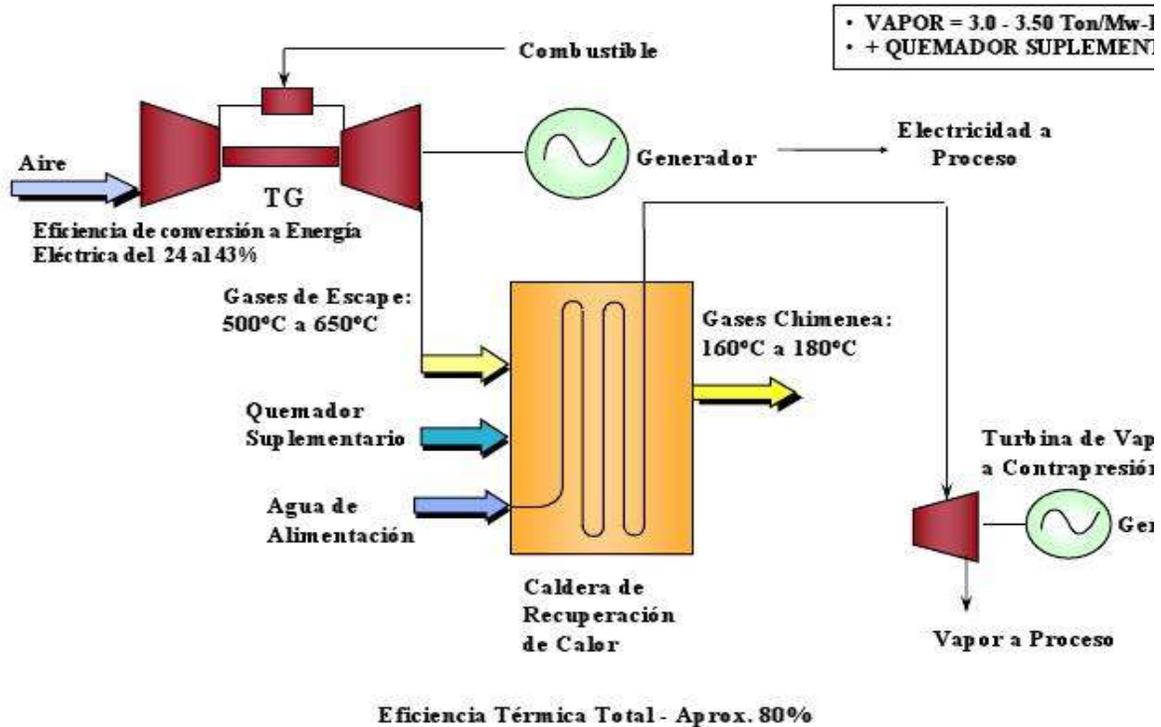
## **DIFERENTES SISTEMAS DE COGENERACIÓN**

### Plantas con turbinas de gas

En este diseño un compresor alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse generará gases a alta temperatura y presión, que a su vez, alimentan a la turbina donde se expanden generando energía mecánica que se transforma en energía eléctrica a través de un generador acoplado a la turbina.

Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650 °C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a procesos de secado, o pueden ser aprovechados para procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15%. Debido a su alta temperatura, estos gases suelen ser empleados a su vez, para producir vapor, que se utiliza en los procesos industriales e inclusive, como veremos más adelante para generar más energía eléctrica por medio de una turbina de vapor.

La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica, o en relaciones de calor/electricidad mayores a 2.



Fuente: [www.lusine.com.ar](http://www.lusine.com.ar)

### Plantas con turbinas de vapor

En esta configuración la energía mecánica es producida en una turbina, acoplada a un generador eléctrico, mediante la expansión de vapor de alta presión generado en una caldera convencional. En este sistema la eficiencia global es del orden del 85 al 90% y la eléctrica del 20 al 25%.

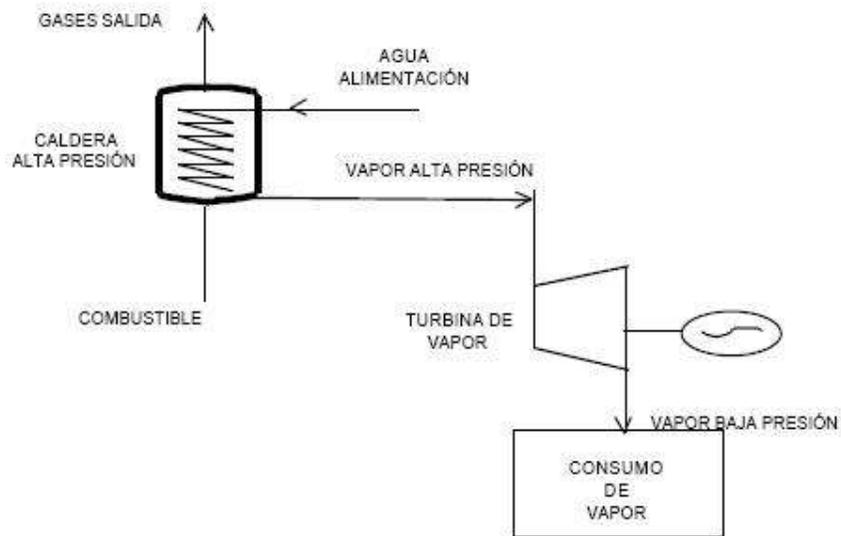
Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos: a contrapresión, a extracción y a condensación.

En las turbinas de contrapresión la principal característica es que el vapor, cuando sale de la turbina, se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como torres de enfriamiento.

En la turbina de extracción/condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniendo así,

vapor a proceso a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida al condensador. Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de cuatro a diez veces mayor.

El uso de este sistema fue el primero en cogeneración. Actualmente su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa o residuos que se incineran. La aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor es lo que se denomina "Ciclo Combinado".



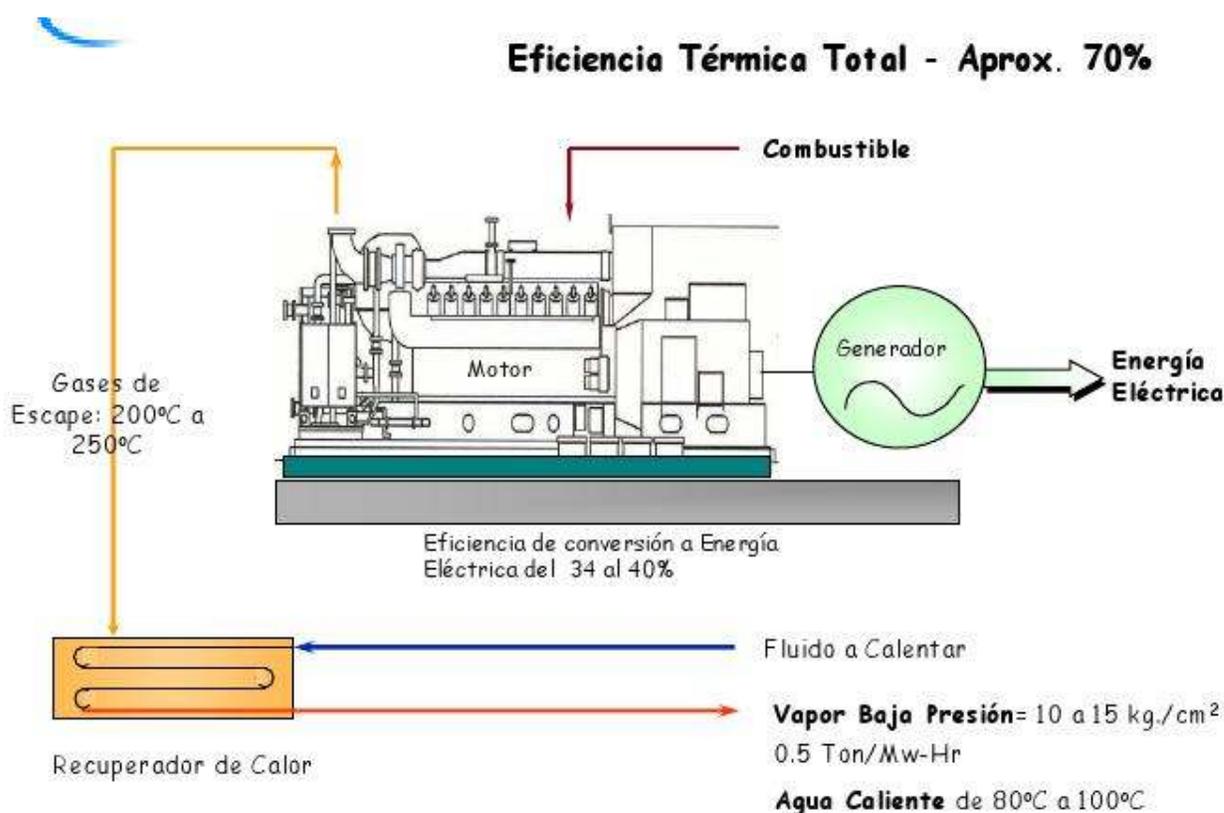
Fuente: [www.Renovetec.com](http://www.Renovetec.com)

### Plantas con motores alternativos

El motor alternativo genera la mayor cantidad de energía eléctrica por unidad de combustible consumido, del 34 al 41%, aunque los gases residuales son a baja temperatura, entre 200 y 250 °C. Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la

eficiencia de cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas (85%). Con los gases residuales se puede producir vapor de baja presión o agua caliente de 80 a 100 °C.

Utilizan gas, gasóleo o fuel-oil como combustible y el sistema de recuperación térmica esta diseñado en función de los requisitos de la industria y en general se basan en la producción de vapor a baja presión, aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de alta temperatura del agua de refrigeración del motor.



Fuente: [www.lusine.com.ar](http://www.lusine.com.ar)

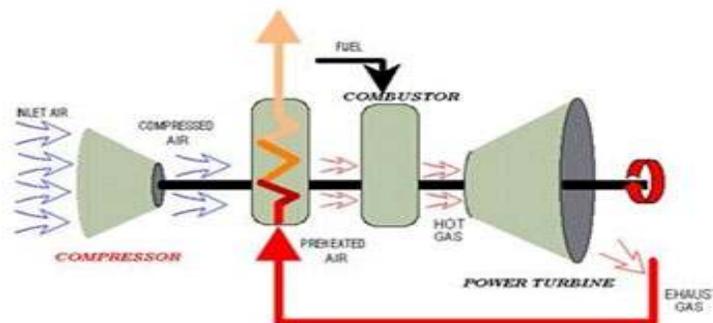
### Cogeneración con microturbinas

Las microturbinas difieren substancialmente de la mayoría de los métodos tradicionales de generación de energía eléctrica usados en la industria, con emisiones sumamente bajas, y que resultan particularmente útiles en muchísimas aplicaciones industriales y comerciales. Una microturbina es esencialmente una planta de poder miniatura, autocontenida, que genera energía eléctrica y calorífica en rangos desde 30kW hasta 1.2MW en paquetes múltiples. Tiene una sola parte móvil, sin cajas de

engranes, bombas u otros subsistemas, y no utiliza lubricantes, aceites o líquidos enfriantes.

Estos equipos pueden usar varios tipos de combustibles tanto líquidos como gaseosos, incluyendo gas amargo de pozos petroleros con un contenido amargo de hasta 7%, gas metano, gases de bajo poder calorífico emanados de digestores de rellenos sanitarios.

Uno de los usos más prácticos y eficientes de la microturbina está en la cogeneración. Cogeneración, utilizando ambas formas de energía simultáneamente, energía eléctrica y calor, implica precisamente maximizar el uso del combustible con eficiencias del sistema entre 70-80%. Empresas comerciales, pequeñas industrias, hoteles, restaurantes, clínicas, centros de salud, y una multitud de otras aplicaciones pueden combinar sus necesidades de electricidad y energía térmica mediante el uso de microturbinas como sistemas de cogeneración que anteriormente era difícil de lograr.



Fuente: [www.cogenspain.org](http://www.cogenspain.org)

### Cogeneración - Incidencia en costos

<b>Componente</b>	<b>Costo (Incidencia %)</b>
Turbogenerador a Gas	35 a 45 %
Caldera de recuperación	15 %
Auxiliares: Ciclo Térmico Sistema Combustible Tuberías Tratamiento de Agua Obra Civil Montaje Ingeniería	40 a 50 %
Total	100 %

Fuente: [www.lusine.com.ar](http://www.lusine.com.ar)

En la siguiente tabla se pueden apreciar los diferentes sistemas de cogeneración y las ventajas y desventajas asociadas a cada uno de dichos sistemas.

Tipo	Ventajas	Desventajas
<b>Turbina de gas</b>	Amplia gama de aplicaciones	Limitación en los combustibles
	Muy fiable	
	Elevada temperatura de la energía térmica	
	Rango desde 0,5 a 100 MW	Tiempo de vida relativamente corto
	Gases con alto contenido en oxígeno	
<b>Turbina de vapor</b>	Rendimiento global muy alto	Baja relación electricidad/calor
	Extremadamente segura	No permite alcanzar altas potencias eléctricas
	Posibilidad de emplear todo tipo de combustibles	
	Larga vida de servicio	Puesta en marcha lenta
	Amplia gama de potencias	
	Costo elevado	
<b>Motor alternativo</b>	Elevada relación electricidad/calor	Alto costo de mantenimiento
	Alto rendimiento eléctrico	
	Bajo costo	
	Tiempo de vida largo	Energía térmica muy distribuida y a baja temperatura
	Capacidad de adaptación a variaciones de la demanda	

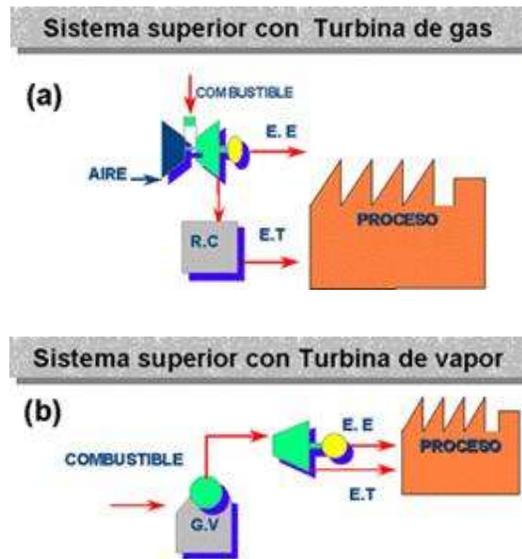
Fuente: [www.milarium.com](http://www.milarium.com)

En base a la producción de electricidad y calor, los sistemas de cogeneración pueden clasificarse de acuerdo con el orden de producción de electricidad y energía térmica en:

Sistemas superiores (Topping Cycles)

Los sistemas superiores de cogeneración (ver fig. 6a y fig. 6b), que son los más frecuentes, son aquellos en los que una fuente de energía primaria (como el gas natural, diesel, carbón u otro combustible similar) se utiliza directamente para la generación de energía eléctrica en el primer escalón. A partir de la energía química del combustible se produce un fluido caliente que se destina para generar la energía mecánica y la energía térmica resultante, el denominado calor residual como vapor o gases calientes, es suministrada a los procesos industriales ya sea para secado, cocimiento o calentamiento, que constituyen el segundo escalón. Este tipo de sistemas se utiliza principalmente en la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otras, donde sus requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas de 250 °C a 600 °C.

Fig. 1: Sistemas superiores e inferiores de cogeneración



Fuente: [www.lusine.com.ar](http://www.lusine.com.ar)

## Sistemas inferiores (Bottoming Cycles)

En los sistemas inferiores la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos del proceso del primer escalón y la energía térmica residual o de desecho, se usará para la generación de energía eléctrica en el segundo escalón. Los ciclos inferiores están asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas como el cemento, la siderúrgica, vidriera y química. En tales procesos resultan calores residuales del orden de 900 °C que



Fuente: [www.lusine.com.ar](http://www.lusine.com.ar)

Por otra parte existen dos tipos de ciclos diferenciados:

### Ciclo simple

Es la planta clásica de cogeneración. Su aplicación es adecuada cuando los requisitos de vapor son importantes, situación que se encuentra fácilmente en numerosas industrias (alimentación, química, papelera).

Son plantas de gran fiabilidad y económicamente rentables cuando están diseñadas para una aplicación determinada.

El diseño del sistema de recuperación de calor es fundamental, pues su economía está directamente ligada al mismo, ya que a diferencia de las plantas con motores alternativos el precio del calor recuperado es esencial en un ciclo simple de turbina de gas.

### Ciclo combinado

Es un ciclo de potencia que se basa en el acoplamiento de dos ciclos diferentes de producción de energía, uno de turbina de vapor y otro de turbina de gas. El calor no utilizado por uno de los ciclos se emplea como fuente de calor del otro. De esta forma los gases calientes de escape del ciclo de turbinas de gas entregan la energía necesaria para el funcionamiento del ciclo de vapor acoplado.

Esta configuración permite un muy eficiente empleo del combustible. La energía obtenida en estas instalaciones puede ser utilizada, además de la generación eléctrica, para calefacción a distancia y para la obtención de vapor del proceso.

La selección de la presión y la temperatura del vapor vivo se realiza en función de las turbinas de gas y vapor seleccionadas, selección que debe realizarse con criterios de eficiencia y economía. Por ello se requiere la existencia de experiencias previas e "imaginación responsable" para crear procesos adaptados a un centro de consumo, que al mismo tiempo dispongan de gran flexibilidad que posibilite su trabajo eficiente en situaciones alejadas del punto de diseño.

Por último hacemos un recuento de las ventajas que se producen al generar energía por medio del sistema de cogeneración tanto para el usuario como para el país en el que este se desempeña.

#### Para el Usuario:

- La cogeneración constituye una opción particular de energía confiable económica y de buena calidad.
- Se produce necesariamente un aumento de la eficiencia toda vez que el calor residual pueda ser aprovechado.
- Evita la compra de energía en horarios de punta. Puede reducir y/o aplazar inversiones en Transmisión y Distribución.
- Producción de energía donde no existe estructura de Transmisión y Distribución o resulta muy costosa su construcción.

- Tecnología que garantiza energía limpia.

Para el País:

- Contribuye a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, a través de los beneficios obtenidos por una mayor eficiencia.
- Rápida respuesta al aumento de demanda de energía, acatando exigencias ambientales.
- Servicio confiable, elemento esencial para mantenerse en un mercado competitivo.
- Establecimiento de una nueva industria con gran movimiento de dinero y generación de nuevos empleos.
- Mejoramiento de la confiabilidad y calidad energética puede aumentar la productividad, lo que representa ganancias económicas.

## **7) COGENERACIÓN ELÉCTRICA EN DISTINTAS INDUSTRIAS A NIVEL MUNDIAL**

La cogeneración puede aplicarse a cualquier tipo de instalación que durante un periodo de tiempo prolongado mantenga necesidades térmicas medias-altas, así como también en aquellas otras productoras de combustibles residuales o afluentes térmicos de suficiente nivel. El ámbito sectorial de aplicación de este tipo de predicción energética es teóricamente amplio, pero es el sector industrial el que cuenta con mayores oportunidades, aunque los grandes usuarios del sector terciario, como centros comerciales, hospitales, o complejos hosteleros tienen capacidad cogeneradora y en un próximo futuro se podrían desarrollar sistemas de distribución de calor y frío en centros urbanos.

Las posibilidades de la cogeneración son numerosas y dependen en gran medida de la visión innovadora de sus responsables, de manera que sean capaces de aplicarla en cada caso concreto de forma segura, eficiente y económicamente rentable.

La fuente de energía consumida en este sistema variará en función de la industria de que se trate. Las fuentes más comunes son el gas natural (fuente no renovable) y la biomasa (fuente renovable).

A continuación haremos un seguimiento de aquellas industrias en las cuales se han introducido eficientemente proyectos de cogeneración y así demostrar las diferentes utilidades que se le puede dar a este sistema. Las industrias que se destacan son: petroquímica, química, alimenticia, de bebidas y tabaco, de metales, papelera, de loza y porcelana, de madera y corcho.

### **INDUSTRIA PAPELERA**

El sector papero es consumidor intensivo de energía y calor. Su costo energético supone alrededor del 16% de los costos totales. Es por la necesidad de reducir estos costos, sumado al compromiso medioambiental que cada día es más importante, que se ha hecho una fuerte apuesta por la optimización energética.

La estrategia se basa en tres pilares:

1. Mejora continua de la eficiencia
2. Implantación de la cogeneración
3. Mejora del mix de combustibles

Para producción de calor y electricidad en su actividad, la industria utiliza gas natural en un 62% y biomasa residual del proceso de fabricación en un 29%.

El sector ha sido uno de los grandes impulsores de la cogeneración, que produce a la vez energía eléctrica y energía térmica para uso industrial con alta eficiencia, con ahorros de energía primaria y reducción de emisiones.

En relación al ámbito energético, el uso de sistemas de cogeneración significa, una ventaja potencial competitiva por el buen nivel de eficiencia energética que brinda y la utilización de combustibles limpios y renovables.

La racionalización del aprovisionamiento de materias primas y la optimización energética son básicas para conseguir los objetivos de la industria papelera ya sea en política forestal, energética y de residuos, por lo que la industria requiere que las administraciones públicas armonicen la creación de un marco regulatorio estable que favorezca y potencie la competitividad.

### Caso Smart Papers

En un esfuerzo para lograr la neutralidad de carbono, dos de los productores forestales de EEUU y las empresas de fabricación de papel están desarrollando diferentes estrategias de cogeneración a partir de biomasa.

SMART Papers, situada en Hamilton (Ohio) es una de las más antiguas fábricas de papel con funcionamiento continuo en Estados Unidos, que fabrica papel de muy buena calidad para impresión. Esta empresa ha comenzado la construcción de una planta de cogeneración de alta eficiencia que conllevará una inversión de unos 30 millones de dólares. La instalación

de 40 MW de potencia actualmente pretende utilizar únicamente biomasa, como ser residuos de madera y fibra de celulosa para generar electricidad y vapor.

Según el departamento de energía de EEUU el estado de Ohio es el séptimo en cuanto a reservas de biomasa de todo el país, por lo que este tipo de combustible se encuentra altamente disponible en la región.

El proyecto consta de cuatro turbinas, dos condensadores, una torre de enfriamiento y un equipo auxiliar.

### Caso Papresa

Otro ejemplo de cogeneración en la industria de papel, lo vemos en la asociación de Naturgas Energía y Papresa con la finalidad de construir la mayor central de cogeneración eléctrica existente en España. Las futuras instalaciones requerirán una inversión de 50 millones de euros y contarán con una potencia de 50 MW. Esta central concentrará más del 10% de la potencia total generada por este tipo de tecnología en la región y contribuirá a aumentar la actividad de Naturgas Energía, así como también a diversificar sus negocios.

Cuando comience a operar, la central utilizará gas natural para generar vapor, que será suministrado a Papresa para ser utilizado en su proceso productivo.

La planta también generará electricidad, parte de la cual será consumida por la papelera. El resto, será vertido al sistema.

## **INDUSTRIA PETROQUÍMICA**

La industria de refinación del petróleo transforma los crudos de petróleo en numerosos productos destilados, incluyendo gases licuados del petróleo, nafta, kerosene, combustible para aviación, gasoil, fueloil, lubricantes, asfaltos entre otros.

Las actividades de refinación se inician con la recepción y almacenamiento de los crudos en la Refinería e incluyen el manejo de estos fluidos y las operaciones de refinación que concluyen con el almacenamiento de los productos derivados y el transporte hasta los diferentes puntos de consumo.

La industria de refinación del petróleo cuenta con una amplia variedad de procesos, los cuales varían de unas Refinerías a otras en función de su estructura, materias primas utilizadas, productos finales que se desea obtener y especificaciones de los productos.

La cogeneración de energía y vapor puede ayudar a los refinadores a cumplir con los nuevos mandatos ambientales. Si estas unidades están diseñadas y manejadas correctamente, pueden brindar una gran independencia con respecto al precio spot de energía. La cogeneración es superior a los sistemas independientes de calderas y a la generación de electricidad por turbina a vapor, debido a que tienen mayor eficiencia que se traduce en menores emisiones y liberación de dióxido de carbono a la atmósfera.

### Caso Pemex

Pemex Refinación es un organismo centralizado del gobierno federal mexicano que en el 2004 tuvo un costo en energía eléctrica de ciento dieciocho millones de dólares para su proceso de refinación. Por esta razón es que para autoabastecerse de energía eléctrica al igual que del vapor que requieren todas las instalaciones analizaron la conveniencia de instalar plantas de cogeneración.

Petróleos Mexicanos (Pemex), iniciará su Programa de Cogeneración de Energía Eléctrica con la construcción de la primera planta de cogeneración de vapor y electricidad a gran escala, en el Complejo Procesador de Gas.

Durante los siguientes veinte años, General Electric será el proveedor de la tecnología necesaria para la implantación de dicha planta.

La planta de Nuevo Pemex, Tabasco, utilizará dos turbinas de GE que tienen una capacidad de generación de entre 550 y 800 toneladas de vapor por hora, y tienen la capacidad de quemar gas natural con alto contenido de nitrógeno.

Con apoyo de la Comisión Federal de Electricidad, se prevé que la planta dará capacidad a Pemex Gas y Petroquímica Básica para suministrar 55% de la demanda de vapor y la totalidad de energía eléctrica del Complejo Nuevo Pemex, más un excedente de 260 MW para suministrar a otros centros de trabajo.

La operación de la planta, generará ahorros en el gasto operativo de la paraestatal y reducirá las emisiones de gases de efecto invernadero en 940 megatoneladas por año. Además, garantizará a corto plazo suministro de energía a usuarios de la zona.

### Caso CEPSA

La Refinería de CEPSA en Tenerife cuenta entre sus instalaciones con una Planta de Cogeneración en la que se produce conjunta y simultáneamente electricidad y vapor para uso industrial, utilizando como fuente de energía el fuel-gas producido y desulfurado en la propia refinería.

La electricidad es exportada a la red insular, y el vapor es enviado al proceso de Generación eléctrica propio de la refinería, con el consiguiente ahorro energético global. La refinería se autoabastece mayoritariamente con generación a 60 ciclos.

Hasta el momento, la función de apoyo a la gestión eléctrica nacional estaba en manos de las grandes centrales eléctricas, ahora otras instalaciones, como las de cogeneración pueden asimilar también este importante rol, con el que se evita que se produzcan colapsos en la red.

La Planta de Cogeneración se puso en marcha en 1990, produce 155 t/h de vapor y 50 Mw/h, que es una vez y media la energía eléctrica que consume la propia Refinería.

A su vez, proporciona el 50 por ciento del vapor que se utiliza en todos los procesos productivos de la planta.

### **INDUSTRIA DEL PLÁSTICO**

La industria del plástico muestra preocupación por los costos y el impacto medioambiental del consumo energético, ya que actualmente el consumo medio de energía específica es de 2.87 kilovatios por kilo de plástico transformado.

Teniendo en cuenta que el costo medio europeo de la energía es de 0.08 euros por KW y que existen 27.000 empresas europeas que transforman 40 millones de toneladas de plástico, el consumo en energía de la industria del plástico en Europa se cifra en más de 9 billones de euros.

Pero el consumo de energía no es solamente un problema económico para las empresas, sino que además repercute de manera negativa sobre el medioambiente. La utilización de fuentes de energía no renovables y las emisiones de CO<sub>2</sub> generan un problema medioambiental que afecta al conjunto de la sociedad.

El consumo de energía en los procesos de transformación del plástico depende de múltiples factores entre los que se encuentra el tiempo para el secado del material, la complejidad del proceso, y el tipo y la cantidad de equipos auxiliares necesarios.

### Caso Dow Chemical

La compañía Dow Chemical en Iberia ha inaugurado una planta de cogeneración en sus instalaciones de etileno en el poblado de Mafumet, provincia de Tarragona.

Además de un turbogenerador de potencia de 14,5 MW, se ha instalado un compresor de fuel-oil y una caldera de recalentamiento de vapor equipada con quemadores de postcombustión.

Es de resaltar que tanto la turbina como la nueva caldera utilizan combustibles de muy bajo contenido de azufre.

Con la nueva instalación, la planta de etileno satisface sus necesidades eléctricas y además puede exportar a la red eléctrica sus excedentes, cifrados entre 3 y 6 MW.

## **INDUSTRIA QUÍMICA**

La industria química se ocupa de la extracción y procesamiento de las materias primas, tanto naturales como sintéticas, y de su transformación en otras sustancias con características diferentes de las que tenían originalmente, para satisfacer las necesidades de las personas mejorando su calidad de vida. Su objetivo principal es elaborar un producto de buena calidad con el costo más bajo posible, y tratando de ocasionar el menor daño posible al medio.

La industria química es muy variada, ya que utiliza una gran gama de materias primas: combustibles sólidos, líquidos y gaseosos, pirita, cal, sales, productos vegetales y animales, etc. La elaboración de productos químicos es muy compleja, y su nivel tecnológico mayor, por lo que dependen menos de una localización cercana a los recursos.

Los productos químicos precisan de unas condiciones de transporte y almacenamiento especiales, ya que pueden ser muy contaminantes para el medio ambiente. Al igual que en la industria metalúrgica, las plantas ocupan mucho suelo industrial.

Los productos más comunes son: fertilizantes, colorantes, explosivos, plásticos, gomas, caucho, detergentes, aislantes, fibras artificiales, productos fotográficos, productos farmacéuticos, etc. Su dependencia de la tecnología implica que se localicen principalmente en los grandes países industriales.

A su vez los grandes costos que tienen dichas fábricas conllevan a la necesidad de ahorros en energía, por el elevado peso que significa este componente en la estructura de costos. Este ahorro es logrado por varias empresas, mediante la utilización de la cogeneración eléctrica y ello es posible ya que en estas industrias utilizan en sus procesos productivos vapor y/o agua caliente.

#### Caso Fersinsa G.B. S.A. (México)

Equipo de cogeneración: 2 MCU's

Capacidad: 6 MW de energía eléctrica y 60,000 lb/hr de vapor.

Mediante estas dos unidades de cogeneración se provee energía al principal productor de penicilina en Latinoamérica.

El resto de la energía eléctrica que requiere Fersinsa GB es suministrada por Comisión Federal de Electricidad C.F.E. Este sitio cuenta con un sistema de "islanding" lo que permite operar la cogeneración en forma aislada en caso de falla por parte de C.F.E., manteniendo el suministro de energía eléctrica al departamento de fermentación en forma continua.

## **INDUSTRIA DE ALIMENTOS**

La industria alimenticia es quien se encarga de la elaboración, transformación, preparación, conservación y envasado de los alimentos de consumo humano y animal. Las materias primas de esta industria se centran en los productos de origen vegetal (agricultura), animal (ganadería) y fúngico, principalmente. El progreso de esta industria nos ha afectado en la

actualidad de alimentación cotidiana, aumentando el número de posibles alimentos disponibles en la dieta. El aumento de producción ha ido unido con un esfuerzo progresivo en la vigilancia de la higiene y de las leyes alimentarias de los países intentando regular y unificar los procesos y los productos.

En este tipo de industrias también es útil la cogeneración, ya que son grandes consumidoras de vapor o agua caliente en sus procesos.

#### Caso la Azucarera el Viejo S.A. (Costa Rica)

La empresa Azucarera El Viejo S.A., creada en 1955, constituye un ejemplo claro de economía por aprovechamiento de residuos vegetales de la producción, específicamente el bagazo de la caña de azúcar.

La empresa produce azúcar y melazas. Se elaboran dos clases de azúcares: el blanco para consumo interno del país y el crudo para la exportación, cuyo manejo es a granel. La caña que se utiliza proviene en un 60% de sus propias plantaciones y en un 40% de plantaciones de terceros. La producción anual es de 365.000 t de caña, la cual se procesa de manera continua en el período de zafra de enero a abril.

El bagazo de la caña procesada se utiliza en un 30% para generar vapor, en dos calderas. Estas dos calderas producían un total de 74.544 kg/h de vapor a 14 bar que se utilizaba tanto para generar electricidad como para mover los motores de las masas de molienda y las cuchillas cañeras. El vapor residual era utilizado en el proceso para suplir los requerimientos térmicos del mismo (evaporadores, tachos, etc).

El vapor utilizado daba una producción de 1 MW de energía eléctrica que era consumida en el funcionamiento del ingenio. Esta generación eléctrica era insuficiente para satisfacer la demanda del ingenio y se requería complementarla con la compra de electricidad a la red nacional. Por otro lado el uso del bagazo como combustible era insuficiente.

Cuatro factores llevaron a la Azucarera El Viejo S.A. a realizar el proyecto de cogeneración:

1. La compra de energía representaba el 20% dentro de la estructura de costos de la empresa (1.500.000 kWh por año);
2. Se requería comprar una nueva caldera e incrementar la compra de energía eléctrica para satisfacer el aumento de molienda;
3. Existía la posibilidad de vender energía eléctrica al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE); y
4. Deshacerse del bagazo tenía un costo adicional en la zafra ya que se necesitaban cargadores, tractores a pala y vagonetas para tal actividad.

Es a partir de esta situación que se decide en 1989 iniciar los estudios para la implementación del proyecto de cogeneración. La construcción de obras se realiza en 1990 y la venta de los excedentes de energía eléctrica al ICE se inicia en 1991.

## **INDUSTRIA DE BEBIDAS**

La industria de las bebidas tiene como objeto la elaboración y envasado de las bebidas en general. Ésta se encuentra muy diversificada debido a la gran variedad de bebidas que aborda, no obstante los procesos son generalmente los mismos: una primera fase de recolección de granos (cebada, cacao, té, etc.) que emplea una mano de obra poco especializada, y luego una serie de procesos automáticos que requiere mano de obra semiespecializada.

También en este tipo de empresas se utiliza la cogeneración, más común aún es para el caso de la industria cervecera.

### Caso de la empresa cervecera “Sierra Nevada Brewing Company” (California, EEUU)

Esta compañía cuenta con uno de los más amplios programas del medio ambiente en el negocio. Mantiene una planta de cogeneración de combustible de 1.2 MW, el año pasado, completó la instalación de un sistema de energía solar que puede producir más de 1,4 MW para las instalaciones. Los paneles cubren la mayoría de los techos en el sitio, incluyendo la

parte superior del estacionamiento y los visitantes al sitio web de la empresa pueden hacer clic en herramientas para ver cuánta energía se está generando.

Sierra Nevada también ha establecido sistemas de recuperación de calor y de CO<sub>2</sub> y una agresiva vigilancia de eficiencia energética y de los programas de conservación y reciclaje del agua. La compañía se ha fijado una meta de obtener su suministro de energía a partir de energías renovables generadas en el sitio.

## **INDUSTRIA DE METALES**

La industria metalúrgica tiene una gran dependencia de las materias primas; excepto en el caso del aluminio, cuyos procesos de elaboración son muy complejos y su valor añadido es alto. Las partes esenciales de esta industria son: el alto calor del horno y los trenes de laminación.

Son industrias que exigen inversiones muy elevadas, y ocupan mucho suelo industrial. Además, es necesario preparar lugares de almacenamiento y acondicionar el lugar para el transporte de los materiales, por ejemplo con cintas transportadoras.

La industria metalúrgica proporciona: lingotes, forjados, tubos, planchas de acero, hierro, aluminio u otro metal con vistas a utilizarlos en otras fábricas, como la construcción o las vías del ferrocarril. Cuanto más complejo sea el proceso de la obtención del producto mayor será el valor añadido.

Esta industria permite tener asociadas otras formas de rendimiento, como la producción de energía eléctrica en los altos hornos o la obtención de cemento.

A este tipo de industria se le considera una actividad básica de la economía. Durante mucho tiempo fue el índice por el que se medía el desarrollo de un país.

Las tecnologías que permiten el aprovechamiento de gas residual proveniente de las fábricas del acero para sistemas de cogeneración están avanzando notablemente en los últimos años.

## **8) PROYECTO DE COGENERACIÓN EN ZENDALEATHER S.A. (ex Curtiembre Branáa) – Un caso de cogeneración a partir de gas natural y para el mercado spot**

### **La empresa y el proyecto**

Zenda es una empresa multinacional de origen uruguayo dedicada a proveer cuero vacuno terminado y cortado para la industria automotriz, la industria aeronáutica y para tapicería de muebles.

Con plantas u oficinas en Uruguay, Argentina, Méjico, Alemania, Sudáfrica, Estados Unidos, China y Chile, esta empresa provee cuero de alto valor agregado a clientes como BMW, Audi, Volkswagen, Toyota, Ford, Peugeot-Citroën, etc.

Zendaleather S.A., la curtiembre del grupo instalada en Nuevo París, Montevideo, es la primera empresa privada uruguaya en participar en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica a través de la implantación de una exitosa experiencia de cogeneración a partir de gas natural, comenzando a partir de Mayo 2008, a generar energía en su planta industrial, vendiéndola en el mercado spot.

### **El proceso productivo de una curtiembre y sus necesidades energéticas**

#### **Proceso productivo de una curtiembre**

A continuación se detalla de forma resumida las diferentes etapas que recorre el cuero desde su ingreso a la curtiembre como cuero fresco hasta su salida como cuero terminado. Estas etapas pueden variar en algún caso en su orden y dependiendo de la materia prima con la que se trabaje.

- 1) Pre-trinchado
- 2) Pelambre
- 3) Trinchado - Dividido
- 4) Curtido
- 5) Ecurrido
- 6) Teñido

- 7) Secado
- 8) Pintado
- 9) Grabado – Planchado

### Pelambre

Es el proceso de quitar o eliminar el pelo de los cueros vacunos.

Esto se realiza mediante un baño en fulones en los que se utilizan diferentes sulfuros para generar un ambiente alcalino en el que el pelo se desprende.

En este proceso se consumen grandes cantidades agua caliente y vapor.

### Trinchado – Dividido

El trinchado es el proceso de limpiado del lado carne del cuero, en el que se remueve la grasa y carnaza adherida al mismo. De esta forma se facilita la acción de los productos químicos usados en el curtido y se reduce la cantidad utilizada.

El dividido es la operación mecánica en la que se divide el cuero en su parte superior (flor) e inferior (descarne).

### Curtido

El curtido es el proceso químico al que se somete al cuero para convertirlo en un producto inorgánico (hasta este punto sigue siendo un producto orgánico).

El curtido puede ser realizado mediante la utilización de sales de cromo o en su defecto con curtientes vegetales. Este proceso también es realizado mediante baños en fulones y también requiere importantes cantidades de agua caliente y vapor.

### Ecurrido y Clasificación

Posteriormente al curtido, se procede a secar el cuero haciéndolo pasar por una maquina con cilindros, llevándolo a la humedad necesaria para seguir con el proceso. En esta misma operación se miden y se clasifican los cueros de acuerdo a su calidad.

### Recurtido y Teñido

El recurtido es el tratamiento del cuero curtido con una variedad de productos químicos para lograr completar la operación de curtido y darle al cuero algunas de sus características finales.

El teñido es el conjunto de operaciones en las que se le confiere al cuero determinada coloración.

### Secado

El proceso de secado es el proceso por el cual se evapora gran parte del contenido de agua que el cuero tiene en esta etapa y que fue absorbiendo a lo largo de los procesos antes mencionados.

Este secado puede ser realizado por diversos métodos y requiere como insumo una gran cantidad de agua sobrecalentada.

### Pintado

El pintado es el primer proceso de la etapa de terminación del cuero. En este proceso se aplican pinturas y otros productos químicos que le dan su aspecto y características finales. Estos productos son aplicados mediante sopletes y/o rodillos.

### Grabado – Planchado

Por último, se le imprime, mediante una prensa a alta temperatura y presión, el grabado definitivo al cuero, y se plancha para alisarlo y darle su brillo final.

### **Perfil energético previo al proyecto**

Previo a la implantación del proyecto, la empresa presentaba los siguientes usos energéticos:

Vapor	Para el proceso de pelambre y curtido
Agua Caliente (85°C)	Para el proceso de pelambre y curtido
Agua sobrecalentada (130°C y 8 bar)	Para el proceso de secado en toggling y vacío
Energía eléctrica	Consumo de maquinarias y general de la planta
Gas licuado de petróleo	Secado en planta de terminación

Para poder satisfacer los arriba mencionados usos, era necesario el siguiente consumo mensual:

Fuel Oil	20.000 Lts.
Leña	400.000 Kgs.
Energía eléctrica	1.500.000 kWh.
Gas Licuado de Petróleo	15.000 Kgs.

La tecnología existente en la empresa previa implantación del proyecto de cogeneración, era la habitual existente en empresas uruguayas con importante necesidades de generación de energía térmica para sus procesos productivos.

La empresa utiliza dos calderas, una alimentada por fuel oil y otra por leña, las cuales generan vapor, que es posteriormente utilizado con un doble propósito: el de ser utilizado directamente para el proceso productivo (para los procesos de pelambre y curtido) y el de generar agua caliente y sobrecalentada, también insumos del proceso productivo. La elección entre la leña o fuel oil como combustibles para generar vapor, es realizada en base a los precios de los dos combustibles. En la actualidad se ha discontinuado el uso de Fuel Oil y se utiliza exclusivamente leña cuando el cogenerador no está en funcionamiento.

Esta tecnología a base de calderas, se sigue utilizando hoy continuamente como fuente de generación de energía térmica en la forma de vapor, y como fuente alternativa de

generación de energía térmica para calentar y sobre calentar agua. Alternativamente, dado que se utiliza, en caso de no existir un precio spot de la energía eléctrica en el mercado mayorista que sea conveniente para la empresa (al que le sea económicamente rentable generar energía eléctrica) o en caso de interrumpirse el suministro de gas natural para el cogenerador. Estas calderas permanecen entonces como tecnología de respaldo en caso de no ser económicamente conveniente (precio spot no conveniente) o no ser posible (no disponibilidad de gas natural) la cogeneración.

### **Descripción del proyecto**

Como ya hemos mencionado, la cogeneración es un concepto de producción eficiente de energía, en el que se busca la generación combinada de dos formas diferentes de energía a partir de un mismo insumo energético. En este caso en particular nos referimos a la generación de energía eléctrica y térmica a partir de gas natural.

La clave, y el factor que hace al proyecto implantado en Zenda especialmente viable económicamente, es la existencia de un proceso industrial que consume una importante cantidad de energía térmica y hace la ecuación energética más eficiente.

La tecnología utilizada por la empresa es del tipo “topping” o de ciclo superior, en la que un combustible es quemado en una turbina o un motor a combustión para la generación de energía eléctrica, siendo el calor liberado por este proceso aprovechado posteriormente.

En este caso en particular, se procedió a la instalación de un motor de combustión interna altamente eficiente, alimentado por gas natural, el cual mueve un generador eléctrico con capacidad de producir 3.2MW/h. Además, a diferencia de las centrales térmicas tradicionales de UTE (por ej. Central Batlle), el sistema aprovecha el calor residual (agua de refrigeración, aceite, gases de escape) para generar agua sobrecalentada a 130°C y 8 bar y agua caliente a 90°C. Dada la imposibilidad de generar vapor a través de esta tecnología, este último sigue siendo generado con la caldera a leña o fuel oil.

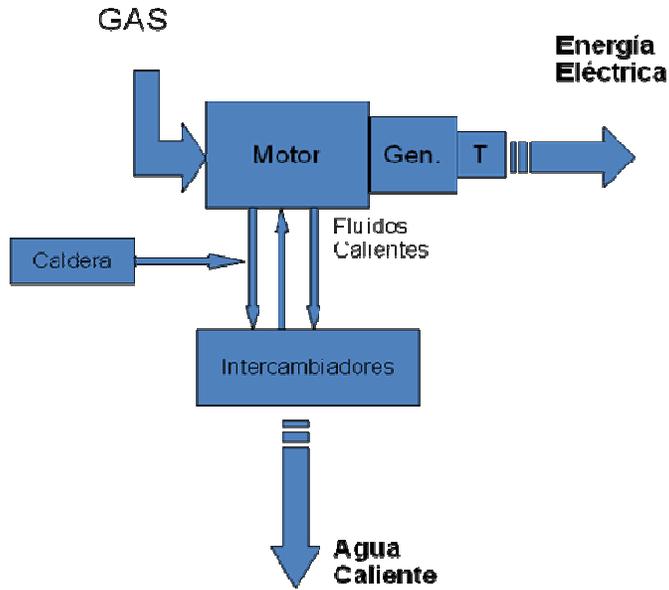


Imagen extraída de documentos presentados en la audiencia pública Proyecto MDL Zenda

La cantidad de energía térmica recuperada y canalizada al proceso es de aproximadamente 4.4 Mw.

<b>Energía</b>	<b>Cogenerador</b>	<b>Caldera (Leña o F.Oil)</b>
Agua Caliente (90°C)	✓	✓
Agua sobrecalentada (130°C y 8 bar)	✓	✓
Vapor	X	✓
Energía eléctrica	✓	X

### **La tecnología**

La generación de energía se realiza a partir de un motor de combustión interna y de un alternador de las siguientes características:

<b>Motor Deutz de origen francés</b>
4 tiempos Ciclo Otto
225 Lts. de desplazamiento
16 cilindros en V
<b>Alternador Leroy Sommer</b>
Potencia Nominal 4,4 Mw
Frecuencia 50 Hz
Voltaje 5,5 kw

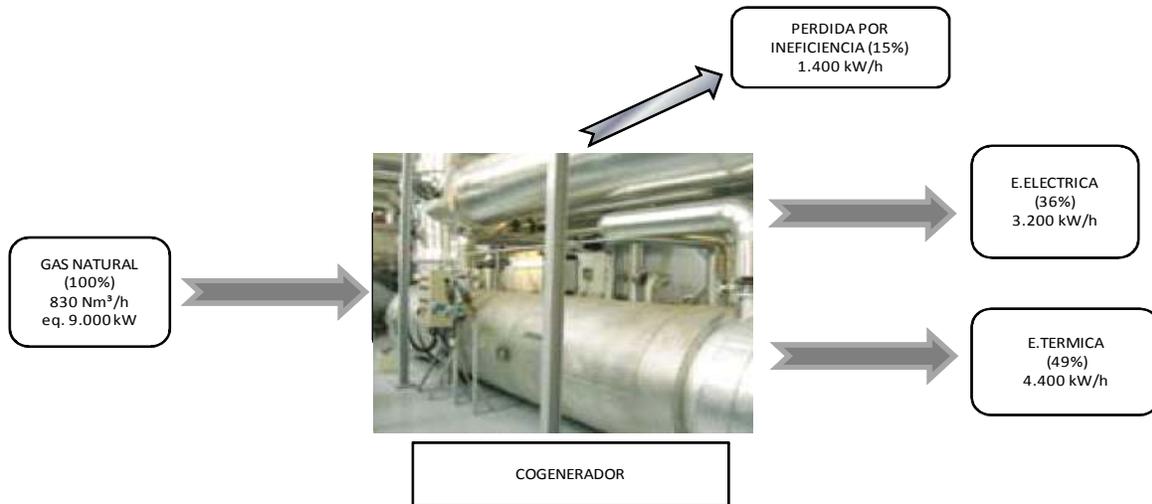
El funcionamiento del motor es igual al de un automóvil, en el que se admite en el cilindro una mezcla de aire y combustible (en este caso gas natural), comprimida por el pistón y encendida por una chispa.

Desde el punto de vista de la generación, la ventaja de estos motores es el corto tiempo necesario para el arranque, que en el caso de la producción para la venta de energía no continua y dependiente del precio spot vigente, es de una gran relevancia, ya que no se introducen costos de arranque.

### **Eficiencia energética y mejora ambiental**

La temática de la eficiencia energética y sus implicaciones ambientales son conceptos centrales a la hora de analizar cualquier proyecto de cogeneración.

Mientras que comparativamente la eficiencia energética de la central Batlle ronda el 44% (con la tecnología instalada en el año 2009), la eficiencia energética teórica del proyecto de cogeneración de Zenda es la siguiente:



**Fuente: Datos proporcionados por la empresa**

Al utilizar la energía térmica para producir agua caliente y sobrecalentada, la eficiencia energética del proceso es de un 85%.

El impacto ambiental del proyecto se produce por dos vías diferentes:

- 1) Por un lado, al generar energía eléctrica en base a la combustión de gas natural, se sustituye generación eléctrica del sistema eléctrico nacional, generación realizada (salvo períodos en los que la generación hidroeléctrica y la importación de energía de países vecinos alcanza para satisfacer la demanda de energía eléctrica) por centrales térmicas alimentadas por fuel oil o gas oil.

La combustión de gas natural, comparada con la combustión de fuel oil o gas oil, reduce las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y oxido de nitrógeno (NO<sub>x</sub>).

- 2) Además, como subproducto del proceso se reutiliza la energía térmica del proceso para el proceso industrial, energía térmica que antes del proceso era generada por la combustión de leña.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas por la combustión de gas natural son un 40-50% menores que las del carbón y un 25-30% menores de las del fuel oil.

Las emisiones de NOx son dos veces menores que las de la combustión de carbón y dos veces y medio menores que las del fuel oil.

La empresa estima que la combinación de ambos factores mencionados arriba llevará a una reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> de alrededor de 59.750 toneladas en los primeros diez años de proyecto.

### **Análisis económico – financiero del proyecto**

La metodología utilizada para evaluar la viabilidad económica financiera del proyecto, es la de elaborar un caso base, apoyado sobre un conjunto de hipótesis acerca los factores que afectan la viabilidad del proyecto, procediendo posteriormente a realizar un análisis de sensibilidad sobre dicho caso base tomando en cuenta alguna de las variables claves a nuestro juicio.

Dicho análisis, determinación del caso base y de las hipótesis sobre el proyecto, en la medida de lo posible, será realizado en base a los datos reales referidos al período de generación entre Mayo 2008 (comienzo de las actividades de generación) y Diciembre 2009, mientras que para el año 2010 hasta la finalización del proyecto, se apoyará en una proyección de dichas variables.

Se evaluará el proyecto en base a la Tasa Interna de Retorno y el Valor Actual Neto del flujo de fondos residual proyectado, en primera instancia del caso base, y posteriormente realizando el análisis de sensibilidad. El flujo de fondos residual es el flujo de fondos generado por la realización de la mencionada inversión en comparación con lo generado en caso de no realizarse.

Cabe aclarar que el análisis presentado es de elaboración propia tomando como base datos y estimaciones proporcionadas por la empresa, la cual no contaba con un análisis del tipo presentado.

## **Hipótesis caso base**

### **Cantidad de días anuales de generación de energía eléctrica**

Uno de los factores más relevantes a la hora de determinar la viabilidad o no del proyecto estudiado, es la estimación referida a la cantidad de días por año en los que no se podrá generar energía, ya sea por una interrupción del suministro de gas o por la no existencia de un precio spot conveniente. El primer factor depende de la oferta de gas natural proveniente de Argentina, ya que al no contar con un contrato de gas no interrumpible, la disponibilidad de gas natural no está asegurada. El gas natural comprado bajo un contrato no interrumpible se obtiene a un menor precio que el comprado bajo un contrato firme (se asegura el suministro).

En cuanto a la existencia de un precio spot conveniente, esto está atado al costo marginal de generación eléctrica de UTE y al precio de adquisición del gas natural.

Como hipótesis para el caso base, se estima que se podrá generar energía (días en los que se tendrá suministro de gas y un precio spot conveniente) 120 días por año, las 24 horas del día. Durante el año 2009, la empresa generó energía durante 126 días. Debido al incremento de la demanda de energía proyectado y a la no existencia de proyectos de inversión en generación a bajo precio (por ej. Hidroeléctrica) que puedan afectar los precios spot futuros de forma significativa, no se prevén cambios que puedan afectar dicha variable de forma importante.

Se realizará además un análisis de sensibilidad para 90 y 150 días.

### **Capacidad de generación eléctrica**

Se supone la generación de 3 MW/h. Pese a que la capacidad teórica de generación son 3.2 MW/h, la energía eléctrica generada para la venta es menor por el propio consumo del cogenerador y por posibles ineficiencias.

### **Precio spot de generación**

El precio spot promedio al que la empresa generará energía durante esos 120 días por año se estima en 200 US\$ por MW/h. El precio spot tiene un tope máximo establecido de 250 US\$ por MW/h.

Durante el año 2008 y 2009 la empresa generó energía a un precio promedio de 238 y 201 US\$ por MW/h.

Se realizará además un análisis de sensibilidad para 180 y 220 US\$ por MW/h.

### **Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) asociados a proyectos Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)**

Dado que el proyecto contribuye con la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, se debe considerar el efecto de la posible obtención de Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) asociados a proyectos Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

Para calificar para dicha obtención, se debe recorrer un proceso de aprobación que incluye la comprobación de que se obtendrán:

- 1) Beneficios reales, mensurables y a largo plazo, en relación con la mitigación del cambio climático
- 2) Reducciones de las emisiones que sean adicionales a las que se producirían en ausencia de la actividad de proyecto certificado

La empresa se encuentra en la actualidad inmersa en dicho proceso.

Dado que los certificados todavía no han sido obtenidos, no serán considerados para el caso base, pero serán tomados en cuenta para realizar el análisis de sensibilidad.

Los ingresos asociados a la obtención de dichos certificados fueron estimados considerando 15 US\$/ton de CO<sub>2</sub> y considerando una reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> de 5.975 ton por año.

Los costos de obtención de dichos certificados fueron estimados en 10% del total cobrado. Tanto el precio de referencia de los bonos de carbono como su costo de obtención, fueron determinados de acuerdo a las estimaciones realizadas por la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear para proyectos de generación eólica y a partir de biomasa. <sup>(1)(2)</sup>

### **Inversión inicial**

La inversión inicial del proyecto fue de 1.500.000 US\$, de acuerdo a la información suministrada por la empresa. El valor residual estimado de la maquinaria al fin del proyecto es de 200.000 US\$.

La inversión inicial incluye la compra del cogenerador (realizada en Francia), y su desmontaje, transporte y montaje. Además incluye los costos de conexión a la red de gas y a la red de UTE (cableado y transformadores) y la construcción del edificio adyacente a la fábrica donde fue ubicado. También fueron considerados los honorarios por el asesoramiento técnico utilizado.

Dado que para el caso en particular, la maquinaria fue conseguida en un remate a un precio muy por debajo del precio de mercado, se realizará un análisis de sensibilidad con una inversión inicial de 4.320.000 US\$. Dicha inversión fue calculada en base a una inversión teórica de 1.350.000 US\$ por Mw/h <sup>(3)</sup>, permitiendo evaluar un proyecto similar pero con una inversión a precios de mercado.

---

(1) “Evaluación Económica Financiera: Proyecto de 10 MW Generación de Electricidad a partir de Residuos y/o Subproductos de Biomasa”, Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, MIEM

(2) Al 10/03/10 el valor de los certificados transados en los mercados internacionales era de 11,69 EUR/ton ya emitida. Con proyectos cuya certificación se encuentra en etapas iniciales, se debe descontar del precio de la tonelada de CO<sub>2</sub> todo el riesgo que implica su desarrollo hasta que sea acreditado oficialmente por la Convención Marco sobre el Cambio Climático de la ONU.

(3) “A COGERAÇÃO DE ELETRICIDADE NO SETOR DE PAPEL E CELULOSE: AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA”, Velazquez et al , XV COBEM 1999

### **Precio y consumo de gas**

El precio de compra del gas natural es la variable con mayor impacto sobre la rentabilidad del proyecto.

La tarifa de gas natural se ajusta periódicamente de acuerdo a la evolución de determinadas variables claves enumeradas en los contratos de concesión en los que se adjudica su distribución (en el caso de Montevideo a Montevideo Gas). Estas variables son en resumidas cuentas, el índice de Precios del Productor publicado por el Bureau of Labor Statistics de EEUU, variaciones en el costo de transporte por gasoducto en Uruguay y Argentina, cargas tributarias (en Uruguay o Argentina), como por ejemplo detracciones a la exportación en Argentina.

El precio de compra proyectado para los períodos 2010 – 2022, es de 0.57 US\$ por m<sup>3</sup>.

Durante el año 2008 y 2009 la empresa compró el gas natural a un precio promedio de 0.61 y 0.52 US\$ por m<sup>3</sup> respectivamente.

Se realizará además un análisis de sensibilidad para 0.51 y 0.63 US\$ por m<sup>3</sup>.

Por cada m<sup>3</sup> de gas natural consumido se generán 3.8 KW/h. El contenido calórico de cada m<sup>3</sup> de gas natural es de aprox. 9300 Kcal/h.

### **Ahorro térmico del proceso por cogeneración**

El consumo de energía térmica del proceso de curtido, depende de los volúmenes de producción de la planta. En promedio, y sin el aporte térmico del cogenerador, la caldera consume 60 toneladas por semana de leña para generar vapor, agua caliente y agua sobrecalentada.

Considerando el aporte de energía térmica del cogenerador, el consumo de leña para generar vapor, es de 35 toneladas por semana.

En la actualidad no se consume fuel oil, pues la generación térmica con leña es más económica.

El precio de la leña proyectado, es de 85 US\$ por tonelada puesta en la boca de la caldera.

Como resultante de los días de generación eléctrica, el ahorro en el consumo de leña y el precio de dicho insumo, el ahorro térmico del proyecto es de 355 US\$ por día.

Este ahorro térmico es el valor promedio proyectado a lo largo de la vida del proyecto, ya que dicho valor varía con los diversos niveles de producción de la empresa.

El ahorro térmico se considera un costo negativo a efectos del flujo de fondos.

### **Costos de operación y mantenimiento**

Los costos de operación y mantenimiento incluyen la compra de repuestos, la mano de obra y gastos necesarios para el mantenimiento de la maquinaria y se estiman en un 4% sobre la inversión anual. Este porcentaje es consistente con los gastos reportados por la empresa durante los dos primeros años de funcionamiento.

### **Estructura de financiamiento y costos financieros**

La estructura de financiamiento del proyecto establecida para el caso base es de 40% fondos propios y 60% endeudamiento. Dicha estructura es considerada únicamente para el financiamiento de la inversión inicial.

Se realizó un análisis de sensibilidad para 0%, 60% y 100% de financiación propia.

La tasa de interés utilizada es de 7%.

Para todos los casos se considera una amortización de deuda en cuotas iguales comenzando a partir del año 2008 (primer año de proyecto) y finalizando en el 2022.

### **Impuesto a la renta**

Se consideró al proyecto como promovido bajo la ley 16.906.

Considerando únicamente que se alcanza el 100% de los puntos de la matriz referidos a la utilización de tecnologías limpias y el 0% de los puntos referidos a los demás objetivos, la exoneración alcanzada es de 150.000 US\$ en un período de tres años.

Para el resto del plazo del proyecto, se considera una tasa del 25%.

### **Tasa de descuento**

La tasa de descuento utilizada para el análisis es del 12%.

Dicha tasa es la utilizada habitualmente para el análisis de proyectos de generación eléctrica en Uruguay y la utilizada por los documentos de evaluación de proyectos preparados por la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear referidos a proyectos de generación eólica y a partir de biomasa.

**Resumen caso base y sensibilidad**

En primera instancia se evaluará la rentabilidad del proyecto de cogeneración eléctrica de Zenda en base a las siguientes hipótesis:

<b>Variable</b>	<b>Caso Base</b>	<b>Unidad</b>	<b>Sensibilidad</b>
Plazo del proyecto	15	años	-
Cantidad de días anuales de gen. de energía eléctrica	120	días	90 - 150
Capacidad de generación eléctrica volcada a la red	3	MW/h	-
Precio spot de generación	200	US\$/MWh	180 - 220
Certificados CER's asociados a MDL	NO		SÍ
Monto Inversión inicial	1.500.000	US\$	4.320.000
Consumo gas natural	3,8	KWh/m <sup>3</sup>	-
Precio gas natural	0,57	US\$/m <sup>3</sup>	0,51 - 0,63
Ahorro térmico diario	4,17	ton	-
Precio de la leña	85	US\$	-
Costos O&M	4	% sobre inv.	-
Participación financiamiento propio	40	%	0 - 60 - 100%
Tasa interés financiamiento con terceros	7	%	-
Impuesto a la renta	25	%	
Tasa de descuento	12	%	10%

**Resultados**

A continuación se presentan los resultados para el caso base y para las opciones alternativas presentadas. Los flujos de fondos de cada una de las alternativas son incluidos en los anexos.

### **Caso base**

Para el caso base, se obtuvieron los siguientes valores de Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Actual Neto (VAN):

VAN	<b>48.383 US\$</b>
TIR	<b>12,60%</b>

### **Sensibilidad respecto a los días de generación de energía eléctrica**

90 días

VAN	<b>-370.540 US\$</b>
TIR	<b>6,79%</b>

150 días

VAN	<b>467.307 US\$</b>
TIR	<b>17,25%</b>

### **Sensibilidad respecto al precio spot de generación**

180 US\$ / Mwh

VAN	<b>-544.780 US\$</b>
TIR	<b>3,82%</b>

220 US\$ / Mwh

VAN	<b>640.935 US\$</b>
TIR	<b>18,96%</b>

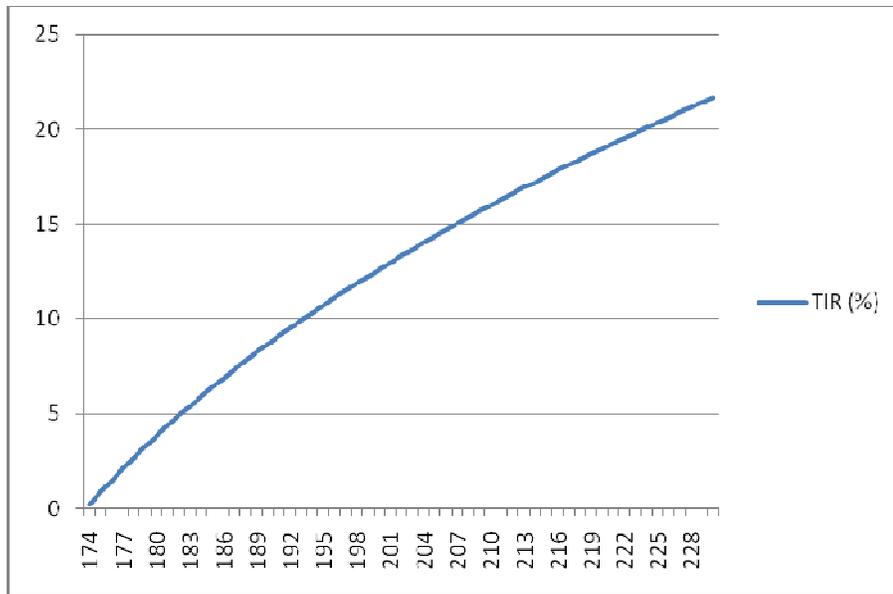


Gráfico 1 – Variación TIR en función de precio spot de venta de energía eléctrica en MMEE

### **Sensibilidad respecto al precio del gas natural**

0,51 US\$ / m<sup>3</sup>

VAN	<b>516.187 US\$</b>
TIR	<b>17,75%</b>

0,63 US\$/m<sup>3</sup>

VAN	<b>-419.420 US\$</b>
TIR	<b>6,00%</b>

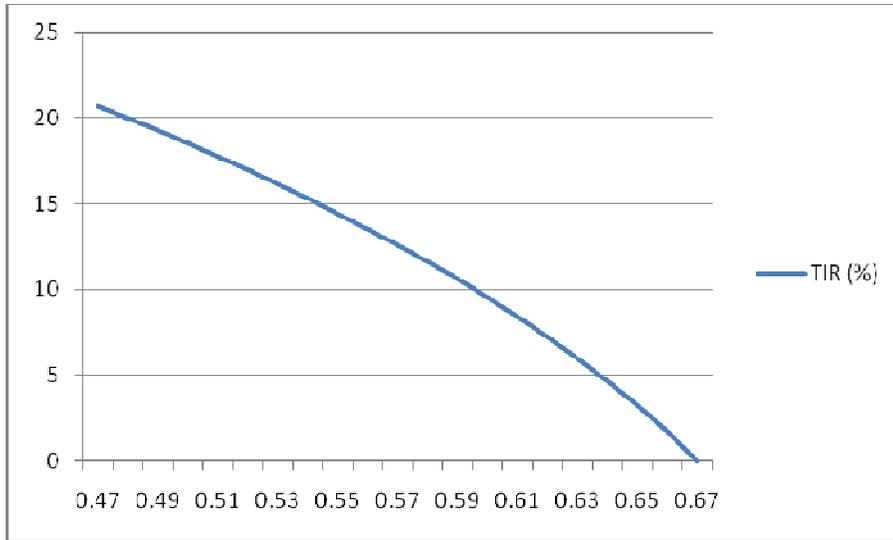


Gráfico - Variación TIR en función de precio de compra de gas natural

**Sensibilidad respecto a la obtención de CER's asociados a MDL**

VAN	<b>421.071 US\$</b>
TIR	<b>17,09%</b>

**Sensibilidad respecto a participación de financiamiento propio**

**0%**

VAN	<b>-325.262 US\$</b>
TIR	<b>7,92%</b>

**60%**

VAN	<b>235.206 US\$</b>
TIR	<b>14,90%</b>

**100%**

VAN	<b>608.851 US\$</b>
TIR	<b>19,46%</b>

### **Sensibilidad respecto a la tasa de descuento**

VAN	234.789 US\$
TIR	12,60%

### **Monto inversión inicial**

Si se considera 4.320.000 US\$ como inversión inicial, se obtienen valores negativos para la tasa interna de retorno.

### **Observaciones relativas al precio de venta spot y costo de gas natural**

El precio de venta de la energía eléctrica en el mercado spot y el precio de compra del gas natural, fueron proyectados tomando como base los valores observados durante los años 2008 y 2009.

En dichos años se registraron valores altos en relación a la media histórica para estas dos variables.

El precio spot fue elevado por la sequía vivida y el consecuente déficit de generación hidroeléctrica, mientras que el precio del gas fue elevado debido a los problemas de oferta en Argentina y a las detracciones impuestas por el vecino país.

A continuación se presentan una tabla con la serie de pares valores de precio de venta spot y costo de gas natural para los cuales se alcanza la TIR determinada para el caso base. El resto de las variables son las determinadas para dicho caso base.

Precio spot (US\$/MWh)	Costo gas (US\$/m <sup>3</sup> )	TIR (%)
220	0,646	12,60%
200	0,570	12,60%
190	0,532	12,60%
180	0,494	12,60%
170	0,456	12,60%
160	0,418	12,60%
150	0,380	12,60%
140	0,342	12,60%
130	0,304	12,60%
120	0,266	12,60%
110	0,228	12,60%
100	0,190	12,60%

### **Conclusiones**

Las conclusiones que pueden extraerse del análisis del proyecto, son la gran volatilidad de las tasas internas de retorno y de los valores agregados netos frente a cambio en tres grandes variables:

- 1) cantidad de días de generación de energía
- 2) Precio spot de venta en el MMEE
- 3) Precio de compra del gas natural

Por otra parte, es especialmente dificultoso el proyectar los valores de dichas variables. Las primeras dos, dependen de los costos marginales de producción de UTE, que a su vez están vinculados a factores muy difíciles de predecir como ser la cantidad de lluvias para el caso de la generación hidroeléctrica, o el precio del petróleo para el caso de la generación térmica. Mientras tanto el precio del gas depende de factores externos, fundamentalmente económicos vinculados a la oferta y demanda mundial, pero también políticos, vinculados a Argentina, que es quién nos proporciona dicho insumo.

Estos factores hacen riesgoso el proyecto, riesgo que debería verse reflejado en la tasa de retorno requerida por los accionistas.

Otro de los factores relevantes es el gran impacto de los montos invertidos al comienzo del proyecto, dado que hubiese sido inviable en caso de haber querido realizar la instalación utilizando equipamientos nuevos, hecho que se comprueba al realizar el análisis de sensibilidad sobre la variable inversión inicial.

## 9) SISTEMAS DE COGENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE BIOMASA

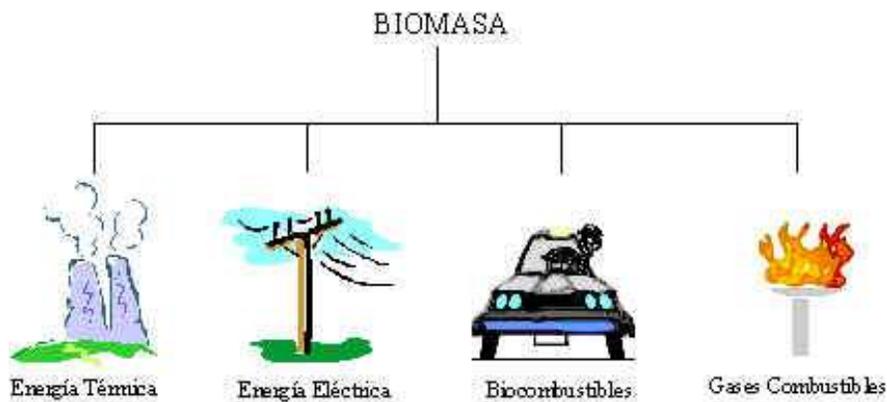
### INTRODUCCIÓN

Como ya se explicó anteriormente, la biomasa es el nombre dado a cualquier materia orgánica de origen reciente que haya derivado de animales y vegetales como resultado del proceso de conversión fotosintético. La energía de la biomasa deriva del material de vegetal y animal, tal como madera de bosques, residuos de procesos agrícolas y forestales, y de la basura industrial, humana o de animales.

De todas las fuentes renovables de energía, la biomasa se diferencia en que almacena energía solar con eficiencia. Además, es la única fuente renovable de carbón, y puede ser procesada convenientemente en combustibles sólidos, líquidos y gaseosos.

Esta fuente de energía puede utilizarse directamente (por ejemplo combustión de madera para la calefacción o cocinar) o indirectamente convirtiéndola en un combustible líquido o gaseoso como ser etanol a partir de cosechas del azúcar o biogás a partir de la basura animal.

### **Aplicaciones de la Biomasa**



Fuente: [Ecologismo.com](http://Ecologismo.com)

### **Calor y Vapor (Energía térmica)**

La combustión de la biomasa o de biogás puede utilizarse para generar calor y vapor. El calor puede ser el producto principal, en usos tales como calefacción de hogares y cocinar, o puede ser un subproducto de la producción eléctrica en centrales combinadas de calor y energía. El vapor generado por la biomasa puede utilizarse para accionar turbinas de vapor para la producción eléctrica, utilizarse como calor de proceso en una fábrica o planta de procesamiento, o utilizarse para mantener un flujo de agua caliente.

### **Producción eléctrica**

La electricidad puede ser generada a partir de un número de fuentes de biomasa y al ser una forma de energía renovable se la puede clasificar como "energía verde". La producción de electricidad a partir de fuentes renovables de biomasa no contribuye al efecto invernadero ya que el dióxido de carbono liberado por la biomasa cuando es quemado, (directa o indirectamente después de que se produzca un biocombustible) es igual al dióxido de carbono absorbido por el material de la biomasa durante su crecimiento.

### **Biocombustibles**

La producción de biocombustibles tales como el etanol y el biodiesel tiene el potencial de sustituir cantidades significativas de combustibles fósiles en varias aplicaciones de transporte. El uso extenso del etanol ha demostrado que los biocombustibles son técnicamente factibles en gran escala. Actualmente la producción de biocombustibles es apoyada con incentivos del gobierno, pero en el futuro, con el crecimiento de los sembrados dedicados a la bioenergía, y las economías de la escala, las reducciones de costos pueden hacer competitivos a los biocombustibles.

### **Gas Combustible**

Los biogases producidos de la digestión o de la pirólisis anaerobia tienen varias aplicaciones. Pueden ser utilizados en motores de combustión interna para accionar turbinas para la producción eléctrica, utilizarse para producir calor para necesidades comerciales y domésticas, y en vehículos especialmente modificados como un combustible.

## **Biomasa en el Uruguay**

### **Leña**

En nuestro país se ha utilizado históricamente este recurso, en el sector residencial para la calefacción y cocción de alimentos, en el medio rural como la principal fuente energética y en el sector industrial para producir el calor necesario para los procesos industriales. Aproximadamente el 15% de las calderas instaladas en el país utilizan como combustible la leña o residuos de biomasa.

También se observa que en varias industrias ubicadas en el interior del país han utilizado la leña por temas económicos vinculados a la disponibilidad del recurso.

Otro sector industrial del país que ha desarrollado tecnología asociada a calderas es el metalúrgico.

El sector forestal se ha desarrollado muy intensamente en los últimos años en el país. Se distinguen dos tipos de producciones industriales que utilizan este recurso: la producción de pulpa para papel y el aserrado de madera.

Actualmente Uruguay posee alrededor de 850.000 hectáreas de zonas forestadas.

### **Residuos forestales**

El desarrollo forestal en el Uruguay se ha incrementado en las últimas décadas, siendo promovido por el Estado a través de leyes que exoneraban tributos y fomento de líneas de créditos.

Los residuos forestales se estiman que son aproximadamente entre el 10 % y el 30% del árbol en pie y en los procesos industriales como el aserrado la producción de residuos es entre 50% y 70 % del rolo.

Las plantas de aserraderos implican que existe disponibilidad de residuos de biomasa, es gracias a esto que se vuelve muy viable la utilización de los mismos con fines energéticos.

En nuestro país hay un total de cuatrocientos treinta y cuatro establecimientos con capacidad de aserrío, de los cuales solamente alrededor de doscientos nueve están en actividad efectiva.

Los residuos generados en aserraderos actualmente instalados en el país podrían abastecer el 1,5 % de la demanda de energía eléctrica. De todas formas se espera que se instalen nuevos aserraderos y por lo tanto la producción de residuos se intensificará en los próximos años, en este sentido es de esperar que el potencial de este recurso aumente gradualmente en función de las inversiones realizadas en el sector forestal.

### **Cáscara de arroz**

Se considera que la cáscara de arroz representa un 20 % del peso del arroz producido. Para el sector arrocero la cáscara de arroz es un residuo de su proceso industrial y la disposición final del mismo muchas veces pasa a ser un problema y un costo.

La posibilidad de generar energía a partir de la cáscara de arroz se entiende como una excelente oportunidad para el sector arrocero.

Uruguay cuenta con una disponibilidad teórica de cáscara de arroz de 250.000 toneladas por año. Se puede decir que anualmente en promedio se están generando unas 200.000 toneladas de cáscara. Aparte se estima que el 60 % de la cáscara de arroz generada no es utilizada y este volumen estaría disponible para la generación de energía. Entonces considerando que de 200.000 toneladas se usarían el 60% para generar energía, estamos hablando de una generación de 130 GWh correspondientes al 1,5 % de la demanda total de energía eléctrica del país.

### **Bagazo de caña de azúcar**

Se considera que aproximadamente una hectárea de caña de azúcar produce 6.500 kilos de azúcar, 26.000 kilos de bagazo (residuo que queda después de la extracción del jugo de la caña) y 6.500 kilos de hojas y puntas, que generalmente se queman en el campo.

Un kilo de bagazo produce 1.800 calorías. Esto implica que 46 hectáreas de caña de azúcar puedan producir hasta 3.850 Kw/hora, si al bagazo se le incluye las hojas y puntas que se queman en el campo.

El consumo nacional de azúcar se estima de alrededor de 104.000 toneladas, tanto consumo directo como de materia prima para la industria. De esa cantidad, solamente 15.000 toneladas se producen con materia prima nacional. Por tanto, el país parece encaminarse a dejar de producir materia prima mientras las estructuras industriales vigentes han prolongado su existencia refinando el crudo, no porque haya sido una decisión para convertir al país en refinador (lo cual no sería rentable) sino para utilizar la capacidad instalada. (4)

### **Inversiones requeridas**

Es de fundamental importancia destacar que gran parte de la inversión necesaria puede hacerse con suministros locales. En el país existe la tecnología y los recursos humanos, es decir Uruguay cuenta con capacidad nacional de fabricación de gran parte de los equipos necesarios para estas centrales térmicas.

Sumado a ello actualmente se observa que los precios relativos del fuel oil y la incertidumbre respecto a la disponibilidad del gas natural han provocado una fuerte demanda de estos equipos capaces de utilizar la biomasa como fuente energética.

---

(4) Carmen Sánchez Balcarce - El Observador (2 de diciembre de 2005)

## **Empresas uruguayas que utilizan cogeneración eléctrica a partir de biomasa**

Botnia (potencia máxima: 161 MW – fuente: residuos forestales)

En nuestro país también se ha comenzado a utilizar el sistema de cogeneración como una herramienta válida de generación de energía en la industria papelera. Éste es el caso de la empresa Botnia situada en la ciudad de Fray Bentos en el departamento de Río Negro.

La actividad de proyecto contribuye al crecimiento sostenible de Uruguay suministrando electricidad desde la planta de Fray Bentos a la red eléctrica pública.

Los participantes del proyecto consideran que la generación de electricidad a partir de biomasa constituye una fuente de energía sostenible, con claras ventajas para la mitigación del calentamiento global. Por otra parte, Uruguay puede enfrentar problemas de escasez de electricidad en el futuro cercano si no se efectúan inversiones adicionales en capacidad de generación.

El proyecto se basa en la combustión de licor negro, un subproducto del proceso y, por consiguiente, resulta en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> que resultarían de la generación térmica sustituida.

La electricidad es generada por dos turbinas de vapor de 70 MW, una de las cuales es un turbogenerador de extracción por variación de presión, siendo la otra un turbogenerador de extracción por variación de presión con condensación.

La planta se conecta a la red eléctrica nacional a través de una línea de 150 kV y otra de 30 kV, con capacidades de transmisión de 48 y 8 MW, respectivamente. Dado que ya existe una línea de alta tensión de 150 kV ubicada a 2 km del sitio del proyecto, resulta posible efectuar una conexión directa de alta tensión desde la planta. Se ha instalado una subestación transformadora dentro del sitio del proyecto, que distribuye electricidad a tensión media dentro de la planta.

La eficiencia y la relación electricidad/calor de la planta energética de Fray Bentos son más altas que las obtenidas actualmente en las plantas escandinavas (en Finlandia y Suecia), las cuales son reconocidas por su elevada eficiencia energética.

Botnia recibe anualmente certificados de reducción de emisiones por la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas por el proyecto. La magnitud de la reducción de emisiones es calculada anualmente a través de una metodología muy detallada determinada por la Junta Ejecutiva del MDL, en base a un plan de monitoreo preestablecido.

Galofér S.A. (potencia máxima: 14 MW – fuente: cáscara de arroz)

El proyecto de la empresa se trata de una moderna central para la generación eléctrica y de vapor a partir de cáscara de arroz en la ciudad de Treinta y Tres.

Dicha central está ubicada contigua a la planta de ARROZUR. Utiliza para su tratamiento de los residuos (cáscara de arroz) de la planta de ARROZUR y de otras plantas procesadoras de arroz. El vapor generado será utilizado para la producción de arroz parboiled; en cuanto a la energía eléctrica generada, parte será utilizada por la planta de ARROZUR y la energía remanente será vendida a UTE.

El proyecto se implementa bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático. Los objetivos de este proyecto son: causar una reducción de emisiones de gases con efecto invernadero y contribuir al desarrollo sostenible de Uruguay.

Weyerhaeuser Productos S.A. (potencia máxima: 12 MW – fuente: subproductos de madera)

El proyecto que se presenta será implementado por Weyerhaeuser Productos S.A. como una parte del proceso de ampliación de su planta de fabricación de tableros. Se ubica en las cercanías de la ciudad de Tacuarembó. Se trata de un predio con localización estratégica desde el punto de vista logístico, ya que se encuentra próximo a la zona de producción forestal que se emplea como insumo de la fábrica, de la cual derivan los subproductos usados como combustible para la generación de vapor y electricidad.

La actividad del proyecto MDL consiste en la instalación de una planta de co-generación de vapor y energía eléctrica, utilizando como combustible aserrín y chips que se obtienen como subproductos de diferentes etapas del proceso de industrialización de la madera. La capacidad total de la nueva caldera de producción de vapor a instalarse es equivalente a 35

MWth de potencia. La potencia entregada al eje de la turbina será de aproximadamente 11 MW, parte de la cual será consumida en la propia planta (6 MW aproximadamente).

Parte de la energía eléctrica que generará la planta será suministrada a la red eléctrica nacional. La empresa ha sido una de las adjudicatarias de la última licitación de UTE, por una potencia de 5 MW, que representa la energía eléctrica excedentaria de su planta de cogeneración. El precio por unidad de energía ofrecida por Weyerhaeuser Productos a UTE en el proceso de licitación pública tuvo en consideración el potencial ingreso a ser generado por la venta de los certificados de reducción de emisiones, lo cual se traducirá en una reducción de los costos de generación de energía eléctrica del sistema interconectado nacional.

En régimen, la central de generación de energía eléctrica y energía térmica útil tendrá una eficiencia energética de aproximadamente del 75% respecto al contenido energético de la biomasa.

#### Bioener S.A. y Urufor (potencia máxima: 12 MW - fuente: residuos forestales)

La empresa BIOENER SA se encuentra en Proyecto de instalación de una Planta de Cogeneración de energía eléctrica y vapor, utilizando como combustible biomasa 100% renovable de origen forestal (aserrín y subproductos de madera).

Dicho emprendimiento se ubica en Rivera, en predio contiguo al Aserradero de la empresa URUFOR.

El proyecto tiene el propósito general de producir energía eléctrica de manera competitiva usando biomasa forestal renovable, aprovechando el contenido energético de subproductos del proceso industrial, para generar energía eléctrica a entregar a la red de UTE y vapor de media presión para uso en proceso industrial de URUFOR.

La energía eléctrica generada por la Planta será suministrada a la red eléctrica regional, de acuerdo al contrato celebrado con la empresa UTE en el marco de una licitación pública.

BIOENER mantiene, con la empresa URUFOR acuerdos de utilización de sus subproductos de madera y provisión, a la planta de aserrado de URUFOR, del vapor necesario para los secaderos, instalándose, por razones logísticas, en predio contiguo a esta empresa.

Se proyecta la generación inicial de 9,9 MW, comercializándose 9 MW a UTE, en el marco de la Licitación Pública. Se prevé, posteriormente, la ampliación a una generación, en una etapa final, de 12 Megavatios de energía.

Alur: Alcoholes del Uruguay S.A. (potencia máxima: 10 MW – fuente: bagazo de caña de azúcar)

Alur es una empresa agroindustrial sustentable, que genera un alto impacto económico y social a través de la producción de azúcar, etanol, biodiesel, energía eléctrica y alimentación animal.

Integrante del Grupo ANCAP, inició sus actividades en 2006 y pertenece a ésta en un 90%, mientras que el 10% restante responde a Petróleos de Venezuela (PDVSA).

La empresa cuenta con un nuevo turbogenerador que permitirá la producción de 12 MW de electricidad por hora para abastecer las necesidades de la Planta y para vender su excedente a UTE.

La cogeneración de energía eléctrica permitirá venderle a UTE 4 MW/h de energía en la primera etapa (luego 8 MW/h) durante los períodos de zafra de la caña de azúcar. A partir de 2010 se hará también a partir del sorgo azucarado, lo que permitirá extender el período de cogeneración a 220 días por año.

Esto se hará durante todo el período de zafra, a razón de 4 MWh en una segunda fase, con una generación equivalente a lo que demanda una ciudad de 15 mil habitantes.

A través de estos proyectos de co-generación de energía a partir de biomasa se pueden alcanzar los siguientes objetivos:

- a) Utilizar el contenido energético de subproductos del proceso industrial para producir vapor para su proceso y generar energía eléctrica tanto para consumo propio como para entregar a la red de UTE.
- b) Lograr una mayor valorización de los subproductos derivados del proceso atendiendo a la mayor eficiencia global del proceso agroindustrial.

c) Fortalecer la imagen ambiental a nivel nacional contribuyendo a generar energía eléctrica 100% renovable a partir de biomasa.

d) Colaborar con la matriz energética uruguaya, utilizando fuentes primarias de energía propias, poco explotadas hasta el momento, en el marco de un escenario incierto de suministro de los combustibles fósiles tanto en lo referente a la disponibilidad como a los precios.

e) Conseguir un beneficioso impacto ambiental al eliminar los depósitos de biomasa que actualmente no se procesan ni se comercializan.

f) Generar una fuente adicional de divisas para el país, contribuyendo a mejorar la balanza comercial del país, a través del ingreso de divisas proveniente de la comercialización de certificados de reducción de emisiones y del ahorro de la importación de combustible para la generación de energía eléctrica.

g) Disminuir la dependencia del petróleo para la generación eléctrica en el país.

h) reducir los impactos ambientales nocivos resultantes de la quema de combustibles fósiles.

### **ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE UN PROYECTO DE COGENERACIÓN A PARTIR DE BIOMASA**

Dado que no se realizó un análisis en cuanto a la rentabilidad que podría dar la implementación de un sistema de cogeneración de energía a partir de biomasa en Uruguay, como hicimos en el caso de la cogeneración utilizando gas natural, es que nos apoyaremos en una evaluación económica - financiera publicada en el 2008 por la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear. Ésta tiene por finalidad la de observar la rentabilidad, que un proyecto de estas características, puede llegar a proporcionar y poder hacer un análisis de la viabilidad de los dos tipos de cogeneración existentes al día de hoy en el sector industrial uruguayo.

El trabajo realizado por la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear del MIEM, “Proyecto de 10 MW Generación de Electricidad a partir de residuos y/o subproductos de biomasa” es básicamente un informe económico sobre proyectos de pequeño porte sobre energía eléctrica a partir de fuentes renovables como ser los residuos o subproductos de biomasa.

Según las conclusiones a las que llega el estudio, los valores de Tasa Interna de Retorno a la que se puede llegar a partir de un proyecto de generación con cáscara de arroz se encuentra alrededor del 16,5%, a partir de chips de madera hablamos de una TIR de un 12.8%, y si se utilizan residuos de aserradero o bagazo de caña de azúcar hablaremos de una TIR que se encuentra entre un 12,8% si compramos los residuos que utilizaremos como biomasa a terceros y un 14.5% si los mismos son producidos por la propia empresa.

A partir de esto, es posible concluir que se pueden obtener tasas de rentabilidad atractivas de esta modalidad de generación eléctrica. Pero no hay que dejar de tener en cuenta que los valores expresados anteriormente tienen por supuesto variaciones que dependerán de la influencia de varios factores, entre los cuales se encuentran el financiamiento y costo de la inversión, la adquisición de la materia prima, horizonte temporal del proyecto y los costos de operación y mantenimiento del mismo.

En cuanto a la adquisición de biomasa se refiere, podemos decir que existen varios factores a tomar en cuenta, como ser su costo y poder calorífico que pueden ser bastante variables dependiendo del tipo de biomasa que se use, la disponibilidad de los recursos, que estará estrechamente relacionada con el proceso productivo que lo genera y por lo tanto sujeto a la sazonalidad propia del cultivo si este fuera el caso (bagazo de caña y cáscara de arroz).

También los usos alternativos que estos productos tengan son importantes, ya que habrá que analizar si es conveniente o no su uso para la generación de energía, lo que dependerá de las condiciones que se den en los mercados respectivos.

Por otra parte está el tema de la seguridad del abastecimiento, si nos encontramos en el caso de compra de la biomasa a un tercero, en donde adquieren suma importancia los contratos de suministro con los proveedores, para bajar de alguna manera el riesgo asociado a las oscilaciones del costo de la materia prima.

Es posible observar a partir de este análisis, que uno de los factores más sensible de la rentabilidad de este tipo de proyectos, es el hecho de que el proyecto sea clasificado como MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio), obtuviera los correspondientes CERs y pudiera comercializarlos. En ese caso estaríamos hablando de tasas internas de retorno que rondan en un 20%.

Otro factor clave a tomar en cuenta es el precio de venta de la energía. Tanto en el caso de biomasa generada por la misma empresa, como cuando los residuos son adquiridos a terceros, si tomamos precios de 5 us\$ por encima y debajo del precio de venta tomado para el caso base respectivamente, se visualiza una modificación de la TIR en hasta 4,6 puntos porcentuales. El precio de venta del caso base es de 60 USD para residuos propios y 80 USD para residuos adquiridos a terceros.

Debemos mencionar que el análisis financiero de este proyecto, no toma en cuenta los beneficios derivados de la energía térmica producida, que se utilizará en el proceso industrial, ni las consideraciones sobre el autoconsumo. La utilización de energía térmica impactaría de forma positiva sobre la rentabilidad del proyecto.

Partiendo de este dato, podríamos afirmar que si se tomaran estas dos variables en cuenta, se debería pensar en una mayor capacidad de la caldera a utilizar al igual que en un mayor consumo de biomasa. Por otra parte también se estaría hablando de una mayor rentabilidad para la empresa involucrada, ya que dicha empresa estaría satisfaciendo parcial o totalmente su demanda de energía tanto eléctrica como térmica, lo que conllevaría una reducción considerable de los costos energéticos.

#### RENTABILIDAD DE COGENERACIÓN ELÉCTRICA CON GAS NATURAL VS BIOMASA

De acuerdo al análisis realizado para el caso de Zenda, los proyectos realizados en base a gas natural presentan grandes riesgos vinculados a la volatilidad de ciertas variables claves y valores actuales netos negativos si se toman en cuenta inversiones iniciales en equipos nuevos, es por esto que no se puede identificar un potencial desarrollo de este tipo de emprendimientos, sin la existencia de subsidios gubernamentales que hagan viable la actividad. Estos subsidios han sido aplicados en varios países europeos con el fin de fomentar este tipo de emprendimiento. Además otro de los factores que haría mas viable

este tipo de proyectos sería la instalación de una planta regasificadora que asegurara el suministro de gas y redujera la volatilidad de su precio.

En el caso de la evaluación económica de un proyecto de cogeneración a partir de biomasa hecha por la DNTEN, las rentabilidades parecen mas atractivas, no existiendo además tantos riesgos asociados a factores internos, ya que se cuenta con contratos a término de venta de energía con precios previamente determinados y como ya explicamos anteriormente con precios de compra de biomasa también estipulados por un contrato previo.

## 10) MATRIZ FODA

### INTRODUCCIÓN

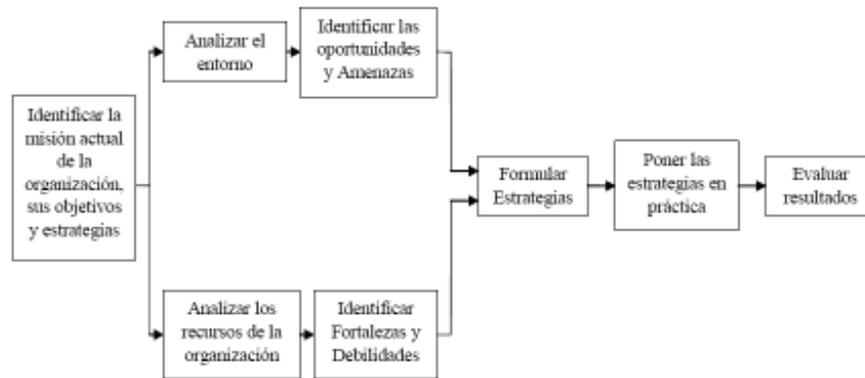
La matriz FODA es una de las herramientas en las que se apoya el proceso de planificación estratégica.

Dicho proceso, puede ser realizado particularmente para una organización, o como en este caso para analizar un determinado sector.

El proceso de planificación estratégica es una herramienta de gestión organizacional, en la que partiendo de la definición de la misión y visión de la organización, y de sus objetivos y estrategias establecidos, y articulando dichos aspectos con el análisis del entorno y de los recursos internos de la organización, permite formular estrategias, ponerlas en práctica y monitorear sus resultados.

### Proceso de planificación estratégica:

- 1) Identificación de misión y visión actual de la organización y de objetivos y estrategias
- 2) Análisis del entorno
- 3) Identificación de oportunidades y amenazas
- 4) Análisis de los recursos internos de la organización
- 5) Identificación de fortalezas y debilidades
- 6) Formulación de estrategias
- 7) Puesta en práctica de dichas estrategias
- 8) Monitoreo de resultados



### Análisis del entorno

El entorno refiere a todas las fuerzas o instituciones externas que pueden tener un efecto sobre el desempeño de una determinada actividad u organización.

Esto incluye factores económicos, políticos, tecnológicos y sociales, así como factores del entorno específico como proveedores, clientes, competidores y organismos reguladores.

Para realizar un diagnóstico de las posibilidades de cogeneración industrial en el Uruguay, este análisis se torna clave, ya que las actividades de generación eléctrica están fuertemente reguladas, y del análisis de dicho marco regulatorio surgirán muchas de las oportunidades y amenazas de dicha actividad.

### Oportunidades

Son aquellos factores del entorno (tanto del entorno general como del específico de la organización) que son positivos, favorables y explotables para la actividad y que pueden redundar en una ventaja competitiva para la organización o para la actividad a desarrollar.

## Amenazas

Las amenazas en cambio, son aquellos factores externos que afectan negativamente el desempeño de la organización, y que pueden atentar contra su permanencia.

## Análisis de los recursos de la organización

Del análisis interno surge la información sobre los activos y habilidades intrínsecas de la organización o un sector de actividad, determinados por los recursos con los que cuenta.

Estas habilidades representan las competencias distintivas de la organización y le permiten generar valor y constituirse como ventajas frente a la competencia.

## Fortalezas

Las fortalezas de la organización son precisamente esos recursos que la organización o el sector tenga a su disposición, o aquellas actividades que sean bien realizadas.

## Debilidades

Las debilidades son las actividades que la organización no realiza de buena forma o los recursos que no se tienen.

A continuación compilaremos el estudio realizado a lo largo del trabajo monográfico resumiendo el panorama de la cogeneración industrial en el Uruguay en sus fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas.

Debemos precisar que el análisis FODA desarrollado a continuación, no corresponde al uso corriente de este tipo de herramienta. No estará enfocado hacia el diagnóstico de una empresa en particular, que enfrenta un entorno con amenazas y oportunidades y que tiene internamente debilidades y fortalezas. Este análisis será extendido para diagnosticar las posibilidades de cogeneración como mecanismo de generación energética en el sector industrial uruguayo.

## **ANÁLISIS DE LA MATRIZ FODA SOBRE COGENERACIÓN ELÉCTRICA PARA LA INDUSTRIA URUGUAYA**

### **Fortalezas**

Industrias que requieren energía térmica para sus procesos productivos

Los sistemas de cogeneración a nivel mundial han sido tradicionalmente aplicados a determinados sectores industriales con necesidades de energía térmica para sus procesos productivos.

Como ya hemos mencionado anteriormente, dentro de estas industrias se destacan la industria papelera, petroquímica, metalúrgica, de la bebida, azucarera, curtidora, secaderos de lana, etc.

En la actualidad, los primeros proyectos de cogeneración ya han empezado a desarrollarse en la industria papelera (BOTNIA), aserraderos (BIOENER), industria arroceras (GALOFER), curtidora (ZENDA).

Sin embargo creemos que todavía hay mucho espacio de desarrollo tanto para industrias donde todavía no ha llegado esta tecnología (refinería), como para sectores como el arrocero donde ya existe dicha tecnología pero que no se ha extendido a empresas de segunda línea, en parte por problemas de escala.

La posibilidad de desarrollar un emprendimiento de cogeneración en la refinería de ANCAP aparece como un proyecto muy interesante.

### **Disponibilidad de desechos provenientes de agroindustrias y eliminación del problema ambiental**

Debido al sesgo agroindustrial uruguayo, el país dispone de una gran cantidad de residuos provenientes de dichos sectores que son ideales para la cogeneración a partir de la combustión de dicha biomasa. Entre los ejemplos más significativos se encuentran los residuos de la actividad forestal (tanto en los bosques como en los aserraderos), la cáscara de arroz producida en los molinos, el bagazo de caña, y la generación del licor negro en la producción de celulosa.

La disponibilidad de dichos residuos combinada con los requerimientos de energía térmica de algunos sectores agroindustriales, hacen de la cogeneración una opción ideal.

La combustión de dichos deshechos para la generación de energía térmica y eléctrica, solucionaría además el problema ambiental que dichos residuos generan.

Posibilidad de generar como autoproducer y asegurar suministro de energía con disminución de costos energéticos

La posibilidad de generar energía eléctrica para consumo propio establecida por el marco regulatorio uruguayo y de volcar los excedentes al Sistema Interconectado Nacional, hacen que las empresas que decidan emprender proyectos de cogeneración eliminen la incertidumbre en cuanto a la disponibilidad de dicho recurso para sus procesos productivos y aseguren uno de los recursos estratégicos necesarios para producir.

Por otra parte se, se pueden disminuir los costos energéticos logrando algo todavía más importante, que es eliminar la incertidumbre asociada a dichos costos, factor determinante para la competitividad de las empresas.

Disponibilidad de proyectos con VAN positivos que contribuyen a impulsar la competitividad de las organizaciones

Tal como hemos mencionado, bajo determinadas circunstancias, la cogeneración se puede convertir en una opción de inversión interesante con tasas de retorno atractivas, tomando en cuenta las diferencias en las rentabilidades asociadas a proyectos de biomasa o gas natural de acuerdo a lo presentado en los capítulos 9 y 10.

Reducción de impacto ambiental e impacto sobre opinión pública

Por último debemos tener en cuenta el impacto ambiental positivo asociado a los proyectos de cogeneración y a los beneficios que puede traer a la empresa el hecho de ser asociada por la opinión pública a proyectos ambientalmente amigables.

## **Oportunidades**

### Existencia marco regulatorio apropiado

De acuerdo a lo presentado en el capítulo cinco, una oportunidad para los proyectos de cogeneración en Uruguay, es la existencia de un marco regulatorio apropiado, que contempla a los generadores de energía eléctrica privado y su relación con los demás agentes del mercado.

Este marco regulatorio contempla tanto a los generadores privados que venden su energía a través de contratos a término, como a los que participan en el mercado mayorista interviniendo en el mercado spot. Además establece un conjunto de reglas que regulan la relación de dichos generadores con el agente transmisor y distribuidor de energía (UTE).

### Posible aumento del precio del petróleo y de los costos de generación para el país

La probabilidad cierta de que los costos del barril de petróleo continúen su tendencia histórica al alza, y el hecho de que los costos de generación de parte del parque generador del Uruguay siga atado a dicha variable, hacen que la posibilidad de instalar un proyecto de cogeneración pueda ser cada vez más atractivo desde el punto de vista de la rentabilidad.

En dicho escenario mencionado, los costos marginales de generación que determinan el precio spot, podrían seguir una tendencia al alza, mientras que parece razonable que UTE comience a validar precios más elevados para los contratos de suministro de energía que firme con agentes privados.

### Aumento de la demanda de energía eléctrica

Vinculado a la oportunidad mencionada anteriormente, esta también la posibilidad cierta de que la demanda eléctrica siga aumentando. Desde el año 2004 en adelante, la demanda ha venido aumentando, con una proyección para el año 2010 de un crecimiento del 3,5% anual (5).

---

(5) Artículo publicado el 5/01/2010 en el periódico el país “Demanda eléctrica crecerá 3,5% y UTE gastará US\$ 570: en generación”

Esta tendencia, y la necesidad de que se deba recurrir a fuentes de generación más caras, también pueden significar un aumento del precio spot promedio, y precios más elevados para los contratos de suministro de energía que firme UTE con agentes privados.

#### Decisión del estado de diversificar la matriz energética, licitar cupos par generación con energías renovables y apoyar la cogeneración

Durante los últimos años Uruguay ha recorrido un camino hacia la diversificación de la matriz energética, haciendo especial énfasis en la incorporación de energías renovables. Este camino ha sido liderado por el Estado, que ha adjudicado licitaciones de energías renovables y ha reglamentado y empezado a aplicar el marco regulatorio establecido por la ley 16.832 de 1997.

La promoción de la cogeneración industrial ha sido plasmada específicamente como una de las líneas de acción determinadas por el MIEM para alcanzar los objetivos estratégicos en materia energética.

A pesar de estos comentarios, no se ha decidido subsidiar las actividades de cogeneración como si se ha realizado en los países europeos.

#### Beneficios tributarios

El estado uruguayo otorga ciertos beneficios tributarios a los inversores en general y en particular a los generadores de energía con beneficios especiales.

Por un la normativa general del régimen de promoción de inversiones, los proyectos de inversión promovidos por el Poder Ejecutivo podrán computar como parte del pago del Impuesto a la Renta (IRAE) entre el 51 y 100% del monto invertido. El porcentaje es determinado tomando en cuenta diversos factores entre los que se incluye la utilización de tecnologías limpias.

Además dicha normativa exonera de Impuesto al Patrimonio y de pago de IVA relativo a la importación de los equipos involucrados.

En el año 2009, el decreto 354/009, además estableció un régimen de incentivos tributarios específico para los proyectos de generación en base a energías renovables, que establece

la exoneración de IRAE para los proyectos que vendan energía en el mercado de contratos a términos.

Posibilidad de acceder a Certificados de Reducción de Emisiones asociados a Mecanismo de Desarrollo Limpio

Los proyectos de cogeneración reducen las emisiones de gases de efecto invernadero, por lo que tienen la posibilidad de acceder a Certificados de Reducción de Emisiones, que significan un beneficio económico importante.

Generación hidroeléctrica limitada

El hecho de que no exista la posibilidad de aumentar la cantidad de unidades de represas para la generación hidroeléctrica, sin incurrir en inversiones cuantiosas, hace que existe un límite a las cantidades de energía que pueda ser producido a costo marginal cero.

Esto hace que se requiera buscar otras fuentes de generación de energía alternativas, con costos más elevados pero menores a los de las centrales térmicas.

Posibilidad de agregar valor nacional

Los emprendimientos de cogeneración, sobre todo los vinculados con biomasa, tienen la posibilidad de incorporar valor agregado nacional, mediante la utilización de equipos como calderas, intercambiadores y circuitos de vapor fabricados por firmas locales.

Para generación térmica o eólica, este componente no es posible por razones de escala o tecnológicas y los componentes o equipos deben ser importados en su totalidad.

Disponibilidad de financiamiento

La última oportunidad para la implementación de proyectos de cogeneración que ha sido identificada, es la creciente voluntad de las instituciones financieras de la plaza local para otorgar financiamiento para llevar a cabo este tipo de proyectos.

El BROU aparece como la institución más dispuesta a apoyar este tipo de proyectos, habiendo recibido para la licitación de financiamiento de proyectos de inversión realizada

en 2010, más de 112 millones de USD de solicitudes de financiamiento para energías renovables (6).

## **Debilidades**

### Bajas tasas de inversión

Las bajas tasas de inversión en relación a la media mundial que presenta el sector industrial uruguayo históricamente, aparecen como uno de las debilidades más importantes para la implementación de proyectos de cogeneración. Inversiones en el entorno de 1.000.000 – 1.500.000 US\$ por MWh instalado requieren decisiones de inversión muy relevantes.

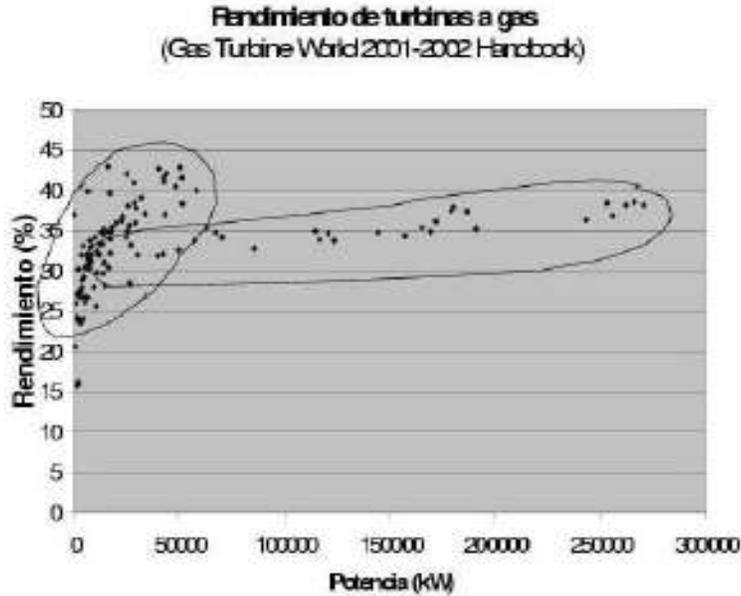
### Economías de escala

Otra de las debilidades que presenta el sector industrial uruguayo es su dimensión y la no posibilidad de aprovechar las economías de escala que se presentan en los proyectos de cogeneración.

Esta problemática, es especialmente relevante para los sistemas de cogeneración con biomasa, pues el rendimiento de las turbinas que generan energía eléctrica muestra una mayor eficiencia a mayores dimensiones.

---

(6) “Récord de proyectos piden plata al BROU”, Diario El País, 04/03/2010



Cuadro extraído de “Generación distribuida en el Uruguay: Evaluación de fortalezas, oportunidades y tratamiento regulatorio” (Casaravilla et al).

Dedicarse a una actividad desconocida, poca experiencia

Otra de las debilidades que presenta el sector industrial uruguayo respecto a la instalación de proyectos de cogeneración eléctrica es el desconocimiento de los beneficios técnico-económicos asociados.

A lo largo de la historia del país, la generación eléctrica ha estado exclusivamente a cargo del estado, por lo que los agentes privados locales no tienen experiencia en este tipo de proyectos.

### **Amenazas**

#### Volatilidad hidroeléctrica

La configuración actual de la matriz energética se apoya mayoritariamente en la generación hidroeléctrica, siendo este factor una amenaza para los generadores que decidan vender la energía en el mercado spot.

La dificultad a la hora de prever la capacidad de generación hidroeléctrica (correlacionada directamente con las lluvias) y por tanto la incertidumbre en cuanto al precio spot de venta, presentan un factor de riesgo para cualquier proyecto.

Para el caso de la venta mediante contratos a término, esta incertidumbre no existe.

#### Vacíos normativos en la regulación

A pesar de que el marco regulatorio uruguayo ha sido destacado como una oportunidad a la hora de tomar una decisión de inversión en un proyecto de cogeneración, todavía existen algunos vacíos en su reglamentación que incorporan un componente de incertidumbre al análisis.

El más relevante es la no fijación de los peajes aplicables para las posibles transacciones entre privados o para negocios de exportación. Estos peajes son los que deben pagar los privados a UTE por la utilización de sus líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

#### Tope al precio spot

El precio spot esta topeado en 250 USD por MWh.

Esta limitación, puede significar un incentivo negativo a posibles inversores, y más considerando que dicha limitación de precio es aplicada solo para los generadores locales, viviéndose situaciones en las que se ha importado energía de países vecinos a precio mayores a 300 USD por MWh, remunerando a la energía importada de forma diferencial.

#### Disponibilidad de gas

La incertidumbre en cuanto a la disponibilidad de gas natural, presenta un factor más de incertidumbre a la hora de evaluar un proyecto de cogeneración a gas natural.

Como ya hemos mencionado, esta amenaza podría verse superada en caso de llevarse a cabo el proyecto de instalación de una planta regasificadora en el país, eliminándose la dependencia de Argentina y la incertidumbre en cuanto a la disponibilidad de dicho insumo energético. Además de esta forma se podría acotar la incertidumbre en cuanto al precio del gas natural, limitándose sus variaciones a factores de oferta y demanda mundial.

Poder de negociación limitado con transmisor y distribuidor (UTE)

A pesar de que el marco regulatorio vigente contempla la posibilidad de que existan transacciones de energía entre agentes privados y exportación de energía, esta posibilidad todavía no se ha materializado, en parte por la no fijación de los peajes para la utilización de las líneas de UTE. UTE aparece como el único comprador de la energía producida, y como el agente que monopoliza las funciones de transmisión y distribución, además de ser un organismo estatal, por lo que se encuentra en una posición totalmente dominante.

	<i>AMBIENTE INTERNO</i>	<i>AMBIENTE EXTERNO</i>
+	<p style="text-align: center;"><b>Strengths</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Industrias que requieren ener. térmica</li> <li><input type="checkbox"/> Disp. de desechos de agroindustrias</li> <li><input type="checkbox"/> Asegurar suministro de energía con disminución de costos energéticos</li> <li><input type="checkbox"/> Disponibilidad de proy. con VAN positivos</li> <li><input type="checkbox"/> Reducción de impacto ambiental e impacto sobre opinión pública</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><b>Opportunities</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Marco regulatorio apropiado</li> <li><input type="checkbox"/> Posible aumento del precio del petróleo y de los costos de generación para el país</li> <li><input type="checkbox"/> Aumento de la demanda de energía eléctrica</li> <li><input type="checkbox"/> Apoyo estatal a este tipo de proyectos</li> <li><input type="checkbox"/> Beneficios tributarios</li> <li><input type="checkbox"/> CERs asociados a MDL</li> <li><input type="checkbox"/> Generación hidroeléctrica limitada</li> <li><input type="checkbox"/> Posibilidad de agregar valor nacional</li> <li><input type="checkbox"/> Disponibilidad de financiamiento</li> </ul>
-	<p style="text-align: center;"><b>Weaknesses</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Bajas tasas de inversión</li> <li><input type="checkbox"/> Economías de escala</li> <li><input type="checkbox"/> Actividad desconocida, poca experiencia</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><b>Threats</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Volatilidad hidroeléctrica</li> <li><input type="checkbox"/> Vacíos normativos</li> <li><input type="checkbox"/> Tope al precio spot</li> <li><input type="checkbox"/> Disponibilidad de gas</li> <li><input type="checkbox"/> Poder de neg. limitado con (UTE)</li> </ul>

De acuerdo al análisis que surge de la matriz FODA elaborada, podemos identificar dos situaciones bien diferenciadas en cuanto a las posibilidades de cogeneración en el sector industrial uruguayo.

Por un lado, podemos identificar una predominancia de fortalezas y oportunidades en relación a la cogeneración en base a la combustión de biomasa.

Las fortalezas radican en la configuración agroindustrial del sector, en la disponibilidad de residuos para su utilización como insumos y en los requerimientos térmicos de los procesos industriales. Por otra parte estos proyectos de cogeneración tienen rentabilidades más atractivas y con menor riesgo que los proyectos de cogeneración en base a gas natural.

En cuanto a las oportunidades podemos separarlas en dos grandes grupos. Por un lado están las oportunidades referidas al marco regulatorio vigente en nuestro país, y por otro aquellas que se desprenden de la configuración del sector eléctrico uruguayo, tanto en el aspecto de la oferta como de la demanda de energía eléctrica. Las oportunidades vinculadas al marco regulatorio son las condiciones establecidas por la Ley 16.832 de 1997 y los beneficios tributarios otorgados por el Estado Uruguayo.

A partir del análisis surge también la posibilidad de aprovechar la tendencia al alza de la demanda de energía eléctrica y de sus costos de generación.

Otro escenario diferente es el que surge para el caso de la cogeneración a partir de gas natural, ya que en este predominan las mismas oportunidades que para el caso anterior, pero sin las fortalezas asociadas a la disponibilidad de residuos agroindustriales y de rentabilidades atractivas. Además se incorpora la incertidumbre vinculada a la disponibilidad de gas natural, elemento que podría ser eliminado en caso de ser instalada una planta regasificadora en el país.

## PÁGINAS WEB CONSULTADAS

[www.adme.com.uy](http://www.adme.com.uy)  
[www.biomassmagazine.com](http://www.biomassmagazine.com)  
[www.carbosur.com.uy](http://www.carbosur.com.uy)  
[www.cepsa.com](http://www.cepsa.com)  
[www.circuloastronomico.com](http://www.circuloastronomico.com)  
[www.cogen.mit.edu](http://www.cogen.mit.edu)  
[www.cogenspain.org](http://www.cogenspain.org)  
[www.congresoselis.com.uy](http://www.congresoselis.com.uy)  
[www.consumer.es](http://www.consumer.es)  
[www.cronicas.com.uy](http://www.cronicas.com.uy)  
[www.deres.org.uy](http://www.deres.org.uy)  
[www.diariovasco.com](http://www.diariovasco.com)  
[www.diariovasco.com](http://www.diariovasco.com)  
[www.dncu.gub.uy](http://www.dncu.gub.uy)  
[www.dnetn.gub.uy](http://www.dnetn.gub.uy)  
[www.ecee.org](http://www.ecee.org)  
[www.eficienciaenergetica.gub.uy](http://www.eficienciaenergetica.gub.uy)  
[www.eindustria.com](http://www.eindustria.com)  
[www.elfinanciero.com.mx](http://www.elfinanciero.com.mx)  
[www.elpais.com.uy](http://www.elpais.com.uy)  
[www.e-nergias.com](http://www.e-nergias.com)  
[www.espectador.com](http://www.espectador.com)  
[www.europa.eu](http://www.europa.eu)  
[www.europress.es](http://www.europress.es)  
[www.fao.org](http://www.fao.org)  
[www.fing.edu.uy](http://www.fing.edu.uy)  
[www.forestalweb.com](http://www.forestalweb.com)  
[www.guiadeprensa.com](http://www.guiadeprensa.com)  
[www.idae.es](http://www.idae.es)  
[www.interempresas.net](http://www.interempresas.net)  
[www.ipcc.com](http://www.ipcc.com)  
[www.lusine.com.ar](http://www.lusine.com.ar)  
[www.mbaa.com](http://www.mbaa.com)

[www.miem.gub.uy](http://www.miem.gub.uy)

[www.periovista.com.ar](http://www.periovista.com.ar)

[www.portalplanetasedna.com.ar](http://www.portalplanetasedna.com.ar)

[www.quiminet.com](http://www.quiminet.com)

[www.seisa.com.mx](http://www.seisa.com.mx)

[www.ute.com.uy](http://www.ute.com.uy)

[www.uy.kalipedia.com](http://www.uy.kalipedia.com)

[www.wikipedia.com](http://www.wikipedia.com)

## **BIBLIOGRAFÍA**

Atlas Mundial del Medioambiente\_ “Preservación de la Naturaleza”

Cabeza, Solé, Roca, Nogués\_ “ENERGY BALANCE OF THE TANNERY BEAMHOUSE IN EUROPE”, University of Lleida

CPA Ferrere\_ “Análisis tributario”

Diario El País (Suplemento economía y mercado)\_ Entrevista al ing. José Luis Pou “Será necesario destrabar los frenos al potencial desarrollo del sector privado” (Octubre 2009)

DNETN\_ “Generación de Energía Eléctrica a partir de Biomasa en Uruguay” (octubre 2006)  
Gutterres, Schneider, Vielmo, Marcilio, Danieli, Conceicao\_ “Empleo de gas natural en curtiembres para el suministro de demandas energéticas a partir del sistema de cogeneración”

Ibarburu, Ruchansky\_ “Alternativas en la implementación del mercado mayorista en el marco regulatorio del sector eléctrico uruguayo.”

Ibarburu\_ “Regulación en los mercados eléctricos competitivos”, Documento Nro.08, Diciembre 2001, Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de la República.

Ing. Fernández Montiel\_ “Cogeneración; opciones tecnológicas en la industria petrolera”  
Instituto para la diversificación y ahorro de la energía\_ “Biomasa; producción eléctrica y cogeneración”

Joubanoba, Ariel\_ “ALTERNATIVAS PARA LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA - R. O. DEL URUGUAY”

Ley N° 16.832\_ ACTUALIZACION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL Y CREACION DE LA UNIDAD REGULADORA DE LA ENERGIA ELECTRICA – UREE

Madlener y Wickart (CEPE) “The Economics of Cogeneration Technology Adoption and Diffusion: A Deterministic Model”

McKinsey & Company\_ “Pathways to a low-Carbon Economy”

MIEM-DNETN\_ “Análisis sobre la demanda y oferta de electricidad en el sistema eléctrico uruguayo” (Marzo 2008)

Plan Estratégico Nacional en Ciencia Tecnología e Innovación, “Informe final de la consultoría sobre Energía” Febrero 2008

Presentación utilizada en el Curso\_ "Introducción al Sector Eléctrico Competitivo", Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, Uruguay

Ruchansky Beno y Bouille Daniel\_ “Los sistemas Eléctricos de Argentina y Uruguay: dos senderos diferentes en la búsqueda de sustentabilidad”

Uchôa, Campitelli, Mashiba, Rocha, Ramos\_ “ANÁLISE DA UTILIZAÇÃO DE GÁS NATURAL PARA COGERAÇÃO DE ENERGIA EM UMA USINA DE AÇÚCAR E ÁLCOOL”, UNESP – Departamento de Engenharia Mecânica

Weyerhaeuser Productos S.A.\_ “Proyecto de Cogeneración de Energía a partir de subproductos de madera con conexión a la red” (septiembre 2009)

XDT Ingeniería Presentación utilizada en audiencia pública Proyecto MDL Zenda, 24 de Octubre 2006

Zeballos, Vignolo, Piria Presentaciones utilizadas en el curso\_ “Introducción al sector eléctrico competitivo”, Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, Uruguay

Zeballos, Vignolo, Presentación utilizada en el Curso\_ "Introducción a la regulación del Sector eléctrico”, Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, Uruguay.

## GLOSARIO

ADME\_ Administración del Mercado Eléctrico

bar\_ Unidad de presión equivalente a un millón de barias

CERs\_ Certified Emisión Reductions

CFE\_ Comisión Federal Eléctrica

CMNUCC\_ Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

CO<sub>2</sub>\_ Dióxido de Carbono

CTM\_ Comisión Técnica Mixta

DNE\_ Dirección Nacional de Energía

DNETN\_ Dirección Nacional de Energía y tecnología Nuclear

FODA\_ Fortalezas, Oportunidades, Debilidades, Amenazas

GEI\_ Gases Efecto Invernadero

GWh\_ Giga Watt hora

IRAE\_ Impuesto a la renta de Actividades Económicas

IVA\_ Impuesto al Valor Agregado

Kcal/h\_ Kilo Calorías por hora

M<sup>3</sup>\_ Metros Cúbicos

MDL\_ Mecanismo de Desarrollo Limpio

MIEM\_ Ministerio

MW\_ Mega Watts

N<sub>2</sub>O\_ Óxido Nitroso

NH<sub>4</sub>\_ Gas Metano

NOX\_ Óxido de Nitrógeno

OPP\_ Oficina de Planeación y Presupuesto

TIR\_ Tasa Interna de Retorno

VAN\_ Valor Actual Neto

TON\_ Toneladas

UE\_ Unión Europea

URSEA\_ Unidad Reguladora de servicios de Energía y Agua

USD\_ Dólares americanos

UTE\_ Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas

## **ANEXO 1: Caractéristiques techniques du cogénérateur utilisé par Zenda**

### **GROUPE ELECTROGENE MWM 3200KW**

#### **CARACTERISTIQUES DU MOTEUR**

##### **MOTEUR MWM TBG632**

Fabricant :	DEUTZ
N° :	698 885 501 56
Cycle :	4 temps
Vitesse :	1000 trs/mn
Alésage :	260 mm
Course :	320 mm
Cylindrée :	255 L
Nombre de cylindre :	16
Disposition des cylindres :	en V
<b>PERFORMANCES NOMINALES CONSTRUCTEUR</b>	
Puissance mécanique	3439 KWm
Consommation gaz naturel PCI	8936 KW
<b>CARACTERISTIQUES GAZ NATUREL EXPLOITATION</b>	
PCI gaz naturel	9,9 KWh/Nm <sup>3</sup>
Indice de méthane	> 70
Pression gaz naturel	0,2 bar
<b>PERFORMANCES ELECTRIQUES EXPLOITATION</b>	
Rendement alternateur à cos phi 0,93	96,2% - 3308
Cos phi de calcul	0,93
Puissance électrique auxiliaires moteur	30 KW
Rendement transfo élévateur	98,3%
Puissance électrique nette jeu de barre HTA	3222KWe

##### **GROUPE ELECTROGENE**

Le moteur gaz et le générateur sont couplés de façon flexible, ils sont montés sur un châssis en acier équipé d'un vilebrequin pneumatique et d'amortisseurs de vibrations pour le groupe électrogène monté sur les fondations du site.

Les parties à rotation sont montées avec des carters de protection.

Câblage complet du groupe électrogène aux boîtiers terminaux.

Le groupe électrogène assemblé est peint.

Les dimensions complètes du groupes électrogènes sont approximativement :

L x l x H : 9000 x 2500 x 3600 mm

Poids approximatif : 48 tonnes.

##### **MOTEUR**

Moteur gaz à refroidissement à eau, allumage par bougie de grande performance. Rotation conforme à DIN 6265, rotation dans le sens inverse des aiguilles d'une montre (voir le volant de commande) avec un volant d'une conception spéciale et une protection au volant.

Le vilebrequin est fait d'un faible alliage d'acier traité à chaud, avec des contre poids soudés dessus et suspendus dans le carter avec 9 roulements à tourillons.

Les pistons en acier léger forgé, refroidis par huile pour le contrôle de l'huile, avec 3 bagues pour la compression et une bague d'éjection à huile pour le contrôle de l'huile. La bague de compression la plus élevée est montée dans un support de bagues pour un équipement sûr.

Unité complète composée d'une tête de cylindre, capotage intermédiaire, gaine protectrice de cylindre avec un assemblage de tiges de connexion au piston et les segments supplémentaires nécessaires pour les systèmes de refroidissement et d'huile. Avec des lignes de cylindre humide fabriqués avec de la fonte centrifuge anti-usure.

Chaque cylindre est équipé d'une tête de cylindre unique. Chaque tête de cylindre multi-valves est équipée de deux valves entrée et deux valves sortie qui se mettent en marche au dessus de l'arbre à cames, came à rouleau, amortisseurs, valve à soulèvement. Les valves d'échappement sont en supplément du refroidissement à eau. Des bagues sont fournies en tant que joints entre le mécanisme de la valve et le canal d'entrée et de sortie. La plaque de la chambre à combustion se caractérise par des trous de sonde de refroidissement pour permettre le transfert rapide de la chaleur de combustion au refroidisseur.

Le moteur est équipé d'une bougie de démarrage par cylindre avec contrôle par micro processeur ; allumage par bougie haute tension avec une distribution à basse tension sans partie mobile, sans usure. Des aimants équipés installés sur le volant de commande sont analysés par des pick-up électroniques et permettent le démarrage de l'ordinateur pour donner l'angle précis.

La phase de process correct pour le démarrage des bougies en mode 4 temps est sélectionnée par un pick-up supplémentaire sur l'arbre à came. Le chronométrage du démarrage et la distribution contrôlée par micro processeur sur les bougies d'allumage. Des bougies d'allumage longue durée conçues spécialement pour les moteurs industriels.

Le chronométrage du démarrage peut être ajusté individuellement par cylindre durant le fonctionnement. Cette fonction est contrôlée par le système TEM DEUTZ MWM anti-choc.

Le moteur démarre avec un démarreur à compression d'air. Le démarreur à pression d'air avec valve solénoïde 24VC.

Réducteur de pression avec filtre et bouchon à eau.

Bouteille de pression d'air 2000L/30 bars.

Compresseur d'air.

Le gaz est fourni à la pression 0 au mélangeur multi-gaz de DEUTZ MWM. Le gaz est dosé par l'ajustement de l'ouverture électrique du gaz dans le mélangeur air-gaz venturi par le système TEM.

La température de l'air de combustion est régulée par un préchauffeur d'air monté sur le moteur. L'entrée d'air est équipée d'un filtre à air avec indicateur de pression. Le système de fourniture de gaz comprend l'unité de contrôle du gaz avec un régulateur pression 0 spécialement conçu. Cela évite la pré-compression du gaz.

L'air et le gaz combustible sont mélangés de façon homogène par deux mélangeurs venturi air-gaz électriques avec une valve de mesure très précise du flux de gaz pour un facteur d'air à dépassement optimal. La configuration du système résulte en un ratio Lambda optimisé même s'il y a de grands changements dans le mélange. La qualité du mélange est régulée par une valve à clapet.

Les deux turbocompresseurs de haute performance fonctionnent avec les gaz d'échappement.

Le moteur est équipé d'un circuit de refroidissement haute température pour l'eau de refroidissement des chemises, d'un circuit supplémentaire basse température pour le refroidisseur du second mélange. Les entrées et sorties d'air sont équipées de compensateurs flexibles.

L'unité de préchauffage électrique comprend une pompe de circulation pour des conditions de démarrage optimales à n'importe quel moment.

Le système d'huile de lubrification est contrôlé et surveillé complètement par le système TEM de DEUTZ. La pompe électrique de prélubrification permet à la pression d'huile d'augmenter avant que le moteur démarre.

Le système de lubrification fonctionne avec une pompe à huile munie d'un mécanisme avec une force d'alimentation de haute performance ; le groupe est équipé de 4 filtres à huile spéciaux.

Le système de refroidissement de l'huile de lubrification est équipé d'un échangeur de chaleur pour le transfert de la chaleur au circuit de refroidissement du moteur. Le moteur a un carter équipé d'un système de ventilation avec soufflerie.

L'énergie gaz d'échappement à haute température est véhiculée dans le moteur à travers les collecteurs spécialement conçus pour les échappement secs avec des brides de connexion.

#### EVOLUTION SYSTEME DE GESTION DU MOTEUR (TEM EVOLUTION)

Le TEM de DEUTZ MWM signifie le contrôle et la supervision en une unité électronique pour toutes les fonctions importantes du moteur gaz, des équipements auxiliaires du moteur et du bobinage de l'alternateur et de la supervision de la température des roulements.

Le système TEM utilise un contrôle combiné de la combustion breveté par DEUTZ MWM. Un des facteurs sur lequel le concept de contrôle est basé est la mesure de la température de la chambre de combustion via des détecteurs NiCrNi dans chaque chambre à combustion.

Le contrôle intégré de la combustion compare l'intensité de la combustion avec les fonctions données et ajuste la combustion gaz-air pour atteindre un ratio optimum permettant une consommation minimum avec un maximum de sécurité.

Au système TEM sont intégrées les fonctions suivantes :

Contrôle de la combustion du moteur gaz

Procédures de marche et d'arrêt manuelle et automatique

Deux tentatives de démarrage dans le cas de panne de démarrage

Avertissement et arrêt dans le cas de mauvais fonctionnement

Régulation du mélange adaptée pour minimiser à la fois la consommation et les substances d'échappement dangereuses

Contrôle individuel du démarrage pour chaque système de cylindre

Contrôle digital de la vitesse intégrée

Contrôle des températures d'eau, de combustion et d'huile et tous les paramètres importants et leurs niveaux respectifs

Autocontrôle des unités électroniques et preuves par des valeurs de vérification plausibles

Contrôle des mécanismes auxiliaires, circuit d'eau de refroidissement, pré et post lubrification et changement de l'huile de lubrification

Stockage des valeurs mesurées des données historiques chaque seconde des 6 dernières minutes et toutes les 6 minutes pour les 40 dernières heures pour vérification et diagnostic

Transmission par signal à partir des détecteurs du groupe électrogène à l'armoire de contrôle TEM via les connecteurs montés sur le moteur

Enregistrement des défauts avec la date et l'heure pour une analyse exacte du fonctionnement Régulation anti choc.

#### **CARACTERISTIQUES DE L'ALTERNATEUR**

Fabricant :	LEROY SOMMER
Type :	LSA 56 UL 85
Puissance nominale :	4 400KVA
Puissance active :	3 535 KW Cos phi=1
Vitesse :	1 000 tr/mn
Tension :	5,5 KV
Fréquence :	50 Hz
Type de construction :	B20

Suppression des interférences radio :	Non
Classe d'isolation :	F
Type de protection :	IP 23
Température ambiante :	max. 40°
Tension :	+/- 5%
Constance de la tension statique :	+/- 1%

### **SYSTEME D'ENTREE DE GAZ**

L'unité de contrôle de gaz incluant les appareillages de sécurité et de contrôle nécessaires pour un fonctionnement optimal et sûr du moteur est dans un système compact composé de :

- 1 soupape à flotteur pour arrêter le gaz
- 1 filtre à gaz
- 1 interrupteur de mini pression
- 1 régulateur de pression
- 1 jauge de pression avec un bouton poussoir pour la pression du gaz
- 1 compteur de volumes de gaz à turbine SCHLUMBERGER type FLUXI 2000
- 1 convertisseur électronique de volumes de gaz SCHLUMBERGER type MINICOR 110/210

### **SYSTEME DE REFROIDISSEMENT DE SECOURS DES CIRCUITS HAUTE ET BASSE TEMPERATURE**

#### **CIRCUIT HAUTE TEMPERATURE**

Aéroréfrigérant CIAT désignation :	ENCOMB. 9103 HI 162C/1P – BG 1240Q
Puissance nominale	1760 Kw
Longueur hors tous	7780 mm
Largeur hors tous	2400 mm
Masse vide d'eau	1738 Kg
Nombre de ventilateurs	10

#### **CIRCUIT BASSE TEMPERATURE**

Aéroréfrigérant CIAT désignation :	ENCOMB. 9K44 HI 108C/2P – BG 1240Q
Puissance nominale	200 KW
Longueur hors tous	3227 mm
Largeur hors tous	2400 mm
Masse vide d'eau	725 Kg
Nombre de ventilateurs	4

#### **CIRCUIT D'ECHAPPEMENT**

Silencieux DN 800 équipé d'une pastille catalytique	
Longueur hors tous	5700 mm
Diamètre hors tous	1400 mm
Masse	2500 Kg
1 cheminée multiconduit autostable CMM BEIRENS	
Hauteur	15000 mm
Diamètre	1850 mm
Masse	7116 Kg

1 conduit de fumées inox 316L de diamètre 800  
2 conduits de fumées inox 316L de diamètre 550

## **COGENERATION**

### **PRODUCTION D'EAU CHAUDE PROCESS**

#### **CIRCUIT BASSE TEMPERATURE**

Echangeur à plaques sur le circuit BT du moteur, régulation par vannes motorisées pilotées par le TEM, pompe de circulation.

##### Echangeur :

Marque : CIAT

Type : PWA 18 1/1

N° de série : 49901331 AA

Puissance : 200 KW

Circuit primaire : eau moteur

Débit : 60 m<sup>3</sup>/h

T° entrée : 43°

T° sortie : 40°

Circuit secondaire : eau process

Débit : de 15 à 25 m<sup>3</sup>/h

T° entrée : de 5° à 15°

T° sortie : 16°

##### Pompe de circulation :

Marque : GRUNFOS

Type : LP 100-200/183 AFA BUUE

#### **CIRCUIT HAUTE TEMPERATURE**

Echangeur à plaques sur le circuit HT du moteur, régulation par vannes motorisées pilotées par le TEM, pompe de circulation

##### Echangeur :

Marque : CIAT

Type : PWA 35 1/1

N° de série : 49901331 AG

Puissance : 1650 KW

Circuit primaire : eau moteur

Débit : 120 m<sup>3</sup>/h

T° entrée : 75°

T° sortie : 87°

Circuit secondaire : eau circuit intermédiaire

Débit : 45 m<sup>3</sup>/h

T° entrée : 40°

T° sortie : 82°

##### Pompe de circulation :

Marque : GRUNFOS

Type : LP 100-160/152 AFA BUUE

#### **CIRCUIT DE CHAUFFAGE USINE**

Echangeur à plaques sur le circuit HT du moteur, régulation par vannes motorisées pilotées par le TEM

##### Echangeur :



## Anexo 2: Flujos de Fondos realizados para el proyecto Zenda

### CASO BASE

AÑO	2007 0	2008 1	2009 2	2010 3	2011 4	2012 5	2013 6	2014 7	2015 8	2016 9	2017 10	2018 11	2019 12	2020 13	2021 14	2022 15
Venta energía UTE Certificados MDL		757,810	1,948,647	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000
<b>+ Ventas Incrementales</b>	<b>0</b>	<b>757,810</b>	<b>1,948,647</b>	<b>1,728,000</b>												
Inv.Inicial	-1,500,000															200,000
Valor residual maquinaria																
Costo gas		-611,723	-1,433,474	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000
Costos O&M		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costo lena y fuel oil sin cogen.		35,700	107,100	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000
Costo lena con cogen.		-20,825	-62,475	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500
Costos obtencion MDL																
Amort. deuda		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costos financieros		-63,000	-58,800	-54,600	-50,400	-46,200	-42,000	-37,800	-33,600	-29,400	-25,200	-21,000	-16,800	-12,600	-8,400	-4,200
<b>- Costos Incrementales</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-779,848</b>	<b>-1,567,649</b>	<b>-1,428,100</b>	<b>-1,423,900</b>	<b>-1,419,700</b>	<b>-1,415,500</b>	<b>-1,411,300</b>	<b>-1,407,100</b>	<b>-1,402,900</b>	<b>-1,398,700</b>	<b>-1,394,500</b>	<b>-1,390,300</b>	<b>-1,386,100</b>	<b>-1,381,900</b>	<b>-1,177,700</b>
<b>FF RESIDUAL</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-22,039</b>	<b>380,999</b>	<b>299,900</b>	<b>304,100</b>	<b>308,300</b>	<b>312,500</b>	<b>316,700</b>	<b>320,900</b>	<b>325,100</b>	<b>329,300</b>	<b>333,500</b>	<b>337,700</b>	<b>341,900</b>	<b>346,100</b>	<b>550,300</b>
RESULTADO PARA RENTA		23,086	396,374	317,400	321,600	325,800	330,000	334,200	338,400	342,600	346,800	351,000	355,200	359,400	363,600	367,800
Impuesto a la renta		-5,772	-99,093	-79,350	-80,400	-81,450	-82,500	-83,550	-84,600	-85,650	-86,700	-87,750	-88,800	-89,850	-90,900	-91,950
Exoneracion		5,772	99,093	45,135												
<b>TOTAL FF</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-22,039</b>	<b>380,999</b>	<b>265,685</b>	<b>223,700</b>	<b>226,850</b>	<b>230,000</b>	<b>233,150</b>	<b>236,300</b>	<b>239,450</b>	<b>242,600</b>	<b>245,750</b>	<b>248,900</b>	<b>252,050</b>	<b>255,200</b>	<b>458,350</b>

#### Cuadro de resultados

VAN	48,383
TIR	12.60%

**SENSIBILIDAD RESPECTO A DIAS DE GENERACION - 90 DIAS**

AÑO	2007 0	2008 1	2009 2	2010 3	2011 4	2012 5	2013 6	2014 7	2015 8	2016 9	2017 10	2018 11	2019 12	2020 13	2021 14	2022 15
Venta energía UTE Certificados MDL		757,810	1,948,647	1,296,000	1,296,000	1,296,000	1,296,000	1,296,000	1,296,000	1,296,000	1,296,000	1,296,000	1,296,000	1,296,000	1,296,000	1,296,000
<b>+ Ventas Incrementales</b>	<b>0</b>	<b>757,810</b>	<b>1,948,647</b>	<b>1,296,000</b>	<b>1,296,000</b>											
Inv.Inicial	-1,500,000															
Valor residual maquinaria																200,000
Costo gas		-611,723	-1,433,474	-972,000	-972,000	-972,000	-972,000	-972,000	-972,000	-972,000	-972,000	-972,000	-972,000	-972,000	-972,000	-972,000
Costos O&M		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costo lena y fuel oil sin cogen.		35,700	107,100	76,500	76,500	76,500	76,500	76,500	76,500	76,500	76,500	76,500	76,500	76,500	76,500	76,500
Costo lena con cogen.		-20,825	-62,475	-44,625	-44,625	-44,625	-44,625	-44,625	-44,625	-44,625	-44,625	-44,625	-44,625	-44,625	-44,625	-44,625
Costos obtencion MDL																
Amort. deuda		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costos financieros		-63,000	-58,800	-54,600	-50,400	-46,200	-42,000	-37,800	-33,600	-29,400	-25,200	-21,000	-16,800	-12,600	-8,400	-4,200
<b>- Costos Incrementales</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-779,848</b>	<b>-1,567,649</b>	<b>-1,114,725</b>	<b>-1,110,525</b>	<b>-1,106,325</b>	<b>-1,102,125</b>	<b>-1,097,925</b>	<b>-1,093,725</b>	<b>-1,089,525</b>	<b>-1,085,325</b>	<b>-1,081,125</b>	<b>-1,076,925</b>	<b>-1,072,725</b>	<b>-1,068,525</b>	<b>-864,325</b>
<b>FF RESIDUAL</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-22,039</b>	<b>380,999</b>	<b>181,275</b>	<b>185,475</b>	<b>189,675</b>	<b>193,875</b>	<b>198,075</b>	<b>202,275</b>	<b>206,475</b>	<b>210,675</b>	<b>214,875</b>	<b>219,075</b>	<b>223,275</b>	<b>227,475</b>	<b>431,675</b>
RESULTADO PARA RENTA		23,086	396,374	209,400	213,600	217,800	222,000	226,200	230,400	234,600	238,800	243,000	247,200	251,400	255,600	259,800
Impuesto a la renta		-5,772	-99,093	-52,350	-53,400	-54,450	-55,500	-56,550	-57,600	-58,650	-59,700	-60,750	-61,800	-62,850	-63,900	-64,950
Exoneracion		5,772	99,093	45,135												
<b>TOTAL FF</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-22,039</b>	<b>380,999</b>	<b>174,060</b>	<b>132,075</b>	<b>135,225</b>	<b>138,375</b>	<b>141,525</b>	<b>144,675</b>	<b>147,825</b>	<b>150,975</b>	<b>154,125</b>	<b>157,275</b>	<b>160,425</b>	<b>163,575</b>	<b>366,725</b>

**Cuadro de resultados**

<b>VAN</b>	<b>-370,540</b>
<b>TIR</b>	<b>6.79%</b>

**SENSIBILIDAD RESPECTO A DIAS DE GENERACION - 150 DIAS**

AÑO	2007 0	2008 1	2009 2	2010 3	2011 4	2012 5	2013 6	2014 7	2015 8	2016 9	2017 10	2018 11	2019 12	2020 13	2021 14	2022 15
Venta energía UTE Certificados MDL		757,810	1,948,647	2,160,000	2,160,000	2,160,000	2,160,000	2,160,000	2,160,000	2,160,000	2,160,000	2,160,000	2,160,000	2,160,000	2,160,000	2,160,000
<b>+ Ventas Incrementales</b>	<b>0</b>	<b>757,810</b>	<b>1,948,647</b>	<b>2,160,000</b>												
Inv.Inicial	-1,500,000															200,000
Valor residual maquinaria																
Costo gas		-611,723	-1,433,474	-1,620,000	-1,620,000	-1,620,000	-1,620,000	-1,620,000	-1,620,000	-1,620,000	-1,620,000	-1,620,000	-1,620,000	-1,620,000	-1,620,000	-1,620,000
Costos O&M		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costo lena y fuel oil sin cogen.		35,700	107,100	127,500	127,500	127,500	127,500	127,500	127,500	127,500	127,500	127,500	127,500	127,500	127,500	127,500
Costo lena con cogen.		-20,825	-62,475	-74,375	-74,375	-74,375	-74,375	-74,375	-74,375	-74,375	-74,375	-74,375	-74,375	-74,375	-74,375	-74,375
Costos obtencion MDL																
Amort. deuda		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costos financieros		-63,000	-58,800	-54,600	-50,400	-46,200	-42,000	-37,800	-33,600	-29,400	-25,200	-21,000	-16,800	-12,600	-8,400	-4,200
<b>- Costos Incrementales</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-779,848</b>	<b>-1,567,649</b>	<b>-1,741,475</b>	<b>-1,737,275</b>	<b>-1,733,075</b>	<b>-1,728,875</b>	<b>-1,724,675</b>	<b>-1,720,475</b>	<b>-1,716,275</b>	<b>-1,712,075</b>	<b>-1,707,875</b>	<b>-1,703,675</b>	<b>-1,699,475</b>	<b>-1,695,275</b>	<b>-1,491,075</b>
<b>FF RESIDUAL</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-22,039</b>	<b>380,999</b>	<b>418,525</b>	<b>422,725</b>	<b>426,925</b>	<b>431,125</b>	<b>435,325</b>	<b>439,525</b>	<b>443,725</b>	<b>447,925</b>	<b>452,125</b>	<b>456,325</b>	<b>460,525</b>	<b>464,725</b>	<b>668,925</b>
RESULTADO PARA RENTA		23,086	396,374	425,400	429,600	433,800	438,000	442,200	446,400	450,600	454,800	459,000	463,200	467,400	471,600	475,800
Impuesto a la renta		-5,772	-99,093	-106,350	-107,400	-108,450	-109,500	-110,550	-111,600	-112,650	-113,700	-114,750	-115,800	-116,850	-117,900	-118,950
Exoneracion		5,772	99,093	45,135												
<b>TOTAL FF</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-22,039</b>	<b>380,999</b>	<b>357,310</b>	<b>315,325</b>	<b>318,475</b>	<b>321,625</b>	<b>324,775</b>	<b>327,925</b>	<b>331,075</b>	<b>334,225</b>	<b>337,375</b>	<b>340,525</b>	<b>343,675</b>	<b>346,825</b>	<b>549,975</b>

**Cuadro de resultados**

<b>VAN</b>	<b>467,307</b>
<b>TIR</b>	<b>17.25%</b>

**SENSIBILIDAD RESPECTO A PRECIO SPOT - 180 USD MWh**

AÑO	2007 0	2008 1	2009 2	2010 3	2011 4	2012 5	2013 6	2014 7	2015 8	2016 9	2017 10	2018 11	2019 12	2020 13	2021 14	2022 15
Venta energía UTE Certificados MDL		757,810	1,948,647	1,555,200	1,555,200	1,555,200	1,555,200	1,555,200	1,555,200	1,555,200	1,555,200	1,555,200	1,555,200	1,555,200	1,555,200	1,555,200
<b>+ Ventas Incrementales</b>	<b>0</b>	<b>757,810</b>	<b>1,948,647</b>	<b>1,555,200</b>												
Inv.Inicial	-1,500,000															200,000
Valor residual maquinaria																
Costo gas		-611,723	-1,433,474	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000
Costos O&M		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costo lena y fuel oil sin cogen.		35,700	107,100	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000
Costo lena con cogen.		-20,825	-62,475	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500
Costos obtencion MDL																
Amort. deuda		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costos financieros		-63,000	-58,800	-54,600	-50,400	-46,200	-42,000	-37,800	-33,600	-29,400	-25,200	-21,000	-16,800	-12,600	-8,400	-4,200
<b>- Costos Incrementales</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-779,848</b>	<b>-1,567,649</b>	<b>-1,428,100</b>	<b>-1,423,900</b>	<b>-1,419,700</b>	<b>-1,415,500</b>	<b>-1,411,300</b>	<b>-1,407,100</b>	<b>-1,402,900</b>	<b>-1,398,700</b>	<b>-1,394,500</b>	<b>-1,390,300</b>	<b>-1,386,100</b>	<b>-1,381,900</b>	<b>-1,177,700</b>
<b>FF RESIDUAL</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-22,039</b>	<b>380,999</b>	<b>127,100</b>	<b>131,300</b>	<b>135,500</b>	<b>139,700</b>	<b>143,900</b>	<b>148,100</b>	<b>152,300</b>	<b>156,500</b>	<b>160,700</b>	<b>164,900</b>	<b>169,100</b>	<b>173,300</b>	<b>377,500</b>
RESULTADO PARA RENTA		23,086	396,374	144,600	148,800	153,000	157,200	161,400	165,600	169,800	174,000	178,200	182,400	186,600	190,800	195,000
Impuesto a la renta		-5,772	-99,093	-36,150	-37,200	-38,250	-39,300	-40,350	-41,400	-42,450	-43,500	-44,550	-45,600	-46,650	-47,700	-48,750
Exoneracion		5,772	99,093	36,150	8,985											
<b>TOTAL FF</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-22,039</b>	<b>380,999</b>	<b>127,100</b>	<b>103,085</b>	<b>97,250</b>	<b>100,400</b>	<b>103,550</b>	<b>106,700</b>	<b>109,850</b>	<b>113,000</b>	<b>116,150</b>	<b>119,300</b>	<b>122,450</b>	<b>125,600</b>	<b>328,750</b>

**Cuadro de resultados**

<b>VAN</b>	<b>-544,780</b>
<b>TIR</b>	<b>3.82%</b>

**SENSIBILIDAD RESPECTO A PRECIO SPOT - 220 USD MWh**

AÑO	2007 0	2008 1	2009 2	2010 3	2011 4	2012 5	2013 6	2014 7	2015 8	2016 9	2017 10	2018 11	2019 12	2020 13	2021 14	2022 15
Venta energía UTE Certificados MDL		757,810	1,948,647	1,900,800	1,900,800	1,900,800	1,900,800	1,900,800	1,900,800	1,900,800	1,900,800	1,900,800	1,900,800	1,900,800	1,900,800	1,900,800
<b>+ Ventas Incrementales</b>	<b>0</b>	<b>757,810</b>	<b>1,948,647</b>	<b>1,900,800</b>												
Inv.Inicial	-1,500,000															200,000
Valor residual maquinaria																
Costo gas		-611,723	-1,433,474	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000
Costos O&M		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costo lena y fuel oil sin cogen.		35,700	107,100	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000
Costo lena con cogen.		-20,825	-62,475	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500
Costos obtencion MDL																
Amort. deuda		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costos financieros		-63,000	-58,800	-54,600	-50,400	-46,200	-42,000	-37,800	-33,600	-29,400	-25,200	-21,000	-16,800	-12,600	-8,400	-4,200
<b>- Costos Incrementales</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-779,848</b>	<b>-1,567,649</b>	<b>-1,428,100</b>	<b>-1,423,900</b>	<b>-1,419,700</b>	<b>-1,415,500</b>	<b>-1,411,300</b>	<b>-1,407,100</b>	<b>-1,402,900</b>	<b>-1,398,700</b>	<b>-1,394,500</b>	<b>-1,390,300</b>	<b>-1,386,100</b>	<b>-1,381,900</b>	<b>-1,177,700</b>
<b>FF RESIDUAL</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-22,039</b>	<b>380,999</b>	<b>472,700</b>	<b>476,900</b>	<b>481,100</b>	<b>485,300</b>	<b>489,500</b>	<b>493,700</b>	<b>497,900</b>	<b>502,100</b>	<b>506,300</b>	<b>510,500</b>	<b>514,700</b>	<b>518,900</b>	<b>723,100</b>
RESULTADO PARA RENTA		23,086	396,374	490,200	494,400	498,600	502,800	507,000	511,200	515,400	519,600	523,800	528,000	532,200	536,400	540,600
Impuesto a la renta		-5,772	-99,093	-122,550	-123,600	-124,650	-125,700	-126,750	-127,800	-128,850	-129,900	-130,950	-132,000	-133,050	-134,100	-135,150
Exoneracion		5,772	99,093	45,135												
<b>TOTAL FF</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-22,039</b>	<b>380,999</b>	<b>395,285</b>	<b>353,300</b>	<b>356,450</b>	<b>359,600</b>	<b>362,750</b>	<b>365,900</b>	<b>369,050</b>	<b>372,200</b>	<b>375,350</b>	<b>378,500</b>	<b>381,650</b>	<b>384,800</b>	<b>587,950</b>

**Cuadro de resultados**

<b>VAN</b>	<b>640,935</b>
<b>TIR</b>	<b>18.96%</b>

**SENSIBILIDAD RESPECTO A PRECIO GAS - 0,51 US\$ / m³**

AÑO	2007 0	2008 1	2009 2	2010 3	2011 4	2012 5	2013 6	2014 7	2015 8	2016 9	2017 10	2018 11	2019 12	2020 13	2021 14	2022 15
Venta energía UTE Certificados MDL		757,810	1,948,647	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000
<b>+ Ventas Incrementales</b>	<b>0</b>	<b>757,810</b>	<b>1,948,647</b>	<b>1,728,000</b>												
Inv.Inicial	-1,500,000															200,000
Valor residual maquinaria																
Costo gas		-611,723	-1,433,474	-1,159,579	-1,159,579	-1,159,579	-1,159,579	-1,159,579	-1,159,579	-1,159,579	-1,159,579	-1,159,579	-1,159,579	-1,159,579	-1,159,579	-1,159,579
Costos O&M		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costo lena y fuel oil sin cogen.		35,700	107,100	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000
Costo lena con cogen.		-20,825	-62,475	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500
Costos obtencion MDL																
Amort. deuda		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costos financieros		-63,000	-58,800	-54,600	-50,400	-46,200	-42,000	-37,800	-33,600	-29,400	-25,200	-21,000	-16,800	-12,600	-8,400	-4,200
<b>- Costos Incrementales</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-779,848</b>	<b>-1,567,649</b>	<b>-1,291,679</b>	<b>-1,287,479</b>	<b>-1,283,279</b>	<b>-1,279,079</b>	<b>-1,274,879</b>	<b>-1,270,679</b>	<b>-1,266,479</b>	<b>-1,262,279</b>	<b>-1,258,079</b>	<b>-1,253,879</b>	<b>-1,249,679</b>	<b>-1,245,479</b>	<b>-1,041,279</b>
<b>FF RESIDUAL</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-22,039</b>	<b>380,999</b>	<b>436,321</b>	<b>440,521</b>	<b>444,721</b>	<b>448,921</b>	<b>453,121</b>	<b>457,321</b>	<b>461,521</b>	<b>465,721</b>	<b>469,921</b>	<b>474,121</b>	<b>478,321</b>	<b>482,521</b>	<b>686,721</b>
RESULTADO PARA RENTA		23,086	396,374	453,821	458,021	462,221	466,421	470,621	474,821	479,021	483,221	487,421	491,621	495,821	500,021	504,221
Impuesto a la renta		-5,772	-99,093	-113,455	-114,505	-115,555	-116,605	-117,655	-118,705	-119,755	-120,805	-121,855	-122,905	-123,955	-125,005	-126,055
Exoneracion		5,772	99,093	45,135												
<b>TOTAL FF</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-22,039</b>	<b>380,999</b>	<b>368,001</b>	<b>326,016</b>	<b>329,166</b>	<b>332,316</b>	<b>335,466</b>	<b>338,616</b>	<b>341,766</b>	<b>344,916</b>	<b>348,066</b>	<b>351,216</b>	<b>354,366</b>	<b>357,516</b>	<b>560,666</b>

**Cuadro de resultados**

<b>VAN</b>	<b>516,187</b>
<b>TIR</b>	<b>17.75%</b>

**SENSIBILIDAD RESPECTO A PRECIO GAS - 0,63 US\$ / m³**

AÑO	2007 0	2008 1	2009 2	2010 3	2011 4	2012 5	2013 6	2014 7	2015 8	2016 9	2017 10	2018 11	2019 12	2020 13	2021 14	2022 15
Venta energía UTE Certificados MDL		757,810	1,948,647	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000
<b>+ Ventas Incrementales</b>	<b>0</b>	<b>757,810</b>	<b>1,948,647</b>	<b>1,728,000</b>												
Inv.Inicial	-1,500,000															200,000
Valor residual maquinaria																
Costo gas		-611,723	-1,433,474	-1,432,421	-1,432,421	-1,432,421	-1,432,421	-1,432,421	-1,432,421	-1,432,421	-1,432,421	-1,432,421	-1,432,421	-1,432,421	-1,432,421	-1,432,421
Costos O&M		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costo lena y fuel oil sin cogen.		35,700	107,100	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000
Costo lena con cogen.		-20,825	-62,475	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500
Costos obtencion MDL																
Amort. deuda		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costos financieros		-63,000	-58,800	-54,600	-50,400	-46,200	-42,000	-37,800	-33,600	-29,400	-25,200	-21,000	-16,800	-12,600	-8,400	-4,200
<b>- Costos Incrementales</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-779,848</b>	<b>-1,567,649</b>	<b>-1,564,521</b>	<b>-1,560,321</b>	<b>-1,556,121</b>	<b>-1,551,921</b>	<b>-1,547,721</b>	<b>-1,543,521</b>	<b>-1,539,321</b>	<b>-1,535,121</b>	<b>-1,530,921</b>	<b>-1,526,721</b>	<b>-1,522,521</b>	<b>-1,518,321</b>	<b>-1,314,121</b>
<b>FF RESIDUAL</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-22,039</b>	<b>380,999</b>	<b>163,479</b>	<b>167,679</b>	<b>171,879</b>	<b>176,079</b>	<b>180,279</b>	<b>184,479</b>	<b>188,679</b>	<b>192,879</b>	<b>197,079</b>	<b>201,279</b>	<b>205,479</b>	<b>209,679</b>	<b>413,879</b>
<b>RESULTADO PARA RENTA</b>		23,086	396,374	180,979	185,179	189,379	193,579	197,779	201,979	206,179	210,379	214,579	218,779	222,979	227,179	231,379
Impuesto a la renta		-5,772	-99,093	-45,245	-46,295	-47,345	-48,395	-49,445	-50,495	-51,545	-52,595	-53,645	-54,695	-55,745	-56,795	-57,845
Exoneracion		5,772	99,093	45,135												
<b>TOTAL FF</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-22,039</b>	<b>380,999</b>	<b>163,369</b>	<b>121,384</b>	<b>124,534</b>	<b>127,684</b>	<b>130,834</b>	<b>133,984</b>	<b>137,134</b>	<b>140,284</b>	<b>143,434</b>	<b>146,584</b>	<b>149,734</b>	<b>152,884</b>	<b>356,034</b>

**Cuadro de resultados**

<b>VAN</b>	<b>-419,420</b>
<b>TIR</b>	<b>6.00%</b>

**SENSIBILIDAD RESPECTO A LA OBTENCION DE CER'S ASOCIADOS A MDL**

AÑO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Venta energía UTE		757,810	1,948,647	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000
Certificados MDL		89,625	89,625	89,625	89,625	89,625	89,625	89,625	89,625	89,625	89,625	89,625	89,625	89,625	89,625	89,625
<b>+ Ventas Incrementales</b>	<b>0</b>	<b>847,435</b>	<b>2,038,272</b>	<b>1,817,625</b>												
Inv.Inicial	-1,500,000															
Valor residual maquinaria																200,000
Costo gas		-611,723	-1,433,474	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000
Costos O&M		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costo lena y fuel oil sin cogen.		35,700	107,100	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000
Costo lena con cogen.		-20,825	-62,475	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500
Costos obtencion MDL		-8,963	-8,963	-8,963	-8,963	-8,963	-8,963	-8,963	-8,963	-8,963	-8,963	-8,963	-8,963	-8,963	-8,963	-8,963
Amort. deuda		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costos financieros		-63,000	-58,800	-54,600	-50,400	-46,200	-42,000	-37,800	-33,600	-29,400	-25,200	-21,000	-16,800	-12,600	-8,400	-4,200
<b>- Costos Incrementales</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-788,811</b>	<b>-1,576,611</b>	<b>-1,437,063</b>	<b>-1,432,863</b>	<b>-1,428,663</b>	<b>-1,424,463</b>	<b>-1,420,263</b>	<b>-1,416,063</b>	<b>-1,411,863</b>	<b>-1,407,663</b>	<b>-1,403,463</b>	<b>-1,399,263</b>	<b>-1,395,063</b>	<b>-1,390,863</b>	<b>-1,186,663</b>
<b>FF RESIDUAL</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>58,624</b>	<b>461,661</b>	<b>380,563</b>	<b>384,763</b>	<b>388,963</b>	<b>393,163</b>	<b>397,363</b>	<b>401,563</b>	<b>405,763</b>	<b>409,963</b>	<b>414,163</b>	<b>418,363</b>	<b>422,563</b>	<b>426,763</b>	<b>630,963</b>
RESULTADO PARA RENTA		103,749	477,036	398,063	402,263	406,463	410,663	414,863	419,063	423,263	427,463	431,663	435,863	440,063	444,263	448,463
Impuesto a la renta		-25,937	-119,259	-99,516	-100,566	-101,616	-102,666	-103,716	-104,766	-105,816	-106,866	-107,916	-108,966	-110,016	-111,066	-112,116
Exoneración		25,937	119,259	4,804												
<b>TOTAL FF</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>58,624</b>	<b>461,661</b>	<b>285,851</b>	<b>284,197</b>	<b>287,347</b>	<b>290,497</b>	<b>293,647</b>	<b>296,797</b>	<b>299,947</b>	<b>303,097</b>	<b>306,247</b>	<b>309,397</b>	<b>312,547</b>	<b>315,697</b>	<b>518,847</b>

**Cuadro de resultados**

<b>VAN</b>	<b>421,071</b>
<b>TIR</b>	<b>17.09%</b>

**SENSIBILIDAD RESPECTO A PARTICIPACION DE FINANCIAMIENTO PROPIO - 0%**

AÑO	2007 0	2008 1	2009 2	2010 3	2011 4	2012 5	2013 6	2014 7	2015 8	2016 9	2017 10	2018 11	2019 12	2020 13	2021 14	2022 15
Venta energía UTE Certificados MDL		757,810	1,948,647	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000
<b>+Ventas Incrementales</b>	<b>0</b>	<b>757,810</b>	<b>1,948,647</b>	<b>1,728,000</b>												
Inv.Inicial	-1,500,000															
Valor residual maquinaria																200,000
Costo gas		-611,723	-1,433,474	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000
Costos O&M		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costo lena y fuel oil sin cogen.		35,700	107,100	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000
Costo lena con cogen.		-20,825	-62,475	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500
Costos obtencion MDL																
Amort. deuda		-100,000	-100,000	-100,000	-100,000	-100,000	-100,000	-100,000	-100,000	-100,000	-100,000	-100,000	-100,000	-100,000	-100,000	-100,000
Costos financieros		-105,000	-98,000	-91,000	-84,000	-77,000	-70,000	-63,000	-56,000	-49,000	-42,000	-35,000	-28,000	-21,000	-14,000	-7,000
<b>- Costos Incrementales</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-861,848</b>	<b>-1,646,849</b>	<b>-1,504,500</b>	<b>-1,497,500</b>	<b>-1,490,500</b>	<b>-1,483,500</b>	<b>-1,476,500</b>	<b>-1,469,500</b>	<b>-1,462,500</b>	<b>-1,455,500</b>	<b>-1,448,500</b>	<b>-1,441,500</b>	<b>-1,434,500</b>	<b>-1,427,500</b>	<b>-1,220,500</b>
<b>FF RESIDUAL</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-104,039</b>	<b>301,799</b>	<b>223,500</b>	<b>230,500</b>	<b>237,500</b>	<b>244,500</b>	<b>251,500</b>	<b>258,500</b>	<b>265,500</b>	<b>272,500</b>	<b>279,500</b>	<b>286,500</b>	<b>293,500</b>	<b>300,500</b>	<b>507,500</b>
<b>RESULTADO PARA RENTA</b>																
Impuesto a la renta		-18,914	357,174	281,000	288,000	295,000	302,000	309,000	316,000	323,000	330,000	337,000	344,000	351,000	358,000	365,000
Exoneracion		4,728	-89,293	-70,250	-72,000	-73,750	-75,500	-77,250	-79,000	-80,750	-82,500	-84,250	-86,000	-87,750	-89,500	-91,250
<b>TOTAL FF</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-104,039</b>	<b>301,799</b>	<b>218,685</b>	<b>158,500</b>	<b>163,750</b>	<b>169,000</b>	<b>174,250</b>	<b>179,500</b>	<b>184,750</b>	<b>190,000</b>	<b>195,250</b>	<b>200,500</b>	<b>205,750</b>	<b>211,000</b>	<b>416,250</b>

**Cuadro de resultados**

<b>VAN</b>	<b>-325,262</b>
<b>TIR</b>	<b>7.92%</b>

**SENSIBILIDAD RESPECTO A PARTICIPACION DE FINANCIAMIENTO PROPIO - 60%**

AÑO	2007 0	2008 1	2009 2	2010 3	2011 4	2012 5	2013 6	2014 7	2015 8	2016 9	2017 10	2018 11	2019 12	2020 13	2021 14	2022 15
Venta energía UTE Certificados MDL		757,810	1,948,647	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000
<b>+Ventas Incrementales</b>	<b>0</b>	<b>757,810</b>	<b>1,948,647</b>	<b>1,728,000</b>												
Inv.Inicial	-1,500,000															
Valor residual maquinaria																200,000
Costo gas		-611,723	-1,433,474	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000
Costos O&M		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costo lena y fuel oil sin cogen.		35,700	107,100	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000
Costo lena con cogen.		-20,825	-62,475	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500
Costos obtencion MDL																
Amort. deuda		-40,000	-40,000	-40,000	-40,000	-40,000	-40,000	-40,000	-40,000	-40,000	-40,000	-40,000	-40,000	-40,000	-40,000	-40,000
Costos financieros		-42,000	-39,200	-36,400	-33,600	-30,800	-28,000	-25,200	-22,400	-19,600	-16,800	-14,000	-11,200	-8,400	-5,600	-2,800
<b>- Costos Incrementales</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-738,848</b>	<b>-1,528,049</b>	<b>-1,389,900</b>	<b>-1,387,100</b>	<b>-1,384,300</b>	<b>-1,381,500</b>	<b>-1,378,700</b>	<b>-1,375,900</b>	<b>-1,373,100</b>	<b>-1,370,300</b>	<b>-1,367,500</b>	<b>-1,364,700</b>	<b>-1,361,900</b>	<b>-1,359,100</b>	<b>-1,156,300</b>
<b>FF RESIDUAL</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>18,961</b>	<b>420,599</b>	<b>338,100</b>	<b>340,900</b>	<b>343,700</b>	<b>346,500</b>	<b>349,300</b>	<b>352,100</b>	<b>354,900</b>	<b>357,700</b>	<b>360,500</b>	<b>363,300</b>	<b>366,100</b>	<b>368,900</b>	<b>571,700</b>
<b>RESULTADO PARA RENTA</b>																
Impuesto a la renta		44,086	415,974	335,600	338,400	341,200	344,000	346,800	349,600	352,400	355,200	358,000	360,800	363,600	366,400	369,200
Exoneracion		-11,022	-103,993	-83,900	-84,600	-85,300	-86,000	-86,700	-87,400	-88,100	-88,800	-89,500	-90,200	-90,900	-91,600	-92,300
<b>TOTAL FF</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>18,961</b>	<b>420,599</b>	<b>289,185</b>	<b>256,300</b>	<b>258,400</b>	<b>260,500</b>	<b>262,600</b>	<b>264,700</b>	<b>266,800</b>	<b>268,900</b>	<b>271,000</b>	<b>273,100</b>	<b>275,200</b>	<b>277,300</b>	<b>479,400</b>

**Cuadro de resultados**

<b>VAN</b>	<b>235,206</b>
<b>TIR</b>	<b>14.90%</b>

**SENSIBILIDAD RESPECTO A PARTICIPACION DE FINANCIAMIENTO PROPIO - 100%**

AÑO	2007 0	2008 1	2009 2	2010 3	2011 4	2012 5	2013 6	2014 7	2015 8	2016 9	2017 10	2018 11	2019 12	2020 13	2021 14	2022 15
Venta energía UTE Certificados MDL		757,810	1,948,647	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000
<b>+ Ventas Incrementales</b>	<b>0</b>	<b>757,810</b>	<b>1,948,647</b>	<b>1,728,000</b>												
Inv.Inicial	-1,500,000															
Valor residual maquinaria																200,000
Costo gas		-611,723	-1,433,474	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000
Costos O&M		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costo lena y fuel oil sin cogen.		35,700	107,100	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000
Costo lena con cogen.		-20,825	-62,475	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500
Costos obtencion MDL																
Amort. deuda																
Costos financieros																
<b>- Costos Incrementales</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-656,848</b>	<b>-1,448,849</b>	<b>-1,313,500</b>	<b>-1,113,500</b>											
<b>FF RESIDUAL</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>100,961</b>	<b>499,799</b>	<b>414,500</b>	<b>614,500</b>											
<b>RESULTADO PARA RENTA</b>		86,086	455,174	372,000	372,000	372,000	372,000	372,000	372,000	372,000	372,000	372,000	372,000	372,000	372,000	372,000
Impuesto a la renta		-21,522	-113,793	-93,000	-93,000	-93,000	-93,000	-93,000	-93,000	-93,000	-93,000	-93,000	-93,000	-93,000	-93,000	-93,000
Exoneracion		21,522	113,793	14,685												
<b>TOTAL FF</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>100,961</b>	<b>499,799</b>	<b>336,185</b>	<b>321,500</b>	<b>521,500</b>										

**Cuadro de resultados**

<b>VAN</b>	<b>608,851</b>
<b>TIR</b>	<b>19.46%</b>

**SENSIBILIDAD RESPECTO A TASA DE DESCUENTO - 10%**

AÑO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Venta energía UTE Certificados MDL		757,810	1,948,647	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000
<b>+ Ventas Incrementales</b>	<b>0</b>	<b>757,810</b>	<b>1,948,647</b>	<b>1,728,000</b>												
Inv.Inicial	-1,500,000															
Valor residual maquinaria																200,000
Costo gas		-611,723	-1,433,474	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000
Costos O&M		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costo lena y fuel oil sin cogen.		35,700	107,100	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000
Costo lena con cogen.		-20,825	-62,475	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500
Costos obtencion MDL																
Amort. deuda		-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000	-60,000
Costos financieros		-63,000	-58,800	-54,600	-50,400	-46,200	-42,000	-37,800	-33,600	-29,400	-25,200	-21,000	-16,800	-12,600	-8,400	-4,200
<b>- Costos Incrementales</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-779,848</b>	<b>-1,567,649</b>	<b>-1,428,100</b>	<b>-1,423,900</b>	<b>-1,419,700</b>	<b>-1,415,500</b>	<b>-1,411,300</b>	<b>-1,407,100</b>	<b>-1,402,900</b>	<b>-1,398,700</b>	<b>-1,394,500</b>	<b>-1,390,300</b>	<b>-1,386,100</b>	<b>-1,381,900</b>	<b>-1,177,700</b>
<b>FF RESIDUAL</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-22,039</b>	<b>380,999</b>	<b>299,900</b>	<b>304,100</b>	<b>308,300</b>	<b>312,500</b>	<b>316,700</b>	<b>320,900</b>	<b>325,100</b>	<b>329,300</b>	<b>333,500</b>	<b>337,700</b>	<b>341,900</b>	<b>346,100</b>	<b>550,300</b>
RESULTADO PARA RENTA		23,086	396,374	317,400	321,600	325,800	330,000	334,200	338,400	342,600	346,800	351,000	355,200	359,400	363,600	367,800
Impuesto a la renta		-5,772	-99,093	-79,350	-80,400	-81,450	-82,500	-83,550	-84,600	-85,650	-86,700	-87,750	-88,800	-89,850	-90,900	-91,950
Exoneración		5,772	99,093	45,135												
<b>TOTAL FF</b>	<b>-1,500,000</b>	<b>-22,039</b>	<b>380,999</b>	<b>265,685</b>	<b>223,700</b>	<b>226,850</b>	<b>230,000</b>	<b>233,150</b>	<b>236,300</b>	<b>239,450</b>	<b>242,600</b>	<b>245,750</b>	<b>248,900</b>	<b>252,050</b>	<b>255,200</b>	<b>458,350</b>

**Cuadro de resultados**

<b>VAN</b>	<b>234,789</b>
<b>TIR</b>	<b>12.60%</b>

**SENSIBILIDAD RESPECTO A MONTO INVERSION INICIAL**

AÑO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Venta energía UTE Certificados MDL		757,810	1,948,647	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000
<b>+ Ventas Incrementales</b>	<b>0</b>	<b>757,810</b>	<b>1,948,647</b>	<b>1,728,000</b>												
Inv.Inicial	-4,320,000															
Valor residual maquinaria																200,000
Costo gas		-611,723	-1,433,474	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000	-1,296,000
Costos O&M		-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800
Costo lena y fuel oil sin cogen.		35,700	107,100	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000	102,000
Costo lena con cogen.		-20,825	-62,475	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500	-59,500
Costos obtencion MDL																
Amort. deuda		-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800	-172,800
Costos financieros		-181,440	-169,344	-157,248	-145,152	-133,056	-120,960	-108,864	-96,768	-84,672	-72,576	-60,480	-48,384	-36,288	-24,192	-12,096
<b>- Costos Incrementales</b>	<b>-4,320,000</b>	<b>-1,123,888</b>	<b>-1,903,793</b>	<b>-1,756,348</b>	<b>-1,744,252</b>	<b>-1,732,156</b>	<b>-1,720,060</b>	<b>-1,707,964</b>	<b>-1,695,868</b>	<b>-1,683,772</b>	<b>-1,671,676</b>	<b>-1,659,580</b>	<b>-1,647,484</b>	<b>-1,635,388</b>	<b>-1,623,292</b>	<b>-1,411,196</b>
<b>FF RESIDUAL</b>	<b>-4,320,000</b>	<b>-366,079</b>	<b>44,855</b>	<b>-28,348</b>	<b>-16,252</b>	<b>-4,156</b>	<b>7,940</b>	<b>20,036</b>	<b>32,132</b>	<b>44,228</b>	<b>56,324</b>	<b>68,420</b>	<b>80,516</b>	<b>92,612</b>	<b>104,708</b>	<b>316,804</b>
RESULTADO PARA RENTA		-208,154	173,030	101,952	114,048	126,144	138,240	150,336	162,432	174,528	186,624	198,720	210,816	222,912	235,008	247,104
Impuesto a la renta		52,038	-43,257	-25,488	-28,512	-31,536	-34,560	-37,584	-40,608	-43,632	-46,656	-49,680	-52,704	-55,728	-58,752	-61,776
Exoneración		-52,038	43,257	158,781												
<b>TOTAL FF</b>	<b>-4,320,000</b>	<b>-366,079</b>	<b>44,855</b>	<b>104,945</b>	<b>-44,764</b>	<b>-35,692</b>	<b>-26,620</b>	<b>-17,548</b>	<b>-8,476</b>	<b>596</b>	<b>9,668</b>	<b>18,740</b>	<b>27,812</b>	<b>36,884</b>	<b>45,956</b>	<b>255,028</b>

**Cuadro de resultados**

<b>VAN</b>	<b>-4,044,327</b>
<b>TIR</b>	<b>NEG</b>