

Beñat Araucua

Silvia Bentancur

Matias Varón

**Viabilidad para la generación de energía eléctrica a través del
uso de residuos forestales**

Monografía presentada a Eco Lógicas:
Concurso Mercosur de Monografías sobre
Renovables y Eficiencia Energética, promovido
por Instituto IDEAL.

Orientado: Profesor Dr. Ing. Martin Duarte

Universidad Católica del Uruguay

Montevideo, Uruguay

2011



INDICE

RESUMEN EJECUTIVO.....	3
INTRODUCCIÓN	4
CONTEXTO ENERGÉTICO	4
<i>Matriz Eléctrica Regional</i>	<i>4</i>
<i>Matriz Eléctrica en Uruguay</i>	<i>5</i>
<i>Marco Legal</i>	<i>6</i>
<i>Mercado Mayorista de Energía Eléctrica</i>	<i>6</i>
<i>Convocatorias para generación eléctrica proveniente del sector privado</i>	<i>7</i>
<i>Mecanismo de Desarrollo Limpio.....</i>	<i>7</i>
DESARROLLO DEL PROYECTO	7
<i>Mercado proveedor de materia prima.....</i>	<i>7</i>
<i>Localización.....</i>	<i>8</i>
<i>Layout de planta y principales obras civiles</i>	<i>10</i>
<i>Ingeniería de Proceso.....</i>	<i>11</i>
<i>Evaluación de Impacto Ambiental (EIA).....</i>	<i>14</i>
EVALUACIÓN ECONÓMICA FINANCIERA.....	15
<i>Estructura organizacional</i>	<i>17</i>
<i>Inversiones</i>	<i>18</i>
<i>Estimación de costos.....</i>	<i>18</i>
<i>Ingresos anuales por ventas.....</i>	<i>19</i>
<i>Evaluación del proyecto</i>	<i>19</i>
CONCLUSIONES	20
BIBLIOGRAFÍA	21



Resumen Ejecutivo

El trabajo descrito en este documento se centra en el estudio de factibilidad técnica y viabilidad económico—financiera de instalación de plantas de generación de energía eléctrica del entorno de 12 MWh a partir de residuos forestales, actualmente sub utilizados.

El esquema de negocios se basa en la comercialización de 10 MWh a través de un contrato fijo con la empresa estatal de energía eléctrica de Uruguay (UTE) y los restantes 2 MWh a través del Mercado Spot siempre que el mismo presente precios atractivos para el ingreso (caso contrario esta energía cubre el auto-consumo de la planta).

El caso de estudio se basa en la implementación de dicha planta en la localidad de Tranqueras, Departamento de Rivera, Uruguay. La inversión requerida se sitúa en el orden de los USD 20.000.000 y es posible estimar ingresos anuales por USD 10.300.000. La rentabilidad esperada del proyecto a partir del VAN es de USD 3.569.140 y la tasa interna de retorno se sitúa en el entorno del 18%.

Se espera que este tipo de proyectos produzcan, en promedio, reducciones certificadas de emisiones comercializables equivalentes a 48.000 tCO₂/Año, tal análisis se discute en este trabajo. La implementación de un proyecto de estas características implica la utilización de aproximadamente 140.000 toneladas de residuos forestales al año que, de otra forma, serían desaprovechados.

El presente trabajo comprende los estudios preliminares, estudios de ingeniería, proyección de impacto ambiental así como también los resultados de la evaluación económica financiera.

Palabras claves: biomasa, energía, renovable



Introducción

La urgente necesidad a nivel mundial de generar respuestas a corto plazo en lo que se refiere a las consecuencias del cambio climático y dependencia de combustibles fósiles hace que la comunidad internacional ponga sobre la agenda de trabajo la posibilidad de incorporar la biomasa¹ como posible respuesta a la problemática.

En el caso particular del Uruguay, la situación energética se presenta con similares características al resto del mundo, dado que el país es un gran dependiente de combustibles fósiles. Por otra parte, existe un mercado creciente de consumo de energía eléctrica, lo que sumado a ~~la~~ anterior factor hacen que el tema energético se sitúe en un punto neurálgico para la estrategia país en los próximos años. A través de un consenso político nacional, se han elaborado metas y objetivos que viabilizan la concreción de proyectos vinculados con la utilización de energías renovables. Algunos de estos acuerdos ya han sido ejecutados por los distintos organismos involucrados, obteniéndose muy buenos resultados.

La actividad forestal en Uruguay ocupa gran parte de la economía Nacional y los residuos provenientes de esta explotación fueron, durante décadas, considerados como desechos. A partir de este proyecto, se busca convertir estos desechos en materia prima para la generación eléctrica, logrando así contribuir a la diversificación de la matriz energética en Uruguay al tiempo de mitigar el impacto ambiental por el uso de energías no renovables.

Contexto energético

Matriz Eléctrica Regional

En América Latina, la electricidad representó el 23% del consumo total de energía en el año 2007². El 57% de la electricidad se obtuvo a partir de la utilización de centrales hidroeléctricas y 40% por centrales térmicas, mientras que la energía nuclear alcanzó el 2,4% y el resto de las energías 1,1%.

Las emisiones de CO₂ en la región alcanzaron el 4,9% de las emisiones globales al año 2007. Las emisiones “per cápita” de CO₂ son bajas en comparación con los países desarrollados de la OCDE³, pero tienden a incrementarse debido al crecimiento económico en la región así como el aumento significativo en la explotación de petróleo y gas.⁴

¹ La biomasa es una sustancia orgánica renovable, de origen animal o vegetal, de acuerdo con datos de: Contexto energético regional y alternativas para Uruguay, Fundación Ferreira Aldunate, 2009.

² Último dato disponible, OLADE “ENERLAC-Revista de Energía - América latina y Caribe”, 2010.

³ OCDE- Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos

⁴ De acuerdo con datos de: ENERLAC, Revista de energía- América Latina y el Caribe, Año 1 - Nº 1 - Octubre 2009.

Matriz Eléctrica en Uruguay

El sistema uruguayo eléctrico contaba, al año 2010, con una potencia instalada de 2.450 MW. Los mismos se encontraban distribuidos de la siguiente manera:

Fuente	Potencia (MW)
Hidráulica	1.544
Térmica	833
Renovables no convencionales	73
Total del sistema	2.450 MW

Tabla 1.1- Generación eléctrica por origen en Uruguay. De acuerdo con: Workshop regional sobre Smart Grids, Ing. Lorena Di Chiara, DNETN, MIEM, 2011.

La potencia instalada es superior a la demanda máxima del sistema -que, en promedio, es de 1.100 MW con picos de 1.750 MW pero, debido a la predominancia de la fuente hidráulica en la matriz, se requiere contar con capacidad térmica de respaldo en caso de escasez del recurso hídrico. Al año 2010, la fuente hidráulica representó el 87,8% de la producción total, seguida por la energía térmica con un 7,4%, biomasa 2,5%, eólica 0,7% y el restante 1,6% corresponde a energía eléctrica proveniente de importación.

La energía eléctrica anual demandada es de aproximadamente 9.300 GWh. El consumo de electricidad ha ido en aumento, situándose en el año 2010 en el entorno de los 2.735 KWh/-hombre. Se estima que, en el año 2018, el consumo energético crecerá un 28% respecto al 2010, por lo que es fundamental contar con inversiones en infraestructura volcadas al sistema energético al tiempo de potenciar todas aquellas fuentes autóctonas que permitan satisfacer la demanda, entre las que se encuentra los desechos de campo.⁵

A través de un plan Nacional respaldado por todo el sector político, se han determinado una serie de metas, objetivos y acciones a mediano y corto plazo, entre los que se encuentran:

- Tener un 15% de generación eléctrica a partir de fuentes renovables
- Se plantea que no menos de un 30% de los residuos agroforestales sean utilizados con fines de generación de energía
- En lo que se refiere a combustibles, se fija como meta que no menos del 10% del combustible utilizado en el transporte de cargas y pasajeros provenga de fuentes de energías alternativas
- En materia de generación de energía eólica, se prevé la instalación de más de 250 MW, en lo que se refiere a biomasa, se estima tener una capacidad instalada de 200 MW, mientras que 50 MW provendrían de instalaciones mini hidráulicas
- Peso del petróleo en la matriz energética menor al 45%

Proceso hacia el largo plazo (2025 y después):

- Haber culminado exploración de gas y petróleo

⁵ De acuerdo con datos de: Estado actual y perspectivas de la generación eléctrica en base a fuentes de energías renovables no tradicionales en Uruguay, UTE, 2008.



- Haber ensayado combustibles fósiles autóctonos (esquistos)
- Proceso de incorporación de nuevas fuentes muy avanzado
- Cultura de eficiencia energética
- Empresas locales produciendo insumos energéticos

Marco Legal

La Ley N° 14.694 del año 1997 y su posterior actualización en el año 2002 establecida en la Ley N° 16.832 determinan la conformación del Sistema Eléctrico Nacional.

Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

El MMEE⁶ se rige a través del Reglamento ~~del~~, por el cual es regulado, operado y administrado. Este Reglamento fue elaborado por el parlamento uruguayo en el año 2007. El documento pauta las diversas formas de relacionamiento-relación comercial entre la ADME⁷ y los distintos participantes del Mercado, así como los requisitos para efectivamente poder participar del MMEE.

Entre los principales objetivos del Reglamento se encuentran, de acuerdo a la sección 1, título 1: “Establecer los principios, procedimientos, criterios, derechos y obligaciones referidos a la programación, despacho y operación integrada SIN⁸ y la administración centralizada del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica”.

El DNC⁹ es el organismo encargado de hacer cumplir el Reglamento y sus anexos según lo determina el título 3 de la sección 1. Por otra parte la DNC es el encargado de programar la operación del sistema a los efectos de lograr las garantías de suministro, optimización de los recursos de generación y lograr los menores costos operativos posibles.

El MMEE define al Generador como aquel agente que siendo auto productor vende al MMEE un porcentaje mayor al 50% de su energía generada. De acuerdo al artículo N° 55, referido a los requisitos generales para ser considerado auto productor, se define que son aquellos agentes que cuentan con una potencia instalada de generación superior a los 500 KVA, que consume toda o parte de la energía que produce y cuya energía anual generada vendida al MMEE supera el 50% de su generación anual.

Por otra parte se define como Grandes Consumidores a aquellas empresas que tengan potencias contratadas no menores a 5 MW.

El ingreso de una nueva generación conectada al Sistema Eléctrico debe ser autorizado por el Poder Ejecutivo.

El comercializador, de acuerdo al Reglamento, tiene tres opciones para vender o comprar la energía eléctrica:

⁶ MMEE: Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

⁷ ADME: Administración del Mercado Eléctrico

⁸ SIN: Sistema Interconectado Nacional

⁹ DNC: Despacho Nacional de Carga



- Mercado de contratos a término
- Licitación
- Mercado Spot

Convocatorias para generación eléctrica proveniente del sector privado

Para que un generador privado pueda instalarse, se deberá obtener la autorización del Poder Ejecutivo cumpliendo los requerimientos de los artículos N° 53 y 54 del Reglamento del MMEE (Decreto N° 360/002), y de su Decreto modificativo N° 72/010.

El Decreto N° 77/006, complementado con los Decretos N° 397/007, 296/008 y 299/008, fueron las herramientas utilizadas para realizar las convocatorias por parte de UTE para contratar 60 MW de potencia de fuentes renovables no convencionales.

En la actualidad, el Decreto N° 367/010 y su posterior modificación del 5 de Agosto de 2011 encomienda a la empresa estatal de energía eléctrica-UTE¹⁰- la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica a partir de biomasa. El procedimiento asociado para efectivizar la adhesión a esta modalidad fue recogido a través de las convocatorias de UTE en sus documentos K42158 (Potencia menor a 20 MW) y K42433 (Potencia mayor a 20 MW y menor a 60 MW), la cual se mantendrá abierta hasta el 31 de diciembre de 2011.

Mecanismo de Desarrollo Limpio

Uruguay ratificó la incorporación del país al Protocolo de Kyoto en la Ley N° 17.279 correspondiente al año 2001. En dicha ratificación se incorpora la participación de Uruguay en proyectos de reducción de los niveles de gases de efecto invernadero.

El proyecto podrá recibir beneficios por la suscripción del país a este protocolo. Se estima la comercialización de 48.000 tCO₂/año.

Desarrollo del proyecto

Mercado proveedor de materia prima

Se define como residuos forestales –de campo a aquellas partes del árbol que no son utilizadas como producto principal, sino que es un subproducto, principalmente obtenidos a partir de los procesos de releo, poda o cosecha.

Según la DNETN¹¹, entre un 10 y un 15% de la producción de madera queda en el campo como subproducto. Dentro de ese porcentaje, un 15 a 20%¹² del total de los residuos en campo debe ser dejado en el lugar de recolección a los efectos de conservar los nutrientes en el suelo; principalmente el subproducto es follaje y corteza.

Para la estimación de la potencia se toma como hipótesis:

¹⁰ UTE: Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas

¹¹ DNETN: Dirección Nacional Energía y Tecnología Nuclear

¹² Este valor dependerá de un estudio más detallado de las características del suelo y del cultivo

- Una humedad del 40% en los residuos, lo que implica un poder calorífico de 2.200 kcal/kg
- Densidad de 952 kg/m³ para la ~~espaicie~~-especie Eucalyptus Globulus destinado a pulpa, Eucalyptus Grandis para aserríos de 718 kg/m³ y madera de Pino con densidad de 635 kg/m³ para ambas finalidades
- Un rendimiento de la planta de generación del 26%
- Un aprovechamiento de los residuos con fines energéticos del 100%
- Un factor de utilización de la planta de generación de energía eléctrica del 75%

Año	Total desechos de campo para aserrío	Total desechos de campo para pulpa	Total general
2008	28	89	117
2009	24	76	100
2010	22	66	88
2011	30	78	108
2012	23	64	87
2013	23	76	99
2014	18	78	96
2015	21	102	123
2016	23	107	130
2017	25	120	145
2018	20	111	131
2019	17	78	95
2020	19	67	86

Tabla 1.2- Máxima potencia Nacional posible de ser generada (en MW) en base a residuos provenientes de campo. De acuerdo con informe: “Evaluación de la disponibilidad de residuos o subproductos de biomasa a nivel Nacional”, MIEM, 2010.

Localización

Para la determinación de la localización del emprendimiento se define utilizar una matriz cuantitativa de acuerdo a la valorización de tres variables consideradas claves para la factibilidad del proyecto: disponibilidad de materia prima, acceso al tendido eléctrico en media tensión y el acceso a carreteras, rutas y vías férreas.

Para realizar el análisis se divide la totalidad del territorio Nacional en cinco regiones agrupadas en función de la cercanía de los Departamentos.

Cada región es valorada con un puntaje de 0 a 3 en cada uno de los atributos anteriormente mencionados.- En caso de que alguna región sea puntuada en alguno de esos atributos con un valor menor a 2 será excluida del posterior análisis de microlocalización.

Cuadro comparativo de las distintas regiones para macrolocalización

	Disponibilidad de biomasa	Acceso a tendido eléctrico	Acceso a infraestructura vial	TOTAL
Región 1: Montevideo, Canelones, Maldonado, Rocha, Colonia, San José	0	3	3	6
Región 2: Treinta y Tres, Cerro Largo y Lavalleja	2	2	3	7
Región 3: Rivera, Artigas y Tacuarembó	3	2	3	8
Región 4: Salto, Paysandú, Rio Negro y Soriano	1	3	3	7
Región 5: Flores, Florida y Durazno	1	2	3	6

Tabla 1.3- Resultado sobre análisis de Macrolocalización de las regiones consideradas.

Para la determinación de la localidad dentro de la región seleccionada anteriormente, se adopta que toda aquella ciudad comprendida en esta región y que se encuentre en un radio mayor a 90 Km de recolección para el total de materia prima necesaria para el proyecto será excluida del análisis. Por otra parte, toda aquella localidad que esté lejana al tendido eléctrico también será excluida debido al alto costo de extensión de la línea eléctrica. La localidad deberá tener fácil acceso a rutas y caminos dado el alto costo de generación de infraestructura vial para la entrada y salida de camiones destinados al transporte de la materia prima.

Las variables utilizadas en el estudio de microlocalización y su correspondiente ponderación son las siguientes:

- Disponibilidad de materia prima: 30%
- Acceso a tendido eléctrico: 20%
- Fuente de agua fría y agua potable: 20%
- Acceso a infraestructura vial: 15%
- Mano de Obra: 10%
- Cercanía a zona urbana y servicios: 5%

Las localidades pre-seleccionadas son:

- Masoller: Departamento de Rivera
- Tranqueras: Departamento de Rivera
- Laureles: Departamento de Tacuarembó
- Artigas: Departamento de Artigas

Cuadro comparativo para microlocalización

Factores	Masoller	Tranqueras	Laureles	Artigas
Disponibilidad de materia prima	2	3	1	0
Acceso a tendido eléctrico	2	3	3	3
Fuente de agua fría y agua potable	2	2	1	1
Acceso a infraestructura vial	3	3	3	3
Mano de Obra	1	3	1	3
Cercanía a zona urbana	2	3	1	3
Total ponderado	2,1	2,8	1,7	1,7

Tabla 1.4- Resultado sobre análisis de Microlocalización de las localidades consideradas.

Luego del estudio realizado, se define que el emprendimiento será localizado en la cercanía a la ciudad de Tranqueras en el departamento de Rivera.

Layout de planta y principales obras civiles

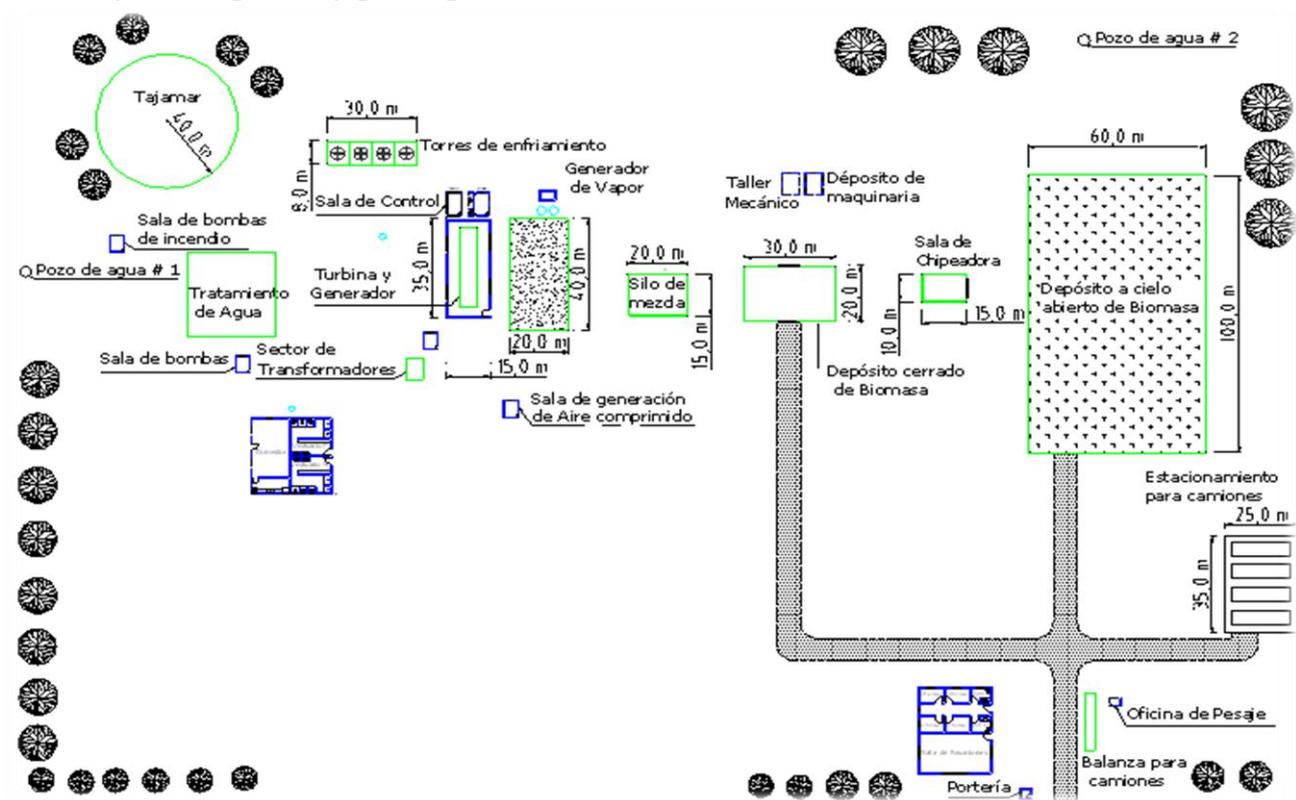


Figura 1.1 - Layout de planta.



Las principales obras civiles del emprendimiento son:

- Depósito a cielo abierto: 60 x 100 m - Losa de hormigón de 15 cm de espesor
- Depósito cerrado: 20 x 30 x 20 m - Chapa galvanizada, pared interior de bloques (10 m)
- Silo horizontal: 20 x 15 x 15 m - Estructura metálica
- Sala de turbina: 35 x 15 x 15 m - Estructura de hormigón pretensado
- Caminera : 10 m de ancho para zona de camiones (circulación en doble sentido)
- Tajamar: 100 x 3 m: 16.000 m³

Ingeniería de Proceso

Materia prima

Para la estimación de la demanda de materia prima se toman las siguientes hipótesis:

- Se utilizarán residuos de campo provenientes del raleo y poda de Eucaliptus y Pino
- Humedad de biomasa cercana al 50 %
- Poder calorífico inferior del orden de 2.100 kcal/kg en base húmeda
- Eficiencia teórica de la central de 30,5 %
- Generación de energía eléctrica de 12 MWh
- Generación de 12 MWh durante el 100 % del tiempo

Se decide estimar la demanda de biomasa en el escenario de hipótesis máxima dado que en la práctica la planta no podrá estar operando al 100 % anual debido a paradas de mantenimiento.

Para el cálculo de estimación de biomasa se utilizará la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} & \text{Potencia a la red (KW)} \\ & = \frac{\text{Biomasa} \left(\frac{\text{Kg}}{\text{año}} \right) \times 4,18 \times \text{PCI} \left(\frac{\text{Kcal}}{\text{Kg}} \right) \times \text{Rendimiento} (\%)}{365 \times 24 \times 3.600 \times 100} \\ \\ & 12.000 \text{ KW} = \frac{\text{Biomasa} \left(\frac{\text{Kg}}{\text{año}} \right) * 4,18 * 2.100 \left(\frac{\text{Kcal}}{\text{Kg}} \right) * 31,0 (\%)}{365 * 24 * 3.600 * 100} \end{aligned}$$

$$\text{Biomasa} = 138.837 \text{ Ton/año}$$

A modo de visualizar la magnitud de hectáreas necesarias para la recolección se toman los siguientes supuestos:

- 1 ha equivale a 20 m³ de madera forestada
- La densidad de la biomasa es aproximadamente 0,8 Ton/m³ (se considera madera verde y por lo tanto no coincide su densidad con la considerada para el resto de los cálculos)



- Entre el 10 y 15% de la madera forestada quedará en el campo. A su vez se deberá dejar un 20% de ese valor para conservar los nutrientes de la tierra.

$$\text{Masa forestal} = 20 \frac{\text{m}^3}{\text{ha}} \times 0,8 \frac{\text{Ton}}{\text{m}^3} = 16 \frac{\text{Ton}}{\text{ha}}$$

$$\text{residuos forestales(Ton)} = 16 \frac{\text{Ton}}{\text{ha}} \times 0,1 \times 0,8 = 1,28 \frac{\text{Ton}}{\text{ha}}$$

Las hectáreas necesarias para el emprendimiento anualmente se calculan a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Hectáreas necesarias} = \frac{138.837 \text{ Ton/anual}}{1,28 \text{ Ton/ha}} = 108.466 \text{ ha/año}$$

Para estimar el caudal másico necesario para alimentar el generador de vapor se realiza el siguiente cálculo:

$$\text{Caudal} \left(\frac{\text{Kg}}{\text{s}} \right) = \frac{\text{Energía necesaria a ingresar} \left(\frac{\text{Kj}}{\text{s}} \right)}{\text{PCI} \left(\frac{\text{Kj}}{\text{Kg}} \right) \times \eta}$$

$$\text{Caudal} \left(\frac{\text{Kg}}{\text{s}} \right) = \frac{12.000 \left(\frac{\text{Kj}}{\text{s}} \right)}{8.794 \left(\frac{\text{Kj}}{\text{Kg}} \right) \times 0,31} = 4,4 \text{ Kg/s}$$

Este valor hallado significará un caudal másico de 15,8 t/h.

Disposición de la materia prima

Se prevé un ingreso al predio de 25 camiones diarios, recibidos en dos turnos de ocho horas.

Previo a la descarga del camión, éste pasará por la balanza -y se analizará una muestra del producto. ~~una~~ Una vez efectuada la descarga del camión este volverá a pasar por la balanza antes del retiro de la planta. El flujo de la materia prima, una vez ingresada al predio, será desde el camión hacia el depósito a cielo abierto o directamente en la tolva ubicada en el depósito cerrado (dependiendo del análisis de la muestra). En caso del depósito abierto, -la materia prima se apilará en montañas y luego será acondicionada mediante un tractor con pala. La capacidad del depósito a cielo abierto será de 30 días, es decir que se estima un acopio aproximado de material de 11.400 toneladas equivalentes a 32.000 m³. A su vez se debe establecer un margen adicional de superficie para la operación de los equipos y personal.

Del depósito a cielo abierto la materia prima se trasladará con el tractor con pala al depósito cerrado que tendrá una capacidad de stock de 5 días. En este depósito el acopio será de aproximadamente 2.000 toneladas equivalentes a 5.700 m³.

Por otra parte se contará con un stock de materia prima en un silo horizontal. Este silo tiene como finalidad lograr una mezcla de chips con humedad adecuada para abastecer la caldera pudiendo ser alimentado con chips del depósito cerrado, depósito abierto y chips recién ingresados a la planta. Se estima una capacidad de acopio de 4 días lo que significa aproximadamente 1.500 toneladas y un volumen de 4.200 m³.

El silo horizontal contará con una cinta transportadora, la cual llevará la materia prima hacia la tolva de alimentación de la caldera, la cual es diseñada para alimentar durante 30 minutos la caldera a plena carga.

Se instalará una máquina chipeadora cercana al depósito abierto para que, en caso de ser necesario, se realice el chipeado de la materia prima en la planta. En este caso los chips serán transportados mediante una cinta transportadora al depósito cerrado.

Descripción del ciclo de trabajo

El proceso de generación de energía se origina con la obtención de la materia prima proveniente de bosques ubicados en un radio no mayor a 90 Km de la zona de localización del emprendimiento.

Debido a que se utilizará el 100% de la biomasa proveniente de residuos de campo, previo a su traslado a la planta se deberá generar un proceso de chipeado y compactado que se realizará “in situ”. Una vez que la materia prima esté apta para su transporte, se colocará en camiones para su traslado a la planta. Una vez determinada la humedad y en función de los niveles de stock del momento, se definirá la disposición del residuo forestal. El mismo puede ser almacenado a cielo abierto, en un depósito cerrado o directamente en el silo.

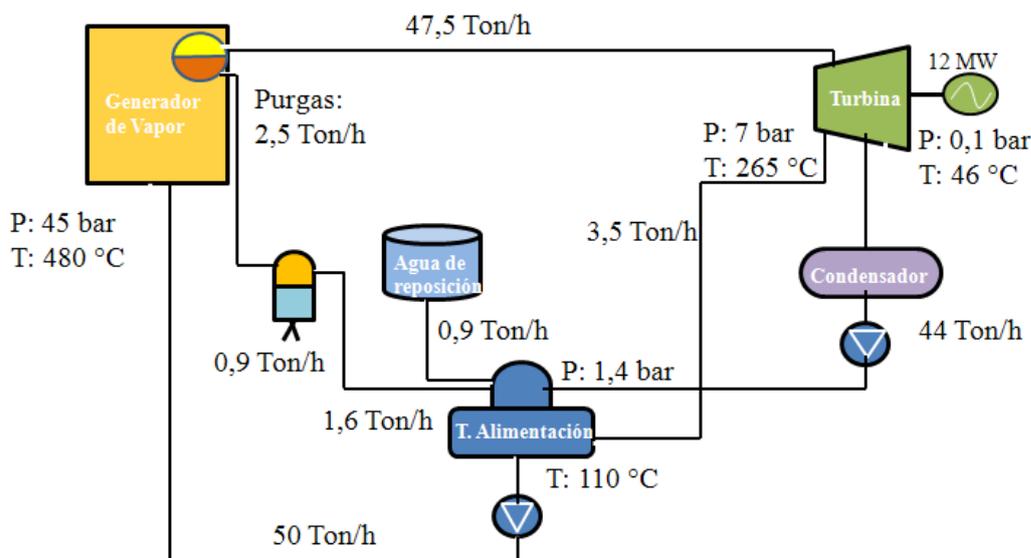


Figura 1.2 - Ciclo de generación.

Se utilizará un generador de vapor acuo-tubular, con quema directa, con presión de trabajo de 45 bar y una temperatura de 480°C. Una fracción de vapor a 7 bar es direccionada a un intercambiador abierto a presión de 1,4 bar para pre-calentar el agua



que ingresará a la caldera, logrando una temperatura de 110°C. La restante fracción de vapor se dirige a la segunda etapa de la turbina para continuar su expansión, para luego finalizar en el condensador.

El vapor en la turbina genera energía mecánica que luego a partir de un generador acoplado la transformará en energía eléctrica. Esta energía será inyectada a la red de UTE por medio de un transformador que elevará su voltaje de 6,3 KV a 31,5 KV.

La fuente fría que se utiliza para el proceso será agua tratada obtenida de un sistema de pozos semisurgentes. Debido a que el agua obtenida directamente del pozo no cuenta con las características apropiadas para el ingreso al ciclo, se deberá tratar en una planta de tratamiento de agua.

Evaluación de Impacto Ambiental (EIA)

Se identifican los posibles impactos ambientales producidos por el efecto del estudio, construcción, operación y abandono del proyecto. Es importante mencionar que el alcance del estudio abarca no sólo el predio donde se ubicará la planta de generación, sino también los predios donde se realizará la recolección del residuo forestal, al igual que los caminos que comunican ambas regiones.

Se segmenta el estudio en las distintas etapas que constituyen el proyecto

- Elaboración del Proyecto
- Construcción
- Operación
- Abandono

Modelo utilizado para el EIA

El procedimiento de EIA escogido se basa en el *Modelo de Matriz Acción-Efecto de Leopold*. Se utilizan métodos cualitativos a los efectos de evaluar los impactos generados durante las etapas del proyecto en el ecosistema. Por otra parte se realiza un análisis cuantitativo para determinar aquellos elementos que se deberán observar con mayor detenimiento.

Los parámetros evaluados en el análisis cuantitativo son: Signo, Intensidad, Extensión, Plazo de manifestación, Persistencia/Duración y Reversibilidad.

La ecuación [ha-a](#) utilizar para la ponderación del impacto (I_m) que vincula las diferentes variables está dada por la siguiente relación:

$$I_m = S \times (3 \times I + 2 \times E + M + D + R)$$

A efectos de disponer de valores que resulten más fáciles de comparar, conviene usar el valor de la Importancia del Impacto normalizado (I_{mn}), que linealiza el valor entre -10 y + 10.

$$Imn = \frac{-10 \times (Immax + Immin) + 20 \times Im}{(Immax - Immin)}$$

Probabilidad de ocurrencia del Impacto

Se llama probabilidad de ocurrencia (P) a la probabilidad de que ocurra cierto impacto a raíz de una determinada acción. Se define cuantificarlo con valores entre 0 y 1, siendo 1 el valor que determina la certeza de la ocurrencia y 0 el valor que indica una probabilidad de ocurrencia nula.

Se define como- Importancia absoluta normalizada del Impacto (Imnp):

$$Imnp = Imn \times P$$

Posterior a la cuantificación de los impactos, los mismos se clasifican en función del valor Imnp:

Valor de Imnp	Clasificación del impacto
Imnp > -3,5	Aceptable
-7,0 < Imnp < -3,5	Crítico
Imnp < -7,0	Inaceptable

Tabla 1.5- Cuantificación de los Imnp según su magnitud.

Para aquellos valores que se clasifican como “Inaceptable” se desarrolla un plan de acción, el cual contiene diversas acciones con el fin de disminuir su grado de impacto. Para los valores clasificados como “críticos”, se desarrolla una serie de medidas para controlar estos impactos, evitando así que migren de “Crítico” a “Inaceptable”. A aquellos impactos que han sido clasificados como “Aceptable” se les prestarán especial atención para mantenerlos dentro de su categoría.

Evaluación Económica Financiera

4 P de Marketing

La herramienta que se utiliza para definir la estrategia comercial del proyecto se denomina las “4 P de Marketing”:

- Plaza
- Producto
- Promoción
- Precio

Plaza

Se decide generar un contrato fijo con UTE y un porcentaje de la generación será comercializado en Mercado Spot.



Producto

Se proyecta la firma de un contrato con UTE por un plazo de 20 años, de acuerdo al Decreto firmado por Presidencia de la República en diciembre de 2010. En el caso de este proyecto se establece la venta de -10MWh de energía en forma de generadores auto-despachantes.

Debido a que la planta tendrá una capacidad instalada de 12MWh y que el contrato será únicamente por 10MWh se destinarán los restantes 2MWh a la venta en Mercado Spot en caso de que el mismo presente valores de precios aceptables para el proyecto (por encima de 110 USD/MWh). Si el Mercado Spot presenta valores por debajo de este precio, se destinará la energía para auto-consumo (1,5MWh).

Promoción

La promoción es restringida a la obtención de la licitación por parte de UTE, la certificación del proyecto MDL y eventualmente a establecer un entorno de operación amigable con la sociedad, Entes Reguladores, proveedores de materia prima, entre otros.

Precio

El precio establecido por licitación en la modalidad de venta no sujeta a despacho es de 110 USD/MWh siempre y cuando se esté inyectando energía a la red antes del 31 de diciembre de 2014.

Para proyectar el precio del Mercado Spot, se ha realizado un análisis de los precios que ofreció el mismo en los últimos tres años y se establece la conveniencia para ingresar siempre que el precio esté por encima de los 110 USD/MWh. En el período considerado a partir de este valor, la planta hubiese operado en promedio 230 días en el año a un precio promedio superior a los 200 USD/MWh. Si bien 2011 ~~sele~~sólo cuenta con valores del Mercado hasta junio, se proyecta el segundo semestre con igual comportamiento al primero. De todas formas para estimar los ingresos por venta en Mercado Spot se ha optado por considerar un escenario conservador en el cual ~~sele~~sólo se ~~operara~~operará 150 días al año a un precio promedio de 150 USD/MWh. Esta definición se debe a que es difícil estimar el comportamiento de este mercado para los próximos 10 años por falta de información y modificaciones en el contexto de operación del mercado (precipitaciones, ampliación de potencia instalada, ~~entre~~entre otros).

Referencia de colores:

- Verde: Precios superiores a los 110 USD/Mwh
- Amarillo: Precios entre -100 USD/Mwh y 110 USD/Mwh
- Rojo: Precios por debajo a los 100 USD/Mwh

2009																															
Mes/día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Enero	173	194	250	250	250	250	250	250	250	195	207	220	221	219	220	220	223	192	193	206	219	220	221	191	195	194	194	197	195	196	205
Febrero	166	215	225	229	233	211	181	183	208	191	189	180	159	189	161	186	200	233	230	233	235	160	178	182	227	225	184	191			
Marzo	170	189	198	194	158	161	123	120	123	134	131	133	133	132	130	143	143	135	138	137	133	131	136	137	137	138	136	146	152	151	175
Abril	197	197	199	219	166	209	221	224	227	183	215	213	232	233	233	198	214	204	180	212	213	210	221	207	177	168	191	195	193	206	
Mayo	193	201	213	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	245	250	250	184	125	143	153	152	151	216	225	250	250	
Junio	250	250	250	250	250	248	235	230	250	240	240	236	214	211	240	237	240	243	250	219	214	250	249	238	240	242	242	214	246	246	
Julio	250	250	241	206	189	215	206	220	229	212	216	213	225	229	250	182	250	227	230	230	188	188	185	189	171	171	173	172	172	170	
Agosto	170	161	155	154	160	170	170	144	142	149	159	142	142	132	126	124	121	125	134	126	121	118	117	116	116	117	117	118	133	129	134
Setiembre	135	123	115	121	132	136	139	145	143	145	142	103	91	125	90	78	81	86	101	74	88	112	95	101	81	72	54	103	97	83	
Octubre	107	89	71	31	67	72	49	36	36	0	0	9	3	25	33	59	51	19	51	54	49	48	57	35	13	88	88	88	117	123	
Noviembre	122	115	4	32	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	19	19	77	13	32	13	0	19	
Diciembre	76	93	48	10	6	0	30	27	13	13	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2010																															
Mes/día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Enero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	7	3	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	57	45
Febrero	58	58	29	0	0	0	0	0	0	7	0	3	3	79	79	79	79	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	77	77	77	77	77	77	78	80	79	79	79	79	95	79	79	79	79	79	79	79	65	61	61	60	60	60
Abril	60	60	63	63	63	79	79	102	101	135	135	135	135	135	135	135	161	161	161	161	174	143	105	105	105	105	48	48	43	39	
Mayo	6	12	20	26	23	23	22	26	9	27	63	64	64	63	86	86	85	86	62	58	60	68	48	59	68	62	64	61	10	0	16
Junio	62	67	66	83	103	103	103	103	103	103	127	126	126	125	127	128	128	153	152	152	152	134	129	130	134	132	136	134	128		
Julio	128	128	145	145	145	145	141	141	141	153	152	141	126	123	127	122	122	143	91	87	81	81	59	21	42	64	69	57	52	26	
Agosto	6	40	33	43	43	40	37	33	47	0	0	17	20	87	85	87	87	88	86	84	118	118	118	108	109	108	109	127	68	0	0
Setiembre	34	117	128	128	123	128	103	60	64	59	0	0	15	9	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	23	23	23	16	51	77	79	84	84	84	102	106	110	95	92	92	92	129	129	129	128	129	128	128	132	132	
Noviembre	132	138	137	134	134	146	145	146	155	153	153	153	174	174	174	174	174	174	214	214	214	214	214	214	214	198	201	214	204		
Diciembre	214	214	214	219	218	219	219	201	201	209	192	220	203	161	140	160	133	143	100	21	121	147	152	133	179	179	197	220	220	220	220

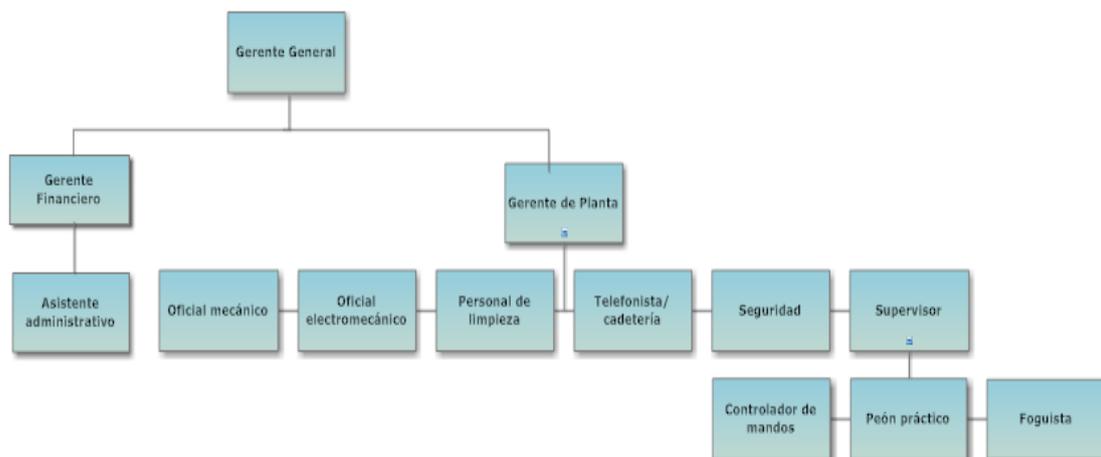
2011																																
Mes/día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
Enero	220	220	220	220	220	220	220	228	205	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	234	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	
Febrero	250	250	250	250	250	250	250	246	239	239	239	239	239	238	194	194	194	194	194	194	194	191	179	181	194	194	194	194				
Marzo	239	239	239	239	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	246	250	250	250	250	
Abril	231	224	224	224	224	224	224	224	229	229	229	219	229	221	229	229	210	229	229	212	184	184	202	229	214	215	215	212	195			
Mayo	184	195	229	229	229	230	249	249	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	249	247	243	190	189	208	242
Junio	242	245	249	249	249	249	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	238	226	226	209	181	181	144	127	106	76	118	121	135	125		

Figura 1.3- Simulación de días de ingreso al Mercado Spot. De acuerdo con datos de: www.adme.com.uy, visitada el 04/07/2011.

Estructura organizacional

El emprendimiento empleará a 25 trabajadores en forma directa.

Organigrama de la empresa



Inversiones

El monto de la inversión requerida se expone en el siguiente cuadro:

Activos tangibles	
Inversión	Costo total (USD)
Terreno	100.000
Obra Civil	2.587.686
Equipamiento	14.126.761
Otros	16.880
	16.831.327
Activos Intangibles	
	2.065.761
Capital de trabajo	
	1.213.988
INVERSION TOTAL	20.111.076

Tabla 1.6- Resumen de inversión requerida para el proyecto.

Estimación de costos

Costos de producción

Costos de Producción	Costos Variables (USD)
Mano de obra directa	158.684
Contribución inmobiliaria	0
Depreciación de activos fijos	1.545.436
Mantenimiento	84.157
Insumos: Energía, Gas oíl, consumo de agua y tratamiento de agua	1.230.049
Materia Prima para cumplir con contrato de UTE	3.954.614
Materia Prima para Mercado Spot	325.037
TOTAL	7.297.977

Tabla 1.7- Resumen de costos de producción (anual).

Costos de administración

Rubro	Costo anual (USD)
Mano de Obra indirecta	224.946
Mano de Obra administrativa	298.570
Insumos: Teléfono, ADLS, papelería	15.514
Depreciación de equipos y mobiliario	3.376
Depreciación de activos intangibles	413.152
TOTAL	954.430

Tabla 1.8- Resumen de costos administrativos (anual).

Costos financieros

Impuesto al patrimonio (1,5%)	Costo (USD)
Costo fiscal Per se	208.098
Costo fiscal del lado del inversionista	229.288

Tabla 1.9- Costos financieros del proyecto (anual).

Ingresos anuales por ventas

	Cantidad (MW/año)	Ingreso(MWh)	Ingreso anual (USD)
Ingreso por venta por contrato	78.840	110	8.672.400
	Cantidad (MW/año)	Precio(USD/MWh)	Ingreso anual(USD)
Ingreso por venta en Mercado Spot	6.480	150	972.000
	Cantidad(Ton CO ₂ /año)	Ingreso (USD/Ton CO ₂)	Ingreso anual (USD)
Ingreso por venta de bonos verdes	48.000	15	737.640

Evaluación del proyecto

El proyecto se financiará a través ~~a través~~ de fondos de capital propio en un 40 % del total de la inversión incluyendo el capital de trabajo, mientras que el restante 60% se ~~financiará-financiará~~ con un préstamo.

La tasa de la inversión privada fue considerada en un 12 % -mientras que la tasa bancaria fue considerada en un 8 %.

Financiamiento mixto		
	USD	Tasa
Costo de oportunidad del inversionista (ke)	8.044.430	12%
Préstamo (kd)	12.066.646	8%
Tasa de descuento		10%

Tabla 1.10- Tasa de interés del capital mixto.



Los beneficios obtenidos del proyecto se encuentran resumidos en la siguiente tabla:

VAN	USD 3.569.140
TIR	18 %
Tasa de descuento ponderada	10 %
Tasa de Interés	8 %
nº de pagos	9
Préstamo=	60 %

Tabla 1.11- Resultado de VAN y TIR para el flujo de caja del inversionista.

Conclusiones

La demanda de energía aumenta año a año a una tasa elevada, por lo que se deberán generar políticas y acciones a nivel mundial y nacional para satisfacer dicha demanda.

Las energías renovables sustentables y naturales aparecen como posible solución para enfrentar la problemática a nivel energético, generando mayor independencia del petróleo y contribuyendo a reducir el efecto invernadero.

En Uruguay se observa un apoyo importante por parte de la actual administración pública para llevar a cabo una diversificación en la matriz energética, basado en un fuerte respaldo al desarrollo de proyectos que impliquen la utilización de fuentes de energía renovables acompañado con un plan estratégico a largo plazo y de consenso nacional. Los objetivos y metas energéticas a corto plazo se han ido cumpliendo y se observa una buena proyección a futuro. En la última década se concretaron proyectos que permiten al Uruguay ampliar su capacidad de potencia instalada en base a energías renovables.

Existe un marco normativo claro en materia de compra venta de energía producida por actores privados por parte de UTE, con trámites transparentes y [agileságiles](#).

Por otra parte, en el ámbito académico se está trabajando en investigación y desarrollo en temas energéticos con el apoyo de profesionales capacitados.

Es importante resaltar la innovación a la que apunta este proyecto al basar su generación de energía por medio de residuos forestales de bajo costo y que de no ser aprovechados como recurso energético no tendrían un valor de mercado.



Bibliografía

1. MIEM - “Reglamento del mercado Mayorista de Energía Eléctrica”, 2008.
2. DERES “Responsabilidad, Eficiencia y Sustentabilidad - Un desafío a enfrentar con energía”, Julio 2008.
3. CARBOSUR “Proyecto MDL Energía Renovable Tacuarembó – proyecto de generación de energía eléctrica (10MW) a partir de biomasa” Noviembre de 2008.
4. FAROPPA CARLOS “Consultoría de apoyo al Componente: Fortalecimiento de la estrategia Nacional Energética 2030”, “Evaluación de la disponibilidad de residuos o subproductos de biomasa a nivel nacional”, Setiembre 2010.
5. MIEM-DNETN “Energías Alternativas”, 2008.
6. MARTINEZ-AGAZZI-BONOMI-RUBIO “Gabinete Productivo, Cadena de Valor (I), 2008.
7. UDELAR “Introducción a la regulación del Sector Eléctrico”, 2010.
8. FOCER- Fortalecimiento de la Capacidad en Energía Renovable para América Central “Manual sobre Energía Renovable- BIOMASA”, BUNCA, Costa Rica, 2002.
9. OLADE “ENERLAC-Revista de Energía - América latina y Caribe”, 2010.
10. MIEM “Política Energética 2005-2030”, 2008.
11. Decretos N° 77-006; 397-007; 296-008, 354-009, 377-009, 367-010 y su modificación en 2011 y 403-009 - Decretos que promueven la compra de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
12. Decreto N° 299-008 - Contratos especiales de compraventa de energía eléctrica con proveedores.