



GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE LA BIOMASA EN URUGUAY.

LA DENDROENERGÍA.



DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

Octubre 2006

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	3
2	LA BIOMASA, LA DENDROENERGÍA.....	4
3	DISPONIBILIDAD DE RECURSOS ASOCIADOS A LA DENDROENERGÍA EN EL PAÍS.	4
3.1	Forestación.....	4
3.2	Características técnicas del eucalipto.	6
3.3	Residuos en campo.....	7
3.4	Residuos en industria.....	8
3.5	Forestación Energética.	11
4	CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL E INCORPORACIÓN DE POTENCIAS SIGNIFICATIVAS	12
5	TECNOLOGÍA DISPONIBLE	13
6	INTERCONEXIÓN A LA RED	14
7	ESTUDIO DE COSTOS DE GENERACIÓN	15
7.1	Planta de 100 MW.....	16
7.2	Planta de 10 MW.....	17
7.3	Planta de 5 MW.....	18
8	CONSIDERACIONES AMBIENTALES.	19
9	CONCLUSIONES.....	21

Generación de Energía Eléctrica a partir de la Biomasa en Uruguay. La Dendroenergía.

1 INTRODUCCIÓN

En el correr de los años se han realizado distintos estudios acerca de la viabilidad técnico-económica de la generación eléctrica a partir de biomasa y más específicamente de los recursos energéticos asociados a la forestación ("leña" y sus subproductos).

Varios factores influyeron para que no se concretaran dichos proyectos, por ejemplo, su rentabilidad en el marco de bajos costos de la energía local y regional. Las opciones entonces desde el punto de vista de generación de gran porte no se orientaron al desarrollo de la biomasa como una opción a implementar en esos momentos.

Actualmente la realidad global, regional y local ha registrado importantes cambios. Por una parte, las señales mundiales de aumentos de precio de petróleo, y por otra, la situación regional donde por ejemplo Argentina no sería considerado como en el pasado reciente un proveedor de energía excedentaria en abundancia y a bajo costo, así como otros países con reservas de gas como Bolivia muestran ciertas dificultades en desarrollar vías sustentables para efectivizar la producción. En el escenario descrito las fuentes autóctonas fundamentalmente podrían brindar una seguridad de abastecimiento mayor.

Dentro del contexto mencionado se han tomado acciones concretas. Se ha promovido, tanto a partir del Decreto 389/005 como más específicamente por el Decreto N° 77/006, la compra de energía eléctrica a empresas privadas ya sean co-generadores o productores independientes. Las medidas promovieron el desarrollo de procesos licitatorios competitivos, planteándose a los interesados la compra de su producción de energía a través de contratos por periodos extensos, logrando estabilidad en precios de la energía a largo plazo, elemento importante desde el punto de vista de quien desarrolla un Proyecto. Por otra parte se incentiva la aplicación de tecnología y trabajo local, aspecto que complementa eventuales mayores costos iniciales de desarrollo de fuentes autóctonas a asumirse por el país.

La forestación ha tenido una expansión significativa a partir de la ley de promoción forestal N° 15.939 de 1987, llegando hoy en día a una superficie aproximada de 800 mil hectáreas forestadas. Luego de incentivar el desarrollo inicial, a partir de la Ley N° 17.905 de 2005 se eliminaron los subsidios y a partir del Decreto 154/005 se adecuaron los criterios de los destinos de los suelos para forestación. Se estima con los criterios actualmente definidos, que el país dispone de 3 millones de hectáreas de prioridad forestal y 1 millón de hectáreas para explotación silvopastoril.

En el presente estudio se plantea analizar diversas modalidades en cuanto a la generación de energía eléctrica a partir de la biomasa de origen forestal, evaluando:

- i) Aspectos vinculados a la generación en plantas del orden de 10 MW, Generación distribuida en el territorio nacional.

- ii) Aspectos vinculados a la generación de energía eléctrica a partir de residuos en campo y residuos en industria.
- iii) Aspectos vinculados a instalar una planta de generación de aproximadamente 100 MW a partir de forestación energética.

El presente trabajo no implica una propuesta de evolución forestal, ni de localización de la misma, sino que busca aportar una estimación de potencialidad energética en el uso de una fuente autóctona como la biomasa, que presenta importante disponibilidad en muy diversas zonas del país y con la posibilidad de agregar valor complementario a otros usos de dicho recurso.

2 LA BIOMASA, LA DENDROENERGÍA.

La FAO define la dendroenergía o la energía procedente de la biomasa forestal, como toda la energía obtenida a partir de biocombustibles sólidos, líquidos y gaseosos primarios y secundarios derivados de los bosques, árboles y otra vegetación existente en terrenos forestales¹.

En este estudio nos vamos a focalizar en la dendroenergía, es decir la Biomasa en este estudio se refiere a los recursos energéticos asociados a la forestación.

A los efectos de manejar una terminología clara y vinculada con la disponibilidad de recursos en el país se clasifican en:

- ü **Forestación energética:** La forestación que se cultiva a los efectos de utilizarla como recurso energético en un 100%.
- ü **Residuos en campo:** Residuos que se tienen disponibles en el área forestada la cual tiene por objeto un fin no energético, por ejemplo aserrado o papel. Estos residuos se pueden generar en distintas instancias de la forestación, raleo, poda o cosecha.
- ü **Residuos industriales:** Dependiendo del proceso de industrialización, se tendrán distintos tipos de subproductos, aserrín, licor negro, costaneros y otros.

3 DISPONIBILIDAD DE RECURSOS ASOCIADOS A LA DENDROENERGÍA EN EL PAÍS.

3.1 Forestación.

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. La primer ley forestal (Nº 13.723) del año 1968 no produjo resultados muy trascendentes, siendo forestadas unas 45 mil hectáreas entre 1975 y 1988. En 1987 se

¹ Terminología Unificada sobre Dendroenergía (UWET). Informe realizado para la FAO en marzo de 2001.

promulgó una nueva ley (Nº 15.939) la cual estipuló beneficios adicionales con el fin de promover las inversiones. Como resultado de las medidas de promoción, entre 1990 y el 2000 se forestó a una tasa promedio de casi 50 mil hectáreas por año. Actualmente, a partir de la Ley Nº 17.905 de 2005 se eliminaron los subsidios, y a partir del Decreto 154/005 se modificaron los criterios de los destinos de los suelos para forestación.

El sector forestal se orientaría fundamentalmente en dos direcciones; proyectos cuyo objetivo es la producción de productos de madera sólida (aserradero) y proyectos para productos de fibra (celulosa).

A continuación en la Figura 1, se presentan las superficies forestadas por sección Judicial.

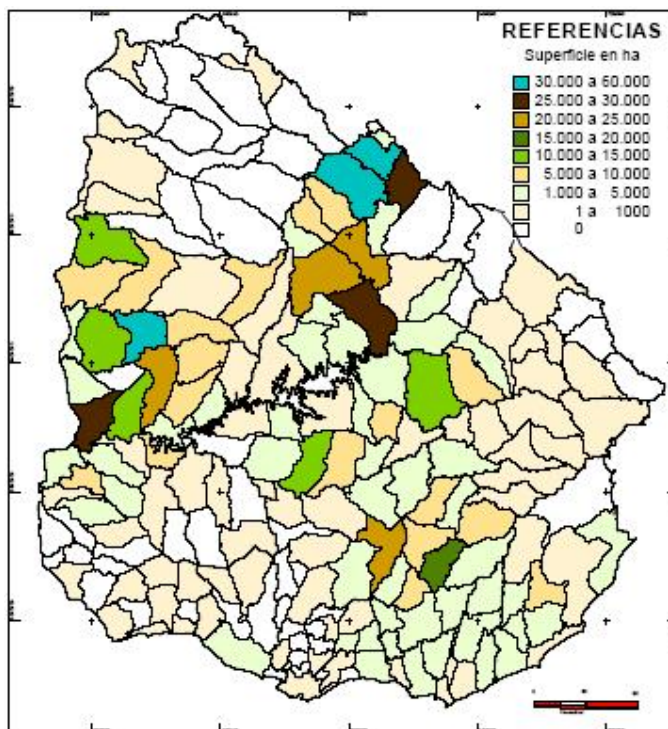


Figura 1. Forestación por Sección Judicial, Fuente: Dirección General Forestal 2005.

De las plantaciones forestadas en Uruguay, las especies más comunes son el Eucalipto grandis y globulus, luego otras especies de Eucaliptos y en tercer lugar el Pino.

Las condiciones para la producción de madera de eucalipto en el Uruguay son de las más favorables en el mundo, alcanzándose una producción que dependiendo de la tierra y de la especie se sitúa entre 20 y 26 m³ por hectárea y por año para el primer corte.

3.2 Características técnicas del eucalipto.

Si bien en Uruguay se tiene tanto eucalipto como pino como principales variedades forestadas, a continuación se presentan las principales características técnicas del eucalipto como combustible, por ser la variedad más significativa disponible en el país.

El parámetro básico del eucalipto como combustible es la humedad, ya que de este dependen dos parámetros muy importantes:

- 1) El poder calorífico².
- 2) La densidad.

Humedad	25%	30%	35%	40%
PCI kCal/kg.	3149	2900	2650	2400
Meses de oreado	10	5	3	2
Densidad kg/m³	0,6	0,64	0,69	0,75

Tabla 1. Propiedades físico químicas del eucalipto. Fuente: Ing. J.C. Presto "La leña como combustible nacional". Documento Turboflow

Como puede verse en la Tabla 1, la importancia del oreado en los bosques de la madera una vez cortada, debe ser considerada adecuadamente en la gestión del transporte y uso energético de la misma. De todas formas el óptimo desde el punto de vista empresarial, implica una valorización del stock de madera, en este sentido la gestión del oreado y transporte, resultaran en tiempos asociados a un estudio técnico económico.

En la Tabla 2 y en la Tabla 3 se presenta la composición química del eucalipto. Como se puede ver, la madera no contiene azufre, lo que resulta un aspecto positivo adicional desde el punto de vista ambiental, se destaca además que la tecnología disponible en el país para la quema de madera ha logrado combustiones muy bien resueltas desde el punto de vista de la emisión de contaminantes.

Elemento	C	H	O	N	Cenizas
% en peso	48,9	5,9	41,5	1	2,7

Tabla 2. Composición en porcentaje por elemento químico. Fuente: Ensayos realizados por Denaeyer, Bélgica; "La leña como combustible nacional". Documento Turboflow

Sol. Alcohol Benceno	Sol. Agua caliente	Total extractivos	Lignina insoluble	Lignina soluble	Lignina Total	Celulosa	Hemicel. Por dif
2.3%	1.9%	4.1%	25.2%	3.5%	28.7%	45.1%	22.1%

Tabla 3. Componente estructural de la madera, por compuestos³

² El poder calorífico por kilogramo de la madera, en general es similar en todas las especies.

³ Variación tecnología y aptitud de la madera de distintos orígenes y procedencias de eucalyptus grandis, utilizados comercialmente en Argentina. Ing. Martín Sánchez Acosta INTA

3.3 Residuos en campo.

Se presenta en la Tabla 4 una estimación de la disponibilidad de residuos en campo por Departamento, a partir de los Planes Forestales presentados y luego aprobados por la Dirección General Forestal. Se trata de la oferta potencial que estaría disponible a partir de las distintas etapas del proceso: raleo, poda o cosecha. Como hipótesis de base, se estima que entre un 10 y 15% de la producción de madera queda en el campo. A su vez, a los efectos de la conservación de los nutrientes en el suelo se recomienda dejar en el campo materia orgánica equivalente a follaje y corteza, las cuales representan en el entorno del 15 a 20% del total de los residuos en campo. Desde el punto de vista del manejo práctico, se podría por ejemplo chipear el 100% de los residuos y dejar un 20% del total (los manejos específicos deberán ser evaluados desde el punto de vista agronómico y ambiental en función de las características del suelo y el cultivo).

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Departamentos	ton*10 ³	ton*10 ³	ton*10 ³	ton*10 ³	ton*10 ³	ton*10 ³	ton*10 ³	ton*10 ³	ton*10 ³	ton*10 ³
CANELONES	28	6	4	4	9	14	11	12	5	10
MALDONADO	22	24	27	17	46	57	56	44	36	21
ROCHA	11	10	47	85	54	56	137	109	105	49
TREINTA Y TRES	6	28	19	16	10	26	37	38	29	30
CERRO LARGO	46	70	74	44	62	46	77	85	98	72
RIVERA	137	185	172	187	191	183	207	289	236	343
ARTIGAS	0	0	1	0	0	0	1	1	0	1
SALTO	2	0	0	1	1	3	1	0	1	2
PAYSANDU	92	188	196	188	123	163	181	174	147	181
RIO NEGRO	176	105	135	127	131	193	211	258	271	357
SORIANO	44	42	34	30	31	37	49	81	70	84
COLONIA	1	1	0	0	2	9	6	6	6	2
SAN JOSE	2	3	2	2	2	2	8	13	9	3
FLORES	1	1	1	0	0	1	3	2	1	0
FLORIDA	50	80	105	90	79	22	71	107	99	82
LAVALLEJA	128	143	132	147	136	66	82	57	77	117
DURAZNO	48	61	90	61	40	58	79	137	89	74
TACUAREMBO	139	213	135	96	79	112	143	167	172	228
TOTAL	935	1160	1172	1096	995	1051	1360	1580	1453	1657

Tabla 4. Residuos Forestales en campo en miles de toneladas. Fuente: Dirección General Forestal.

En la Tabla 5, se presenta una estimación de la potencia que se podría instalar a partir de la utilización de los residuos en campo, tomando como hipótesis:

- ü Una humedad del 40% en los residuos, lo que implica un poder calorífico de 2400 kcal/kg.
- ü Un rendimiento de la planta de generación del 25%.
- ü Un aprovechamiento de los residuos con fines energéticos del 80% (el 20% de los residuos restantes se deja en el campo, para aporte de nutrientes al suelo).
- ü Un factor de utilización de la planta de generación de energía eléctrica del 80% (el 80% de las horas al año, la planta se encuentra en funcionamiento).

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Departamentos	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
CANELONES	2.2	0.5	0.3	0.3	0.7	1.1	0.9	1.0	0.4	0.8
MALDONADO	1.8	1.9	2.1	1.4	3.6	4.5	4.5	3.5	2.9	1.7
ROCHA	0.9	0.8	3.7	6.8	4.3	4.5	10.9	8.7	8.4	3.9
TREINTA Y TRES	0.5	2.3	1.5	1.3	0.8	2.1	2.9	3.1	2.3	2.4
CERRO LARGO	3.6	5.6	5.9	3.5	4.9	3.7	6.1	6.8	7.8	5.7
RIVERA	10.9	14.7	13.7	14.9	15.2	14.6	16.5	23.0	18.8	27.3
ARTIGAS	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1
SALTO	0.2	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1	0.0	0.1	0.2
PAYSANDU	7.4	15.0	15.6	15.0	9.8	13.0	14.4	13.8	11.7	14.4
RIO NEGRO	14.0	8.4	10.7	10.1	10.4	15.4	16.8	20.6	21.6	28.5
SORIANO	3.5	3.4	2.7	2.4	2.5	2.9	3.9	6.4	5.5	6.7
COLONIA	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.7	0.5	0.5	0.5	0.1
SAN JOSE	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.6	1.0	0.7	0.3
FLORES	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.3	0.2	0.1	0.0
FLORIDA	4.0	6.3	8.4	7.2	6.3	1.8	5.7	8.6	7.9	6.6
LAVALLEJA	10.2	11.4	10.5	11.7	10.8	5.3	6.6	4.5	6.2	9.3
DURAZNO	3.8	4.9	7.2	4.9	3.2	4.6	6.3	10.9	7.1	5.9
TACUAREMBO	11.1	17.0	10.7	7.6	6.3	8.9	11.4	13.3	13.7	18.2
TOTAL	75	92	93	87	79	84	108	126	116	132

Tabla 5. Estimación de potencia que se podría instalar, a partir de la utilización de los Residuos Forestales en campo. Fuente: Calculo DNETN a partir de datos Dirección General Forestal.

A partir de la estimación del potencial de generación de energía eléctrica con los residuos en campo, las dos zonas del país donde resultarían perspectivas de mayor disponibilidad de producción energética a partir de residuos en campo en los próximos 10 años serían Rivera y Tacuarembó, y por otro lado Río Negro, Soriano y Paysandú. Es de destacar que otras zonas presentarían también disponibilidades no menores y una perspectiva de crecimiento.

3.4 Residuos en industria.

Se presenta en la Tabla 6 la disponibilidad de residuos en aserraderos por Región, a partir de los Planes Forestales presentados y luego aprobados por la Dirección General Forestal. Se trata de la oferta potencial que estaría disponible, estimándose que los residuos generados en aserraderos son entre un 40 y 60% de la madera procesada en la industria. Estos subproductos se podrían a su vez destinar a distintos fines: energético directo, producción de paneles MDF, paneles OSB, pellets y briquetas, etc..

A modo de ejemplo, el aserrín representa un mínimo de 12% del total de los residuos en industria, hasta un 20%, y puede estimarse que este componente sólo se utilizaría como subproducto de interés con fines energéticos. A efectos de simplificar la estimación, para este estudio se consideró como potencial de generación de energía eléctrica una utilización para dicho fin del 100% de los residuos generados en la industria, pudiendo luego ajustarse proporcionalmente al grado de uso efectivo que se suponga.

Región	2006 ton*10 ³	2007 ton*10 ³	2008 ton*10 ³	2009 ton*10 ³	2010 ton*10 ³	2011 ton*10 ³	2012 ton*10 ³	2013 ton*10 ³	2014 ton*10 ³	2015 ton*10 ³
Montevideo Canelones Maldonado Rocha Colonia San Jose	15	12	5	2	5	6	11	14	9	9
Treinta y Tres, Cerro Largo, Lavalleja	58	77	61	72	90	79	149	156	208	186
Rivera Artigas Tacuarembó	377	558	658	620	777	749	962	1291	1248	1550
Salto Paysandú Rio Negro Soriano	47	158	258	430	386	374	443	598	722	714
Flores Florida Durazno	38	72	138	56	88	54	151	326	162	208
Total	535	878	1121	1180	1347	1262	1715	2385	2350	2668

Tabla 6. Residuos Forestales en aserraderos en miles de toneladas. Fuente: Dirección General Forestal.

En la Tabla 7, se presenta una estimación de la potencia que se podría instalar a partir de la utilización de los residuos en campo, tomando como hipótesis:

- ü Una humedad del 40% en los residuos, lo que implica un poder calorífico de 2400 kcal/kg.
- ü Un rendimiento de la planta de generación del 25%.
- ü Un aprovechamiento de los residuos con fines energéticos del 100%.
- ü Un factor de utilización de la planta de generación de energía eléctrica del 80% (el 80% de las horas al año, la planta se encuentra en funcionamiento).

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Región	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Montevideo Canelones Maldonado Rocha Colonia San Jose	1.5	1.2	0.5	0.2	0.5	0.6	1.1	1.3	0.9	0.9
Treinta y Tres, Cerro Largo, Lavalleja	5.8	7.7	6.1	7.2	9.0	7.9	14.8	15.5	20.8	18.6
Rivera Artigas Tacuarembó	37.5	55.6	65.5	61.7	77.4	74.6	95.8	128.5	124.3	154.3
Salto Paysandú Rio Negro Soriano	4.7	15.8	25.7	42.8	38.4	37.2	44.1	59.6	71.9	71.1
Flores Florida Durazno	3.8	7.2	13.8	5.5	8.8	5.4	15.0	32.5	16.1	20.7
Total	53.3	87.4	111.6	117.5	134.1	125.7	170.8	237.5	233.9	265.7

Tabla 7. Estimación de potencia que se podría instalar, a partir de la utilización de los Residuos Forestales en aserraderos.

A partir de la estimación del potencial de generación de energía eléctrica con los residuos en aserraderos, la región del país donde se tendría mayores volúmenes en los próximos 10 años esta integrada por: Rivera, Tacuarembó, Artigas.

Considerando por otro lado la producción de pasta de celulosa, se estima que sumando todos los emprendimientos, se tendrá un consumo de 5 millones de metros cúbicos de madera al año.

Se toma como hipótesis un poder calorífico del Licor Negro, de 3600 kcal/kg⁴.

A partir de la estimación de la producción de licor negro, considerando plantas con un factor de capacidad de 80%, se estima se tiene un potencial aproximado de generación de energía eléctrica de 260 MW de potencia instalada.

Se debe considerar que los emprendimientos asociados a la producción de celulosa, implican un consumo interno en el proceso industrial, que a groso modo se puede estimar en un 50% del total, por lo que se tendría un excedente de 130 MW totales.

⁴ <http://energia.mecon.gov.ar>

3.5 Forestación Energética.

La forestación energética es aquella cuyo único objetivo es la producción de madera para energía, lo cual amerita algunas consideraciones. Al igual que en el caso de los montes para pulpa de celulosa, se prioriza en esta modalidad de forestación el volumen de la fibra, para esto es necesario densidades altas en las plantaciones. Por ejemplo, actualmente en España y Alemania⁵ se están desarrollando cultivos energéticos con períodos asociados a las cosechas de 2 a 3 años (y se han ensayado variedades de sauce y álamo).

Desde el punto de vista ambiental, se podrían tener impactos en el escurrimiento del agua y otros, relativamente más significativos que los que se tienen con la forestación para aserrado. Por otro lado en el caso de suelos degradados, la forestación energética con alguna variedad específica como el caso de especies nativas (ej: Chirca Negra), puede aportar a un manejo sostenible del suelo, se debe de considerar en este caso el bajo rendimiento de producción de biomasa (máximo 5 m³/año).

La forestación energética tiene la particularidad de requerir cultivos forestales en zonas muy concentradas y usualmente en el entorno al sitio de instalación de la planta de generación, con el objetivo de disminuir los costos de flete, uno de los principales componentes del costo.

La selección del sitio de instalación de una planta de generación en base a una eventual forestación energética, considerando nuevas áreas a desarrollar, se debe enmarcar dentro de las 3 millones de hectáreas actualmente definidas de prioridad forestal, y el millón silvopastoril.

Desde el punto de vista de los costos de producción se estima que se puede producir leña con una tasa de rentabilidad del 12%, a un costo de 20 US\$/ton en campo- arriba de camión-. Este valor puede verse afectado por consideraciones de localización, de características del terreno y otros, de todas formas a los efectos del estudio se tomará como un valor de referencia.

⁵ New Energy N° 4 Agosto 2006

4 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL E INCORPORACIÓN DE POTENCIAS SIGNIFICATIVAS

El sistema eléctrico nacional tiene como particularidad que es esencialmente hidráulico. Esto significa que existen períodos largos de tiempo en el que la demanda es abastecida principalmente con la producción de las centrales hidráulicas y por tanto con un costo variable muy bajo. A modo de ejemplo, en la Figura 2 se muestra la oferta de energía eléctrica en el país para los años 2003 a 2006.

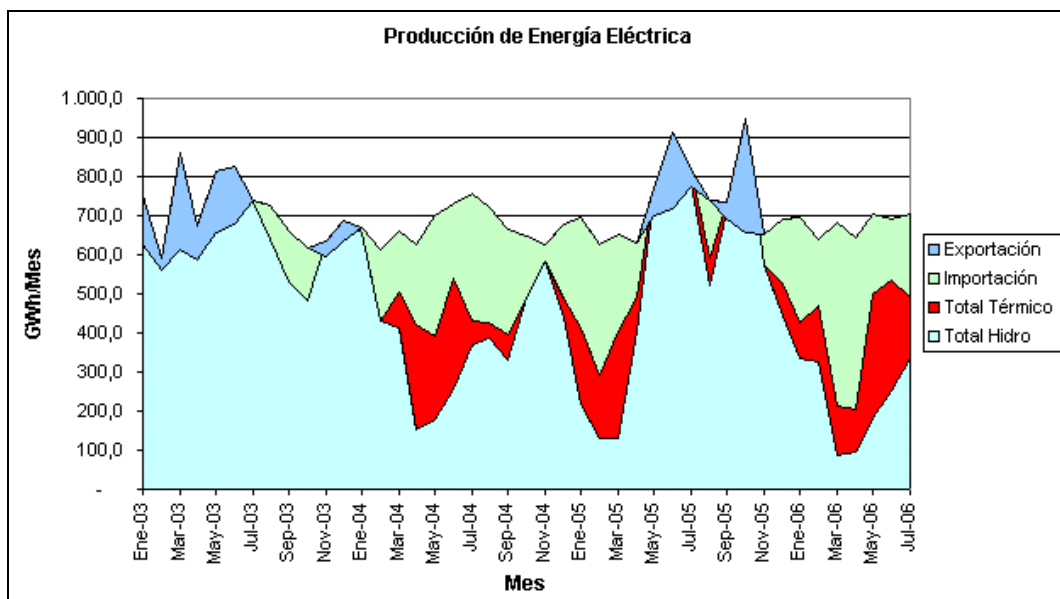


Figura 2. Producción de energía eléctrica e importación en los últimos años.

Se puede ver cómo en el año 2003 se cubrió la demanda sin aporte de la generación termoeléctrica, así como desde el 2004 a julio de 2006 se ha atravesado por períodos muy secos (con muy poco aporte de energía hidráulica) y el componente de energía termoeléctrica nacional ha estado presente prácticamente en todo ese tiempo.

En base a las particularidades del sistema brevemente descritas, el análisis energético de un proyecto de generación debe hacerse para plazos largos, considerando tanto los posibles períodos de bajos aportes como aquellos hidráulicamente abundantes, simulando la interacción del proyecto en las diversas situaciones.

Esta característica hace que se deba tener en cuenta por ejemplo cuánto sería el promedio de energía que sería despachada de una central a leña ya que, de incorporarse potencias significativas en el sistema asociada a generación a leña, se plantearía no despachar toda la potencia de estas centrales, mientras existieran períodos de aportes importantes de agua en las represas hidráulicas del sistema nacional.

Por otra parte, el despacho de la central tiene que tener en cuenta la particularidad del combustible usado, ya que si bien se puede lograr una cierta modulación de la generación, esto implica un manejo logístico de la leña o subproductos. El aserrado

(dimensionado) de los troncos, estiba para secado, etc., implican tiempos específicos y uso de importantes superficies. Se tiene también el flete requerido y la disponibilidad de transporte en cierta época del año, y la potencial superposición con zafras del sector agropecuario. El stock en períodos de tiempo significativos y dependiendo de aspectos climáticos (estaciones del año lluviosas) puede implicar la pérdida de poder calorífico, debido a pérdida de volátiles y corriendo un riesgo importante de pérdida por putrefacción. Esta particularidad ameritaría un estudio más detallado que el que se pretende en este informe que es introductorio. Por lo expuesto, sería conveniente profundizar los análisis al menos sobre:

- i) El factor de despacho
- ii) Logística de aserrado (dimensionado), estiba, etc.
- iii) Posibilidades de alimentar la central con mezcla de leña seca y verde.
- iv) Tiempo necesario para el secado de la leña.
- v) Aspectos logísticos del suministro.
- vi) Posibilidad de contar con un contrato del tipo “Take or Pay” el cual asegure un factor mínimo de despacho.

En particular para plantas asociadas a la generación distribuida, se ha planteado un auto-despacho, similar a lo previsto en el Decreto N° 77/06 (plantas menores a 10 MW) de forma que no influye el factor hidráulico del sistema en su operación. Esto no es menor, pues facilita el manejo logístico de la tala, oreado, etc.

A los efectos del estudio de aspectos económicos realizado en el capítulo correspondiente, en el presente documento se considera a las plantas de hasta 10 MW como auto-despachadas, estando las mayores sujetas a despacho.

5 TECNOLOGÍA DISPONIBLE

Desde hace mucho tiempo se ha utilizado en la industria nacional a la “leña” (y sus subproductos) como combustible para la generación de vapor. Si bien ha habido períodos en que algunos industriales por contar con fuel oil a precios relativamente bajos abandonaron el uso de la leña, actualmente esa tendencia se ha revertido. Se estima del orden del 15% las calderas de vapor industriales que utilizan actualmente leña como combustible. Ante el contexto actual de precios y disponibilidades de los derivados del petróleo y del gas natural, la tendencia en usos industriales (con posibilidad de manejo de ese combustible) ha sido usar leña en forma creciente y sostenida.

Este uso de la Biomasa como combustible ha traído consigo un positivo efecto de desarrollo de la industria metalúrgica nacional. En el país se producen al menos desde hace 30 años calderas para la generación de vapor a partir de la leña. Actualmente en el país se dispone de capacidad para la fabricación de calderas asociadas a plantas de generación eléctrica del orden de 15MW.

A continuación en la Figura 3, se presenta el volumen de fabricación de equipos a nivel nacional a mayo del 2005. Se puede notar cómo se ha recuperado en los últimos años la capacidad de fabricación local de equipos. Se espera que el Decreto N° 77/006, que

plantea la promoción de la generación con biomasa para sistemas de generación con potencias de hasta 10 MW, promueva la fabricación de equipos localmente.

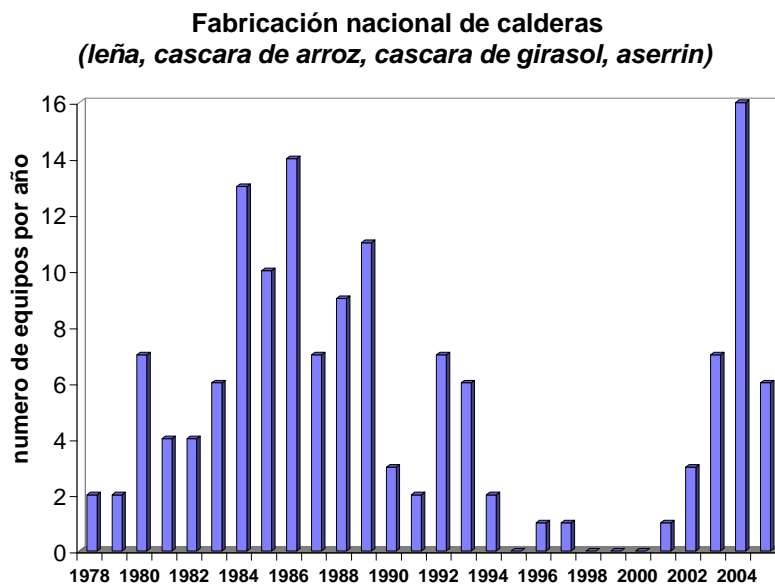


Figura 3. Fuente: Encuestas de la DNETN a fabricantes nacionales. Período 1978 a mayo 2005.

Desglosando los componentes del 100% de la inversión para plantas de 10 MW, se estima que:

- ü El 40% de la inversión se asocia a la caldera. Se puede construir en el país.
- ü El 30% de la inversión se asocia al montaje. Se puede realizar con técnicos nacionales.
- ü El 30% de la inversión se asocia a la turbina y generador eléctrico. Actualmente se debe importar.

En este sentido, el 70% de la inversión total implica fabricación de bienes de capital así como montajes, que se puede realizar en el país y lo pueden realizar empresas nacionales y con costos competitivos en la región.

6 INTERCONEXIÓN A LA RED

Las consideraciones respecto de la interconexión a la red son muy distintas para el caso de plantas dispersas de potencias del orden de los 10 MW, que para el caso de centrales de generación de grandes potencias como puede ser una planta de 100 MW.

Para el caso de una planta de 100 MW, los estudios son los típicos para la inserción de una central eléctrica, la que incluye entre otros, estudios de régimen, análisis de estabilidad y estudios de transitorios. Por otra parte sólo es posible conectar este tipo

de central en puntos de la red de alta tensión, ya que no es posible evacuar potencia de esta magnitud en redes de distribución. Una subestación en 150kV para una planta con estas características puede tener un costo del orden de 8 a 10 millones de US\$, lo que muestra la importancia de la selección del sitio y la ventaja de instalar una central de este tipo en un sitio donde ya exista una subestación con capacidad de manejo de esa potencia.

Para el caso de plantas de generación del orden de 10 MW, se ha supuesto que no estarían sujetas a despacho centralizado. Si la inyección de potencia puede ingresar o salir de forma imprevista, la red además de poder transportar dicha energía debe poder mantener dentro de los límites admisibles la tensión. Para poder evaluar el impacto en la red se realizan diversos estudios como los de flujo de cargas, para distintos estados de carga de la red y distintos estados de generación de la central y del sistema. El resultado de estos estudios permite evaluar si la red está en condiciones de poder transportar dichos flujos de potencia, así como si es capaz de mantener los parámetros dentro de rangos admitidos para las distintas condiciones posibles, condicionando en caso contrario las ampliaciones requeridas.

Por otra parte el hecho de que se introduzca generación en la red de distribución altera los flujos de potencia para los cuales estaba diseñada originalmente. Puede ser necesario estudiar en qué medida se ven afectadas las protecciones de la red eléctrica, es decir, realizar adicionalmente estudios de transitorios de la red. Una potencia del orden de los 10 MW requiere ser conectada a un punto fuerte de la red de media tensión, ya sea en 30 kV o en tensiones superiores.

En cualquier caso se requiere que los generadores no afecten la calidad de servicio entregada a los clientes, respetando límites de introducción de armónicos de corriente, tensión, la no introducción de flicker⁶ y otros criterios.

7 ESTUDIO DE COSTOS DE GENERACIÓN

En el estudio económico se considerarán tres escenarios distintos:

- ü Una planta de 100 MW.
- ü Plantas de 10 MW.
- ü Plantas de 5 MW.

⁶ Flicker: es la variación de tensión con frecuencia entre 1 y 10 Hz, la cual provoca la variación de intensidad luminosa de los artefactos luminosos, provocando un efecto molesto en las personas

7.1 Planta de 100 MW.

En el caso de una planta de 100 MW, dadas las características del sistema interconectado nacional descritas en el capítulo 4, se tendrían años con buenos aportes hidráulicos en el sistema, períodos en los que no resultaría económico despachar una central de este porte. En este sentido se toma como hipótesis de cálculo un factor de planta de 50%⁷, por otro lado se toman dos escenarios, uno optimista y otro pesimista, en este caso relacionados a la situación de inversión.

Los escenarios se diferencian en la hipótesis del costo del kW instalado; 1000 US\$ en el caso optimista y 1500 US\$ en el caso pesimista.

En la Tabla 8, se presenta los principales indicadores asociados al costo de generación a partir de una planta de 100 MW.

		100 MW	
	Unidad	Optimista	Pesimista
Capacidad:	MW	100	100
Factor de planta:	%	50%	50%
Rendimiento Planta Generación	%	30%	30%
Vida útil:	Años	30	30
Costo total inversión	US\$/kW	1000	1500
Costos AOM Total anual % inversión	%	3%	3%
Costo unitario (sin combustible)	US\$/MWh	35,2	52,8
Costo Leña Bajo (23 US\$/Ton).	US\$/MWh	22,8	22,8
Costo Leña Alto (30 US\$/Ton).	US\$/MWh	29,7	29,7
Costo Total de Generación Bajo	US\$/MWh	57,9	75,6
Costo Total de Generación Alto	US\$/MWh	64,9	82,5
Consumo de Leña	Ton/día	1187	1187

Tabla 8. Evaluación de costos planta 100 MW. Costo de capital 12%.

Como se puede ver en la tabla, el componente de costo fijo asociado a la inversión tiene un peso importante -entre 35 y 53 US\$/MWh- ya que el factor de capacidad es 50%. Si el factor de capacidad fuera 100%, los costos fijos calculados disminuirían a la mitad.

El área forestada requerida se estima en 35.000 hectáreas totales y se deberían cortar anualmente 4500 hectáreas de 8 años de antigüedad, para alimentar una planta de 100 MW, con un factor de capacidad de 50%. En los momentos que la planta trabajara a potencia plena, se requerirían aproximadamente 85 camiones por día para alimentar la planta.

La localización de una eventual planta como la analizada deberá tener en cuenta la disponibilidad de áreas de prioridad forestal. Como se ha mencionado, entre ellas las

⁷ Este factor de despacho se toma como hipótesis en base a los resultados de las corridas del modelo EDF_UTE, cuando se consideran incorporaciones de cientos de megavatios. Cuanto mayor sea el costo variable, menor resulta el despacho económico asociado.

nuevas zonas que se están promoviendo: por ejemplo entornos de Lavalleja y Cerro Largo. Por otro lado se deben evaluar las inversiones requeridas en la red eléctrica para evacuar la generación de la planta. Además el calor que se requiere evacuar en una planta de 100 MW implica que se debería buscar un sitio con un curso de agua para el intercambio de calor requerido en el condensador, o de otro modo realizar una inversión importante asociada a una torre de enfriamiento.

La complejidad vinculada a los aspectos logísticos, así como la concentración del área forestada y los requerimientos específicos para la localización, muestran que los rendimientos crecientes en las turbinas, aspecto beneficioso al pensar en una central de gran porte, podrían verse desfavorecidos por las demás consideraciones planteadas.

7.2 Planta de 10 MW.

En el caso de una planta de 10 MW, se considera generación distribuida autodespachada, en este caso entonces se supone un factor de planta del 90%. Los escenarios se diferencian en la hipótesis sobre el costo del kW instalado, 1300 US\$ en el caso optimista y 1800 US\$ en el caso pesimista, y en la hipótesis de rendimiento de la central 25% y 20% para los casos optimista y pesimista respectivamente.

En la Tabla 9, se presentan los principales indicadores asociados al costo de generación a partir de una planta de 10 MW.

		10 MW	
	Unidad	Optimista	Pesimista
Capacidad:	MW	10	10
Factor de planta:	%	90%	90%
Rendimiento Planta Generación	%	25%	20%
Vida útil:	Años	30	30
Costo total inversión	US\$/kW	1300	1800
Costos AOM Total anual % inversión	%	3%	3%
Costo unitario (sin combustible)	US\$/MWh	25,4	35,2
Costo Leña Bajo (23 US\$/Ton).	US\$/MWh	27,3	34,1
Costo Leña Alto (30 US\$/Ton).	US\$/MWh	35,6	44,5
Costo Total de Generación Bajo	US\$/MWh	52,7	69,3
Costo Total de Generación Alto	US\$/MWh	61,0	79,7
Consumo de Leña	Ton/día	256	320

Tabla 10. Evaluación de costos planta 10 MW. Costo de capital 12%

En este caso la planta trabajando a capacidad plena, implica un flujo de 10 camiones por día. Para alimentar una planta de 10 MW con un factor de planta de 90%, se requerirían 6000 hectáreas totales, y se deberían cortar por año 750 hectáreas con 8 años de antigüedad.

Se puede observar que tanto el manejo logístico como la concentración de área forestada en este caso, implicarían un manejo significativamente más sencillo que el que se requiere para una planta de 100 MW.

A modo de comparación, los costos de generación en el escenario de precios bajos de leña (23 US\$/ton) son similares a los costos de generación de un ciclo combinado de gas natural a 5.5 US\$/MMBTU.

Debe considerarse que si se planteara un plan de incorporación de cientos de megavatios en base a centrales de 10 MW, los factores de despacho a considerar serían menores al 90%, pues por su efecto en el sistema deberían integrarse al despacho económico. En base a las corridas de largo plazo del modelo EDF_UTE se puede considerar en este caso un factor de despacho tipo de 75%. Esta consideración implica que los costos fijos unitarios crecen en un 20%.

7.3 Planta de 5 MW.

En el caso de una planta de 5 MW, que se considera generación distribuida, se supone un factor de planta del 90%. Los escenarios se diferencian en la hipótesis del costo del combustible- nulo y 10 US\$/ton y por otro lado en el costo del kW instalado, 1500 US\$ en el caso optimista y 2000 US\$ en el caso pesimista. Varían además en la hipótesis de rendimiento de 20% en el caso optimista y 15% en el caso pesimista.

En la Tabla 10, se presenta los principales indicadores asociados al costo de generación a partir de una planta de 5 MW.

		5 MW Residuos	
	Unidad	Optimista	Pesimista
Capacidad:	MW	5	5
Factor de planta:	%	90%	90%
Rendimiento Planta Generación	%	20%	15%
Vida útil:	Años	30	30
Costo total inversión	US\$/kW	1500	2000
Costos AOM Total anual % inversión	%	3%	3%
Costo unitario (sin combustible)	US\$/MWh	43,9	58,6
Costo Residuos nulo	US\$/MWh	0,0	0,0
Costo Residuos Alto (10 US\$/Ton).	US\$/MWh	14,8	19,8
Costo Total de Generación Res. Nulo	US\$/MWh	43,9	58,6
Costo Total de Generación Res. Alto	US\$/MWh	58,8	78,3
Consumo de Residuos	Ton/día	160,2	213,7

Tabla 10. Evaluación de costos planta 5 MW. Costo de capital 12%.

Puede observarse que los costos de generación de una planta de 5 MW operando con residuos de biomasa serían muy competitivos; sólo en el escenario más pesimista con un rendimiento del sistema del 15% y un costo del kW instalado de 2000 US\$, los costos unitarios de producción se incrementarían.

Debe considerarse que en caso de plantearse un Plan de Incorporación de cientos de megavatios en base a centrales de 5 MW sujetas a despacho, utilizando como combustible residuos y por tanto con reducido costo variable, implican que los costos

fijos presentados en la Tabla 10 son válidos, ya que para los datos presentados se tomo como hipótesis de cálculo un factor de despacho de 90%.

Por otro lado, si pensamos en los residuos en la industria, la conexión eléctrica estaría resuelta ya que la misma se justificaría por la existencia del emprendimiento industrial. Desde el punto de vista logístico, los residuos se encuentran concentrados en el sitio. Dado que el emprendimiento industrial genera residuos en el entorno de la planta, en este sentido los costos de transporte son mínimos y el manejo se simplifica.

En el caso de los residuos en campo se tiene un costo asociado al transporte y manejo de los mismos, una opción posible podría ser el “chipeado” en campo y el transporte posterior a la planta de generación de energía eléctrica, mejorando la densidad de la carga transportada.

8 CONSIDERACIONES AMBIENTALES.

Con la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y el Protocolo de Kyoto, los países han definido metas para limitar o reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, para alcanzar estas metas se han creado instrumentos de mercado tales como el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL). Por este mecanismo, proyectos que demuestren causar una reducción neta de emisiones con respecto a un escenario de referencia (situación sin proyecto), pueden certificar esas reducciones y comercializar los certificados de reducción de emisiones (CRE) en el mercado.

Para que sean proyectos MDL deben generar reducciones de emisiones de GEI que sean reales, mensurables y a largo plazo y que sean adicionales, es decir, que las emisiones de GEI deben ser menores que las emisiones que hubieran ocurrido en ausencia de proyecto, y también se debe demostrar que el proyecto no se habría implementado en ausencia del mecanismo MDL. Para estimar estas reducciones se requiere de la estimación de una línea de base o situación sin proyecto, contra la cual se comparan las emisiones causadas por el proyecto, por medio de metodologías previamente aprobadas, lo cual en algunos casos es una limitante importante.

Una metodología aprobada es ACM0006 que es la metodología consolidada para la generación eléctrica a partir de residuos de biomasa con conexión a la red. Esta metodología permite elegir diferentes escenarios de referencia alternativos y estos escenarios son los que definen entre otros como la energía sería generada en ausencia de proyecto, que sucede con la biomasa en ausencia de proyecto, etc.

Ejemplos de estos proyectos son aquellos que utilizan productos y residuos de cosecha de bosque así como residuos de industria de la madera para fines energéticos, los cuales pueden generar CRE en la medida en que se sustituyan combustibles fósiles, esto es debido a que las emisiones de carbono producida por la quema de estos productos, son las mismas que en la etapa de producción de dicha biomasa fue retirada de la atmósfera por estas plantaciones haciendo que en el ciclo completo las emisiones netas sean nulas. Por lo cual proyectos de generación eléctrica que

impliquen un cambio de combustible fósil es una de las formas de lograr reducciones de emisiones certificables bajo el MDL.

Este tipo de proyecto comprende la sustitución de combustibles fósiles en instalaciones existentes tanto de generación eléctrica como también en aplicaciones industriales, comerciales, residenciales y otras. La demostración de la “adicionalidad” debe efectuarse siguiendo las pautas brindadas por la “Herramienta para la Demostración y Evaluación de la Adicionalidad” aprobada por la Junta Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio⁸.

⁸ La herramienta puede encontrarse en <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>

9 CONCLUSIONES

- ü A partir de la proyección de la disponibilidad en el país de los residuos generados en aserraderos, se tendría un potencial de generación de energía eléctrica superior a los 100 MW a partir del 2008 y superior a los 200 MW a partir del 2013.
- ü A partir de la proyección de la disponibilidad de residuos en campo asociados a los emprendimientos industriales bajo proyecto, se tiene un potencial de generación de energía eléctrica superior a los 90 MW a partir del 2008 y superior a los 100 MW a partir del 2012.
- ü A partir de la estimación de la producción de licor negro en plantas de pasta de celulosa, considerando unidades de generación con un factor de capacidad de 80%, se estima se tiene un potencial aproximado de generación de energía eléctrica de 260 MW de potencia instalada, donde del orden del 50% sería consumido por las propias plantas.
- ü Para plantas de 10 MW, el 70% de la inversión total -asociada a la fabricación de bienes de capital y montaje- se puede realizar en el país por parte de empresas nacionales a costos competitivos con la región.
- ü Desde el punto de vista país, con la generación de energía eléctrica a partir de leña o residuos forestales en centrales del orden de 10 MW, se maximizaría la utilización de capacidades nacionales de fabricación de bienes de capital.
- ü La utilización de residuos para la generación de energía eléctrica, resulta una opción económicamente atractiva, con costos de generación muy competitivos.
- ü La forestación energética implica costos de producción de leña en el entorno de los 20 US\$/ton en campo- arriba del camión-. Los costos de generación de energía eléctrica en el escenario de 23 US\$/ton de leña puesta en planta son similares a los costos de generación de un ciclo combinado de gas natural a 5.5 US\$/MMBTU, sin considerar los posibles ingresos obtenidos por venta de los certificados de reducción de emisiones (CRE).
- ü Una hipotética forestación energética debe plantearse no sólo en zonas adecuadas sino que implica otras consideraciones de viabilidad técnica, ambiental, etc., que exceden el alcance del presente análisis.
- ü Si bien se tomaron como hipótesis para el caso de la central de 100 MW como para el caso de las centrales de 10 MW los mismos precios de referencia de la leña (23 y 30 US\$/Ton), es razonable pensar que existe un costo de transporte asociado adicional asociado a la central de 100 MW.
- ü En el caso de una central de 100 MW se necesitaría la plantación de aproximadamente 35.000 hectáreas de bosques, los cuales deberían estar próximos a la localización de dicha planta. El tráfico de camiones con dicha madera sería de aproximadamente 85 camiones por día (a plena carga).