

DICIEMBRE 2025



Combustibles alternativos de residuos recuperados

Análisis de mercado



Análisis de Mercado

Fase 3 - Profundización y Análisis de Mercado

**Diagnóstico y Propuesta para Combustibles Alternativos de
Residuos Recuperados**

DICIEMBRE 2025

Título del Informe: Análisis de Mercado

Elaborado para: Ministerio de Ambiente (MA) y Renewable Energy Innovation Fund (REIF)

En el marco de: "Consultoría de Apoyo Técnico en el Estudio de la Viabilidad Técnica y Económica del Uso de Combustibles Alternativos Derivados de Residuos con Destino al Mercado Nacional e Internacional"

Equipo Consultor: MJG, SL, MB, FB, SM, AE

Índice

Resumen Ejecutivo	7
Capítulo 1: Introducción	9
Capítulo 2: Mercado Nacional	10
2.1. Demanda industrial de combustibles	10
2.2. Precio de los energéticos	14
2.3. Generadores de vapor	15
2.4. Entrevistas a instituciones relevantes del mercado nacional	19
2.4.1. Exigencias técnicas del mercado potencial	19
2.4.2. Precio y competitividad económica	20
2.4.3. Logística y disponibilidad del recurso	21
2.4.4. Emisiones y marco regulatorio	21
Capítulo 3: Oferta de combustibles alternativos	21
3.1. Flujos de residuos considerados con potencial de valorización energética	22
3.2. CDR/CSR a partir de RSU/RSI	22
3.2.1. Plantas MRF y MBT	22
3.2.2. Costo nivelado del CDR	25
3.3. Aceites minerales recuperados	27
3.4. Biochar	29
3.5. Blending y otros	32
3.5.1. Ejemplo de blending	33
3.5.2. Ejemplo de proyectos piloto	34
3.6. Costo transporte	35
Capítulo 4. Análisis de barreras y oportunidades	38
4.1. Barreras	38
4.1.1. Previsibilidad y calidad del feedstock	38
4.1.2. Competitividad económica	39
4.1.3. Riesgo tecnológico y operativo	39
4.1.4. Marco regulatorio y ambiental	39
4.1.5. Coordinación institucional y de mercado	39
4.2. Oportunidades	40
4.2.1. Sectores con experiencia y capacidad instalada	40
4.2.2. Estandarización del CSR	40
4.2.3. Demanda futura y presión ambiental	40
4.2.4. Hubs de Valorización Regional y Simbiosis Industrial	40

4.2.5. Digitalización y Trazabilidad como Creador de Mercado	41
4.2.6. Acceso a Financiamiento Climático (Blended Finance)	41
4.2.7. Profesionalización y "Empleos Verdes"	41
4.2.8. Ecosistema de Validación Tecnológica	42
4.2.9. Dinámica de Mercado con Combustibles Avanzados (SAF/Metanol): Riesgo y Sinergia	42
Capítulo 5: Mercado Internacional	42
5.1. Argentina	43
5.1.1. CDR/CSR	43
5.1.2. Aceite Mineral Recuperado	45
5.1.3. Biochar	45
5.2. Brasil	46
5.2.1. CDR/CSR	46
5.2.2. Aceite Mineral Recuperado	47
5.2.3. Biochar	48
Capítulo 6: Conclusiones	49
Apéndice: Entrevistas a actores clave	52

Tabla 1. Abreviaturas utilizadas en este informe

AMR	Aceite Mineral Recuperado
CAPEX	Capital Expenses – Gastos de Capital
CDR	Combustible Derivado de Residuos
CLO	Compost Like Output – Material Símil Compost
CC	Coque de Carbón
CP	Coque de Petróleo
CSR	Combustible Sólido Recuperado
EE	Energía Eléctrica
FO	Fueloil
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GA	Gasolina
GN	Gas Natural
GO	Gasoil
ISO	International Organization for Standardization
LCOB	Levelized Cost of Biochar – Costo Nivelado del Biochar
LE	Leña
MBT	Mechanical Biological Treatment – Tratamiento Mecánico Biológico
MRF	Materials Recovery Facility – Planta de Recuperación de Materiales
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
NOx	Óxidos de Nitrógeno
OPEX	Operating Expenses – Gastos de Operación
O&M	Operating & Maintenance Expenses – Gastos de Operación y Mantenimiento (parte de OPEX)
PCI	Poder Calorífico Inferior
PMTA	Presión Máxima de Trabajo Admisible
RB	Residuos de Biomasa
RSU	Residuos Sólidos Urbanos
RSI	Residuos Sólidos Industriales
SOx	Óxidos de azufre
URSEA	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua

Tabla 2. Unidades utilizadas en este informe

GJ	Giga-Joule
Gcal	Giga-caloría
kcal	kilo-caloría
kJ	kilo-Joule
ktep	Miles de toneladas equivalentes de petróleo
kWh	kilo-Watt hora
m ³	Metros cúbicos
mm ³	Millones de metros cúbicos
MJ	Mega-Joule
MW	Mega-Watt (potencia eléctrica)
MWth	Mega-Watt (potencia térmica)
teAMR	Toneladas equivalentes de AMR
teCDR	Toneladas equivalentes de CDR
tep	Toneladas equivalentes de petróleo
ton	Toneladas
US\$	Dólares de Estados Unidos
US\$m	Millones de dólares de Estados Unidos

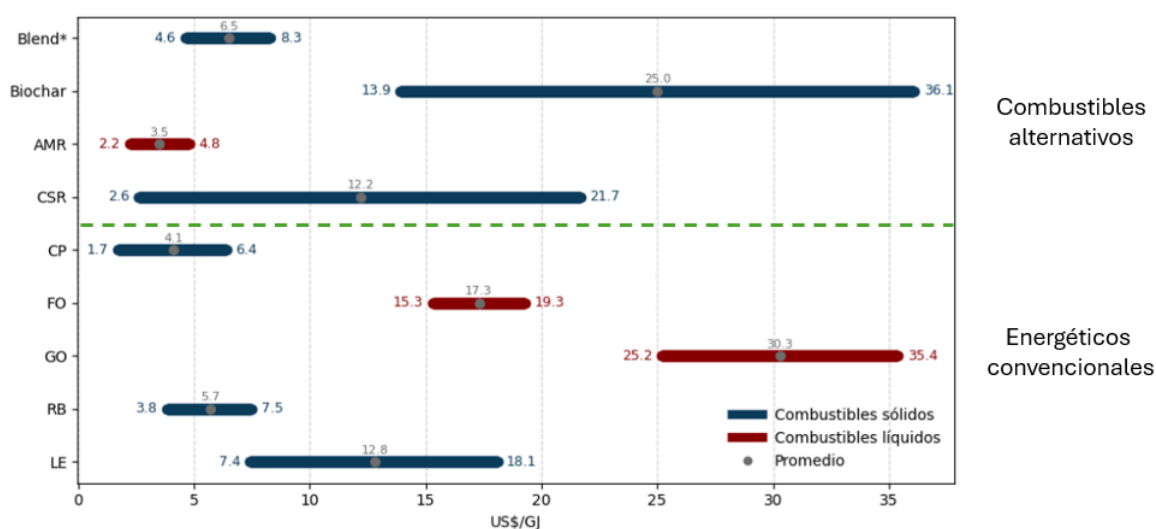
Resumen Ejecutivo

El presente análisis evalúa la viabilidad técnica, económica y comercial del desarrollo del mercado de combustibles alternativos en Uruguay, a partir de residuos con potencial de valorización energética. El estudio aborda de forma integrada la oferta y la demanda, los costos de producción, los condicionantes regulatorios y logísticos, y las oportunidades para el desarrollo de cadenas de valor asociadas.

Desde el lado de la demanda, se identifica un mercado potencial concentrado en aplicaciones térmicas asociadas a la generación y cogeneración de vapor en la industria. Se estima un consumo potencial de entre 629 y 1.285 kton de combustibles alternativos sólidos (CDR/CSR/blends) y 29–31 kton de combustibles alternativos líquidos (AMR/blends). Bajo el supuesto de que estos combustibles puedan comercializarse a precios equivalentes al 50% del energético de referencia (criterio consistente con la evidencia empírica relevada), el mercado potencial nacional se ubica entre US\$ 55 y 106 millones (para rango de precios bajos y altos respectivamente). De este monto, entre US\$ 44 y 92 millones corresponderían a combustibles sólidos, y entre US\$ 11 y 14 millones a combustibles líquidos.

La Figura 1 presenta una comparación entre los precios estimados de los combustibles alternativos y los de los energéticos convencionales que podrían sustituir. Los resultados muestran que el CDR/CSR podría competir con fueloil o gasoil, aunque tendría mayor dificultad respecto a leña o coque de petróleo. En el caso del AMR, su competitividad resulta favorable salvo en escenarios de precios mínimos de coque de petróleo. El blend analizado (compuesto de biochar, descarte de plásticos, y lodos) muestra un costo promedio cercano al 50% del precio promedio de la leña.

Figura 1. Comparación del precio unitario de los combustibles alternativos y energéticos convencionales



Nota: Al precio de los combustibles alternativos hay que agregar el costo de transporte para que sean comparables con los energéticos convencionales que son puestos en planta. Para CSR pelletizado este no es un costo significativo, siendo menor a 0.5 US\$/GJ para una distancia de 100 km, como se muestra en la Figura 8 de este informe. No se modeló ahorro de tasa de vertedero (costo evitado) lo que mejoraría la competitividad de los combustibles alternativos. En el caso del biochar, tampoco se modeló el aprovechamiento de calor residual en la misma planta. *El ejemplo del blend corresponde al analizado en la Tabla 16 de este informe, que contiene una mezcla de 20% biochar, 40% descarte de plásticos de plantas de reciclaje, y 40% lodos.

Fuente: elaboración propia

El análisis sectorial indica que el principal mercado de corto plazo se concentra en la industria cementera, donde los hornos presentan alta tolerancia a la variabilidad del combustible y a contenidos elevados de cenizas o cloro. En una segunda etapa, las calderas industriales de mediana y gran escala podrían constituir un mercado relevante para CSR de mayor calidad, aunque ello requiere inversiones adicionales en adaptación tecnológica, control de emisiones y sistemas de alimentación.

El análisis de calderas de generación de vapor habilitadas a nivel nacional, (606 unidades en total), muestra una fuerte concentración geográfica en el eje Montevideo–Canelones–San José (73% del total), así como una predominancia de calderas de mediano porte (76% con presiones entre 7 y 28 bar). La matriz actual de combustibles está dominada por leña (38%), fuel oil (34%), GLP (7%), gas natural (6%) y residuos de madera (5%).

Las entrevistas realizadas a actores clave del sector confirman que, más allá de la disponibilidad de residuos, existen barreras estructurales que condicionan el desarrollo del mercado: falta de estandarización del feedstock, incertidumbre regulatoria, riesgos tecnológicos asociados a la variabilidad del combustible, dificultades logísticas y ausencia de señales económicas claras. Estas barreras no responden a limitaciones técnicas intrínsecas, sino a vacíos institucionales y de diseño de mercado.

No obstante, existen oportunidades relevantes. Uruguay cuenta con capacidades técnicas, experiencia industrial y antecedentes exitosos de coprocesamiento, particularmente en el sector cementero. La estandarización del CSR, alineada con referencias internacionales, surge como un elemento clave para reducir riesgos, facilitar contratos de suministro y atraer inversiones. Asimismo, la existencia de políticas públicas orientadas a la transición energética ofrece un marco propicio para impulsar estas soluciones.

En cuanto al comercio internacional, si bien la exportación regional de combustibles alternativos (Argentina y Brasil) presenta limitaciones en el corto plazo, existe una oportunidad de mediano plazo para la exportación transoceánica de commodities energéticos certificados (por ejemplo, pellets CSR clase A, o bio-oil). Esto permitiría posicionar a Uruguay como potencial proveedor de bioenergía para mercados de cumplimiento de créditos de carbono.

El desarrollo de un mercado de combustibles alternativos en Uruguay requerirá, además de regulación técnica, señales económicas que internalicen beneficios ambientales, y una política pública coordinada de fomento. Esto podría canalizarse mediante diversos incentivos económicos, como por ejemplo, la asignación de puntaje prioritario en COMAP, fondos climáticos (BID/CAF/WB/REIF) que co-financien proyectos piloto, e instrumentos de financiación específicos como el Fondo Sectorial de Energía (FSE) de la ANII. Este tipo de apoyo funcionaría como catalizador, compartiendo el riesgo inicial, que permita escalar soluciones a nivel nacional.

Capítulo 1: Introducción

El presente informe constituye el Análisis de Mercado correspondiente a la Fase 3 de la consultoría orientada a evaluar la viabilidad técnica y económica del uso de combustibles alternativos derivados de residuos en Uruguay, con potencial destino tanto al mercado nacional como al internacional.

A diferencia de enfoques centrados exclusivamente en la gestión de residuos, este estudio adopta una perspectiva energética e industrial, partiendo de la premisa de que la valorización energética solo es viable cuando existe una demanda efectiva, con capacidades tecnológicas adecuadas, condiciones regulatorias claras y una estructura de costos competitiva frente a las alternativas existentes.

El análisis se estructura a partir de tres preguntas centrales:

- I. ¿Existe un mercado industrial dispuesto a consumir combustibles alternativos derivados de residuos en Uruguay?
- II. ¿Qué flujos de residuos pueden transformarse en combustibles con calidad, costos y logística compatibles con dicha demanda?
- III. ¿Cuáles son las principales barreras y oportunidades para estructurar este mercado de forma sostenible y transparente?

Para responder estas preguntas, el informe combina información estadística nacional, referencias internacionales, modelado de costos nivelados, análisis logístico y entrevistas a actores clave de la cadena (usuarios industriales, proveedores tecnológicos, gestores de residuos y organismo regulador de generadores de vapor).

El estudio abarca un conjunto amplio de alternativas de valorización energética, incluyendo CDR/CSR a partir de residuos urbanos e industriales, aceites minerales recuperados, biochar y esquemas de blending. Asimismo, se analizan experiencias y mercados de referencia en Argentina y Brasil, con el fin de contextualizar el potencial de exportación y las limitaciones regulatorias asociadas. No se incluyeron en este análisis los combustibles avanzados (por ejemplo, SAF y e-metanol), discutidos en los informes previos.

Un elemento central del enfoque adoptado es que cualquier definición normativa o estrategia país en materia de combustibles alternativos debe construirse desde la demanda hacia atrás, evitando establecer estándares de calidad o exigencias técnicas que no puedan ser alcanzadas por los residuos disponibles o absorbidas por los consumidores industriales. Este criterio es consistente con las mejores prácticas internacionales, particularmente en Europa, donde la condición de fin de residuo requiere demostrar la existencia de un mercado estable y técnicamente viable para el producto resultante.

En este sentido, el presente informe busca aportar insumos técnicos sólidos para la toma de decisiones regulatorias y estratégicas, identificando qué combustibles alternativos tienen potencial real de desarrollo en Uruguay, bajo qué condiciones, y con qué limitaciones, contribuyendo así a una discusión informada sobre el rol de la valorización energética de residuos en la transición energética y productiva del país.

El resto de este informe está organizado de la siguiente forma. En el Capítulo 2 se estima la demanda potencial de combustibles alternativos en Uruguay, junto con el precio de los energéticos convencionales (por unidad de energía), y se presentan los resultados de las entrevistas realizadas a los actores relevantes del sector. En el Capítulo 3 se estima la potencial oferta de combustibles alternativos, se desarrollan modelos de costo nivelado para poder determinar la competitividad de los mismos respecto al precio de los energéticos convencionales, y se estima el costo de transporte por unidad de energía. En el Capítulo 4 se presenta un análisis de barreras y oportunidades para el desarrollo del mercado de combustibles alternativos en Uruguay, y en el Capítulo 5 se analiza el potencial de exportar combustibles alternativos a Argentina y Brasil. Finalmente, en el Capítulo 6 se presentan las conclusiones del estudio, y en el Apéndice se detallan las entrevistas mantenidas con los actores relevantes del sector (*en la versión publicable se omite este Apéndice por tratarse de información confidencial de las empresas entrevistadas*).

Capítulo 2: Mercado Nacional

2.1. Demanda industrial de combustibles

El Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) analiza la demanda industrial de combustibles en la Encuesta de Consumos de Energía en la Industria. La última encuesta en la que se desagrega el consumo energético por fuente y uso corresponde al año 2020¹. Estos datos se presentan en la Tabla 3, en miles de toneladas de petróleo equivalente (ktep)².

Como muestra la tabla, el consumo de la industria totalizó 2015 ktep. Cuatro usos concentran el 93% de este consumo energético. El de mayor magnitud es la cogeneración de vapor (62% del consumo total), que prácticamente en su totalidad (99%) proviene de residuos de biomasa. Le siguen calor directo y fuerza motriz, en la misma cantidad (11% cada uno). Para el primero, las principales fuentes fueron fueloil y coque de petróleo (38% y 29%), mientras que para el segundo, la única fuente fue energía eléctrica.

Se señalan en color verde en la tabla los combustibles por uso que podrían demandar combustibles alternativos. Se consideraron aquellas fuentes para las que los combustibles alternativos se puedan consumir sin adaptaciones tecnológicas significativas. Por ejemplo, las industrias con calderas eléctricas para generar calor directo no son consideradas ya que la inversión en adaptar a un equipo que consuma combustibles alternativos sería cuantiosa.

1

<https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/datos-y-estadisticas/estadisticas/encuesta-consumos-energia-industria-2020>

² Si bien en el año 2023 se produce un salto importante en el consumo industrial (aumenta 500 ktep respecto a 2022), que este cálculo no incorpora, como se detalla más adelante, se excluye el consumo de estas industrias en el potencial mercado, por lo que no tendría incidencia significativa incluirlo.

Tabla 3. Consumo por fuente y uso (incluye plantas de celulosa), 2020 (ktep)

Uso / Fuente	GN	LE	RB	GLP	GA	GO	FO	CP	EE	Total
Calor directo	11	28	11	8		4	85	64	12	224
Cogeneración de vapor		4	1234			0	9			1248
Procesos electroquímicos									5	5
Frío de proceso									31	31
Fuerza motriz					0	0			224	224
Generación de vapor	2	109	39	1		0	29		0	180
Iluminación									13	13
Otros equipos de calor	4	10	30	0		1	7		1	52
Transporte interno				1	1	9			3	13
Usos no productivos	0	0	11	0	0	0	0		14	25
Total	16	151	1325	10	1	14	130	64	302	2015

Nota: GN: Gas Natural, LE: Leña, RB: Residuos de Biomasa, GLP: Gas Licuado de Petróleo, GA: Gasolina, GO: Gasoil, FO: Fueloil, CP: Coque de Petróleo, CC: Coque de Carbón, EE: Energía Eléctrica.

Fuente: elaboración propia en base a MIEM (2020)³

La Tabla 4 considera únicamente los usos y fuentes resaltados en verde en la tabla anterior, y a su vez, incluye entre paréntesis el dato de consumo excluyendo el consumo de las plantas de celulosa. Estos son los principales consumidores de energía industrial (65% del consumo energético total), y la principal fuente que consumen es residuos de biomasa de procesos propios (83% del consumo total de las plantas de celulosa). No sería esperable que los combustibles alternativos de terceras partes puedan sustituir un componente significativo del consumo de RB por ser residuos propios; mientras que no se consideró el consumo de FO que potencialmente sí podría sustituirse. El mercado potencial, sin consumo de plantas de celulosa, alcanza 419 ktep.

Tabla 4. Consumo energético por fuente y uso con potencial de sustitución, 2020 (ktep)

Uso / Fuente	LE	RB	GO	FO	CP	Total
Calor directo	28 (27)	11 (11)	4 (4)	85 (8)	64 (64)	192 (115)
Cogeneración de vapor	4 (0)	1234 (142)		9 (0)		1247 (143)
Generación de vapor	109 (107)	39 (35)		29 (19)		177 (161)
Total	141 (135)	1284 (188)	4 (4)	123 (27)	64 (64)	1616 (419)

Nota: los datos en paréntesis corresponden al consumo sin plantas de celulosa

Fuente: elaboración propia en base a MIEM (2020)⁴

³

<https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/datos-y-estadisticas/estadisticas/encuesta-consumos-energia-industria-2020>

⁴

<https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/datos-y-estadisticas/estadisticas/encuesta-consumos-energia-industria-2020>

Para obtener una estimación de cada energético en su unidad más frecuente, utilizamos los factores de conversión de la Figura 2.

Figura 2. Factor de conversión de los energéticos a tep



Fuente: MIEM (2020)⁵

El mercado potencial por energético y uso resultante es presentado en la Tabla 5, donde se señala:

- En azul: los energéticos que se asume podrían ser sustituidos por combustibles alternativos sólidos (CDR/CSR).
- En rojo: los energéticos que se asume que podrían ser sustituidos por combustibles alternativos líquidos (aceite mineral recuperado).

Tabla 5. Consumo por fuente y uso con potencial de sustitución, 2020

Uso / Fuente	LE (kton)	RB (kton)	GO (mm³)	FO (kton)	CP (kton)
Calor directo	104 (101)	41 (41)	5 (5)	85 (8)	74 (74)
Cogeneración de vapor	15 (1)	4648 (536)	0 (0)	9 (0)	0 (0)
Generación de vapor	403 (396)	147 (130)	0 (0)	29 (19)	0 (0)
Total	522 (498)	4836 (707)	5 (5)	123 (27)	74 (74)

Nota: los datos en paréntesis corresponden al consumo sin plantas de celulosa

Fuente: elaboración propia en base a MIEM (2020)⁶

⁵

<https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/datos-y-estadisticas/estadisticas/encuesta-consumos-energia-industria-2020>

⁶

<https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/datos-y-estadisticas/estadisticas/encuesta-consumos-energia-industria-2020>

El último paso para estimar el potencial mercado de combustibles alternativos es convertir el consumo actual de energéticos “sustituibles” al equivalente en CDR/CSR y Aceites Minerales Reciclados (AMR). En la Figura 3 se incluyen los factores de conversión considerados para este fin.

Figura 3. Factor de conversión de los energéticos a CDR y Aceites Minerales Reciclados



Fuente: elaboración propia en base a MIEM (2020)⁷, EIB (2024)⁸ y Tsai (2011)⁹

Bajo estos supuestos, el mercado potencial nacional alcanzaría 629 – 1285 kton de CDR/CSR o blending de residuos o biochar , y 29 - 31 kton AMR.

Es importante destacar que esta es una estimación de alto nivel para comprender el orden de magnitud del mercado. En caso de que una industria busque comprar un combustible alternativo a un tercero, será necesario certificar el producto. De esta forma, podrá tener certeza de qué es exactamente lo que compone el lote de combustible comprado, incluyendo parámetros críticos (por ejemplo, humedad, cenizas y cloro), y homogeneidad, como se discute más adelante en este informe.

Potencialmente la demanda tecnológica se podría segmentar en dos niveles:

- Cementeras: Tecnología lista (Hornos rotatorios). Alta tolerancia al cloro y a las cenizas ("Entrada inmediata"). Mercado "inmediato".
- Calderas Industriales: según el tipo, requerirán de inversión (CAPEX) para protegerse de la corrosión y mejorar filtros. Entrada a "corto-mediano plazo" según el CDR/CSR, volumen, tipo de caldera, entre otros. Mercado que debe adaptarse.

⁷

<https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/datos-y-estadisticas/estadisticas/encuesta-consumos-energia-industria-2020>

⁸

https://www.eib.org/attachments/lucalli/20230376_managing_refuse_derived_and_solid_recovered_fuels_en.pdf

⁹ <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S036054421100257X>

2.2. Precio de los energéticos

Es de esperar que los potenciales consumidores de combustibles alternativos migren voluntariamente a estos energéticos siempre y cuando haya un ahorro de costo, un incentivo económico, una exigencia regulatoria, una prima razonable por migrar a un combustible más amigable con el medio ambiente (sea por descarbonización o valorización energética de un residuo), y/o la posibilidad de acceder a un mercado “premium” al que se traslade el sobre costo.

Resulta esencial para este análisis de mercado entonces tener una referencia del precio de los energéticos que los combustibles alternativos podrían sustituir, por Poder Calorífico Inferior (PCI), a modo de tener un orden de magnitud del precio máximo que podrían alcanzar.

En la Tabla 6, se incluye el precio de referencia de los energéticos con potencial de sustitución: leña, residuos de biomasa y coque de petróleo (referencia para CDR/CSR), y gasoil y fueloil (referencia para AMR)¹⁰.

Tabla 6. Precio de los energéticos que podrán sustituir los combustibles alternativos

	LE** (ton)	RB* (ton)	GO*** (m ³)	FO*** (ton)	CP* (ton)
Precio (US\$/unidad)	83 – 205	60 – 90	906 - 1.273	624 – 784	65 – 250
PCI (GJ/unidad)****	11,3	11,9 – 15,9	36,0	40,7	39,3
Precio (US\$/GJ)	7,4 – 18,1	3,8 – 7,5	25,2 – 35,4	15,3 – 19,3	1,7 – 6,4

Fuente: elaboración propia en base a MIEM (2023)¹¹, *Información recabada en las entrevistas de esta consultoría (a falta de información pública), **Precio eucaliptus para pulpa densidad 400 y 600 kg/m³ puesto en planta¹², ***Precio ex planta (rango inferior) y precio de venta al público (rango superior), promedio 2025 en base a los decretos de fijación de precios publicados¹³, ****MIEM (2025)¹⁴ y factor de conversión de la Figura 1, 0,004184 MJ/kcal.

Para estimar el mercado nacional potencial, se asume que los combustibles alternativos logran venderse a 50% del precio del energético de referencia, para partir de un supuesto conservador, tomando en cuenta que deberán vencerse reticencias en los potenciales consumidores y que son combustibles más difíciles de introducir en los hornos o calderas de los que intentan sustituir. En ese caso, se estima el mercado nacional potencial entre US\$ 55 – 106 millones (para rango de precios bajos y altos respectivamente). De este monto, el mercado potencial de combustibles sólidos alcanzaría US\$ 44-92 millones, y líquidos entre US\$ 11-14 millones.

¹⁰ En este informe, el tipo de cambio considerado es 40 \$/US\$.

¹¹

<https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/noticias/encuesta-consumos-en-energia-industria-2023>

¹²

<https://www.gub.uy/ministerio-ganaderia-agricultura-pesca/datos-y-estadisticas/datos/precio-madera-puesta-industria>

¹³ <https://www.gub.uy/presidencia/institucional/normativa>

¹⁴

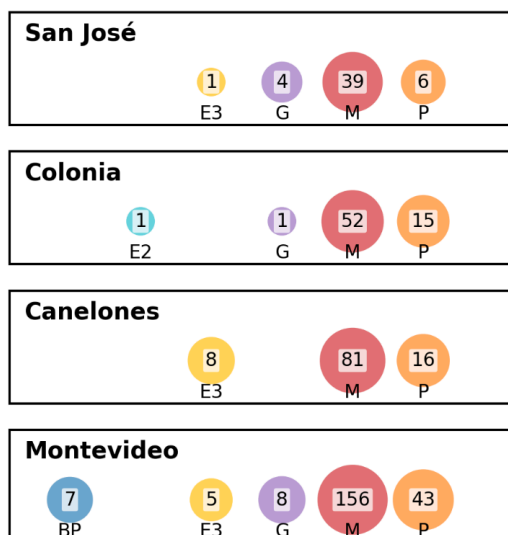
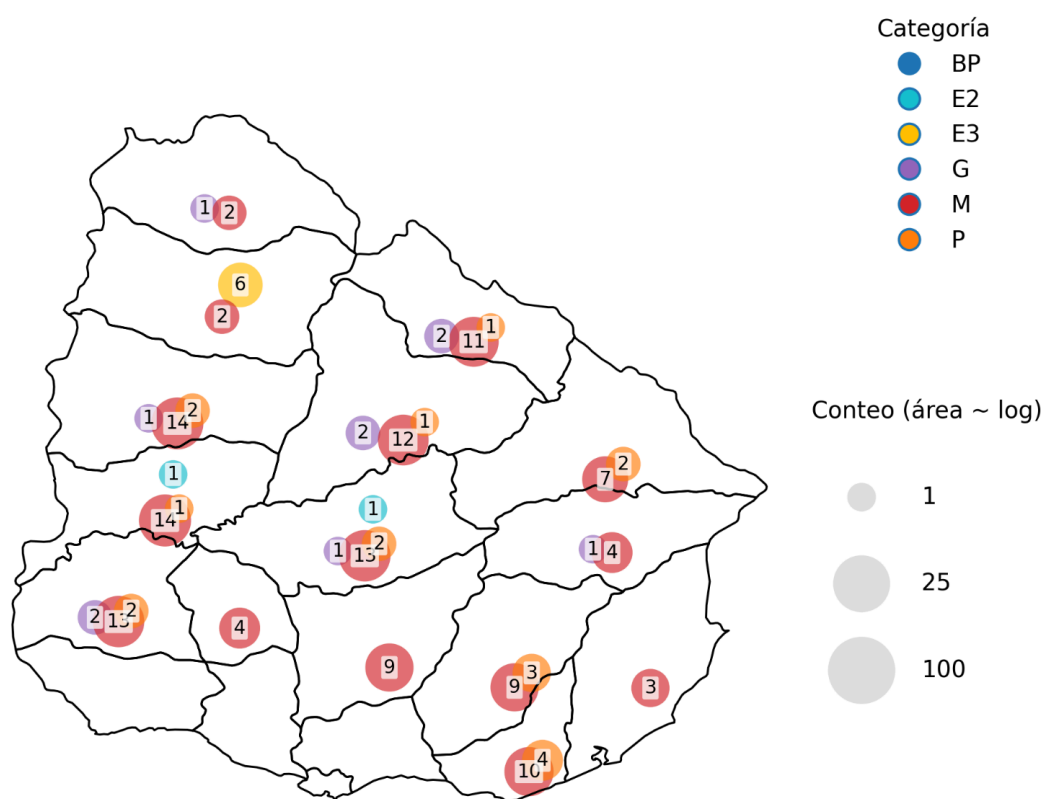
<https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/publicaciones/propiedades-fisico-quimicas>

2.3. Generadores de vapor

En la Tabla 4 presentada anteriormente, puede notarse que 73% del mercado potencial (304 de 419 ktep) corresponde a la generación o cogeneración de vapor. Resulta interesante entonces analizar el registro de generadores de vapor que provee la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), ya que serían en gran medida los potenciales destinatarios de los combustibles alternativos. El listado corresponde al universo total de calderas habilitadas (606 en total), lo cual no significa que todas estén en uso. A su vez, el listado incluye solo calderas de vapor, mientras que las calderas de agua caliente no tienen obligación de estar en este registro. A su vez, el listado tampoco incluye calderas de fluido térmico, que son menos en cantidad, pero son de mayor porte.

En primer lugar, la Figura 4 presenta los generadores de vapor por departamento y tipo de caldera. Como puede apreciarse, hay una gran concentración geográfica. El eje Montevideo-Canelones-Colonia-San José concentra 73% de esta demanda térmica. Esto es importante al momento de analizar la logística de los CDR/CSR, blending o biochar. Por ejemplo, en el caso de los RSU, no habría largas distancias de recorrido entre la zona de mayor generación de residuos y los potenciales centros de consumo del combustible alternativo. El costo logístico ha sido recurrente en las conversaciones que se han mantenido con actores clave (discutido más adelante). También puede apreciarse que la mayor parte de las calderas (76%) son de mediano porte ($7 < \text{Presión Máxima de Trabajo Admisible} - \text{PMTA} < 28 \text{ bar}$).

Figura 4. Registro generadores de vapor por departamento y tamaño de caldera



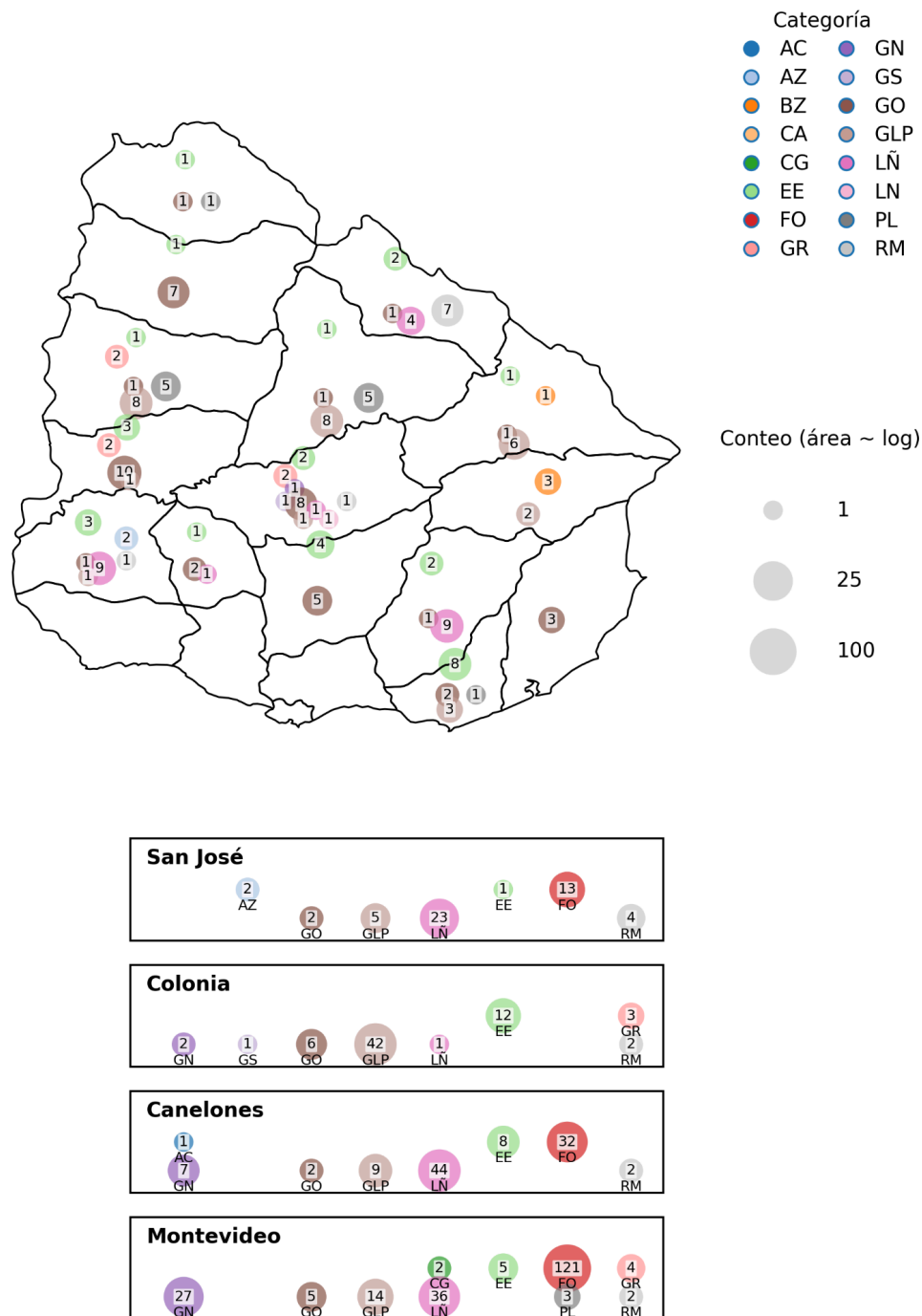
Donde: BP = Baja Presión, P = Pequeño (PMTA < 7 bar), M = Mediano (7 < PMTA < 28 bar), G = Grande (PMTA > 28 bar), E1 = Especial 1 (PMTA < 7 volumen < 140 lts o SC < 1,9 m²), E2 = Especial 2 (Licor Negro), E3 = Especial 3 (Eléctricos)

Fuente: elaboración propia en base a datos de URSEA

La Figura 5 muestra una segunda caracterización de los generadores de vapor, desagregando departamento y combustible. En la misma puede apreciarse que la leña es el

combustible más frecuente (38%), seguido por fuel oil (34%), GLP (7%), gas natural (6%) y residuos de madera (5%).

Figura 5. Registro generadores de vapor por departamento y combustible consumido por la caldera

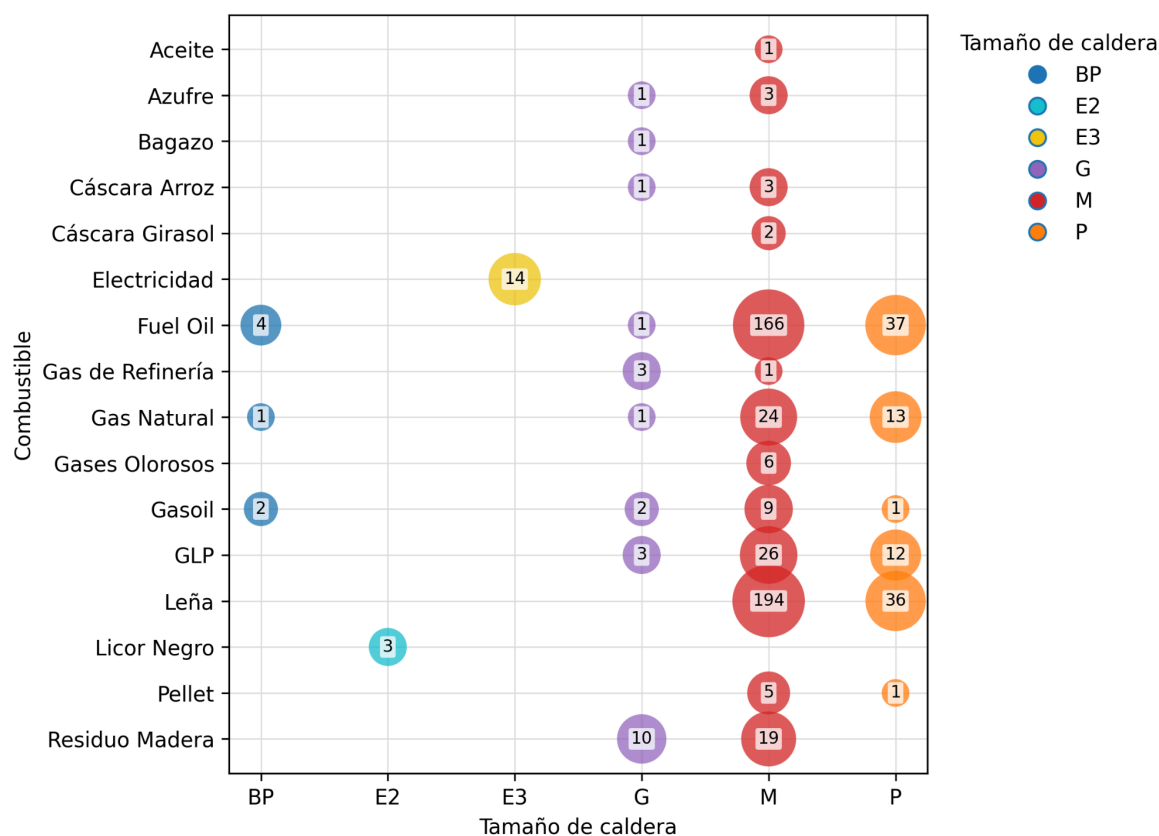


Donde: AC = Aceite, AZ = Azufre, BZ = Bagazo, CA = Cáscara Arroz, CG = Cáscara Girasol, EE = Electricidad, FO = Fuel Oil, GR = Gas de Refinería, GN = Gas Natural, GS = Gases Olorosos, GO = Gasoil, GLP = Gas Licuado de Petróleo, LÑ = Leña, LN = Licor Negro, PL = Pellet, y RM = Residuo Madera

Fuente: elaboración propia en base a datos de URSEA

La Figura 6 muestra una tercera caracterización de las calderas, por combustible y tamaño. Se destaca que las calderas medianas de leña son las más prevalentes (32%), a lo que siguen las medianas de fuel oil (27%). Esto es interesante por el potencial de reducción de emisiones y costos para las calderas a fueloil. El desafío aquí es la adaptación de los sistemas de alimentación por pasar de un producto líquido a uno sólido y en caso de los AMR, el tema de control de emisiones

Figura 6. Registro generadores de vapor por combustible consumido por la caldera y tamaño de caldera



Fuente: elaboración propia en base a datos de URSEA

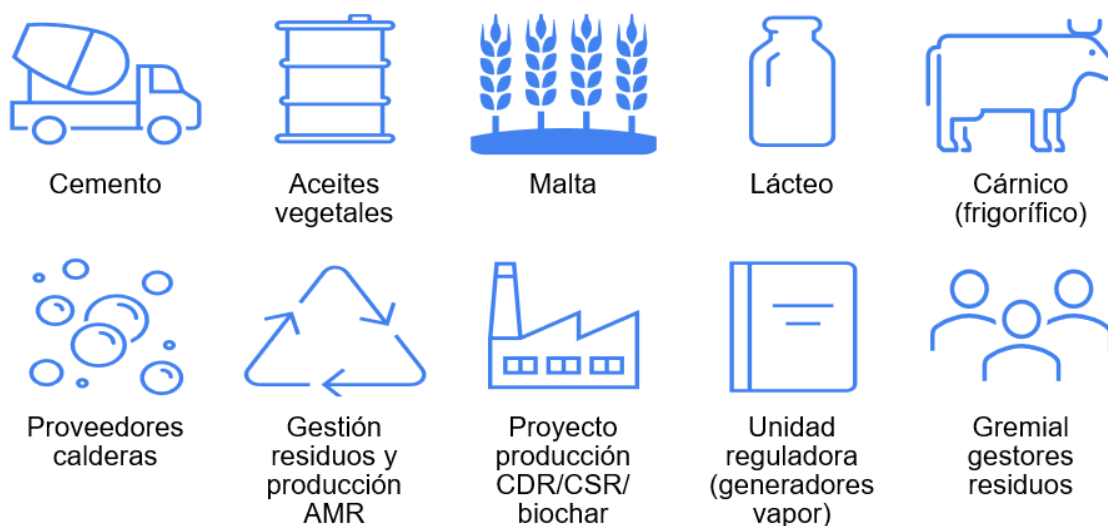
La mayoría de las calderas de biomasa de Uruguay están diseñadas para un combustible con determinada calidad (composición, granulometría, humedad). Quemar determinados CDR puede implicar riesgo de corrosión por cloro o problemas de incrustaciones; este problema o riesgo se reduce con el CSR al estandarizar el combustible y no permitir o limitar ciertos compuestos que pueden afectar el desempeño de la caldera o poner en riesgo el cumplimiento del límite de emisiones. Para el segmento de calderas P o M, la solución no sería el CDR, sino el CSR (preferentemente en forma de pellets), pues exigen un combustible de mayor calidad; por otro lado en grandes calderas con hogares de mayores dimensiones (típicamente las G) y otros tiempos de residencia podrían aceptar un CDR de menor calidad. Todo esto bajo los supuestos que el fabricante realice las pruebas y/o ajustes necesarios para garantizar una combustión limpia y eficiente.

La industria no solo necesita precios competitivos con las alternativas, sino garantías técnicas para inversión en retrofit (potencial cambio de materiales de los sistemas de acopio, alimentación o combustión).

2.4. Entrevistas a instituciones relevantes del mercado nacional

Se realizaron entrevistas a empresas industriales con alto consumo en calderas y/o hornos, proveedores tecnológicos, gestores de residuos y el organismo regulador de generadores de vapor (ver Apéndice: Entrevistas a actores clave) *(en la versión publicable se omite este Apéndice por tratarse de información confidencial de las empresas entrevistadas)*. El objetivo fue identificar las condiciones técnicas, económicas y regulatorias que determinan la viabilidad del uso de combustibles alternativos en el contexto nacional.

Figura 7. Sectores entrevistados



Fuente: elaboración propia

Las entrevistas confirman que existe conocimiento técnico y experiencia operativa en el uso de combustibles alternativos. No obstante, su despliegue a mayor escala se encuentra limitado por factores económicos, regulatorios y logísticos, así como por la necesidad de asegurar estabilidad en la calidad del combustible.

2.4.1. Exigencias técnicas del mercado potencial

El mercado potencial para CSR o blending de residuos en calderas industriales es altamente exigente desde el punto de vista técnico, y fue señalado de forma consistente por empresas usuarias de vapor y energía térmica, proveedores de tecnología de combustión y el regulador de generadores de vapor.

Se destaca la necesidad de un CSR o blending de alta calidad, con bajo contenido de cloro (control de dioxinas/furanos y corrosión), bajo contenido de inertes y sílice (evitar

incrustaciones y daños en grillas), homogeneidad del suministro (clave para diseño y operación), poder calorífico elevado y con una determinada granulometría (pellet o chips de tamaño específico).

La variabilidad del combustible fue identificada como uno de los principales riesgos ya que incrementa tanto el CAPEX de la adaptación de caldera o compra de una nueva (sistemas de combustión y tratamiento de gases) como el OPEX (mantenimiento, manejo de cenizas, control ambiental), y genera incertidumbre operacional y contractual.

Los actores entrevistados coinciden en que la estandarización del CSR o blending es un prerequisite para el desarrollo del mercado. La adopción de estándares internacionales (por ejemplo, ISO) permitiría reducir riesgos técnicos, facilitar acuerdos comerciales y aumentar previsibilidad para inversiones. Sin un estándar claro, los usuarios industriales no están dispuestos a asumir riesgos operativos ni de garantía de equipos.

2.4.2. Precio y competitividad económica

El precio es el principal factor de decisión para la compra de combustibles alternativos, siempre que se cumpla con la calidad y la normativa ambiental. Las empresas suelen comparar energéticos en términos de costo de energía útil (por ejemplo, US\$/GJ o US\$/kcal) y realizar los tests necesarios para determinar eficiencia, emisiones, residuos remanentes del proceso de combustión, afectaciones a los equipos y especialmente garantía de los proveedores, entre otros.

Los energéticos más competitivos en la actualidad son la leña, chip de biomasa (por ejemplo, de eucalipto) y coque de petróleo. Para ser competitivo, el CSR o blending debe ubicarse en rangos inferiores por unidad de poder calorífico. El precio de los pellets de biomasa es más caro que la leña, y los energéticos fósiles tienen alta volatilidad de precios (spot).

Los operadores de residuos reportan dificultad para que los consumidores paguen por un residuo, especialmente en ausencia de incentivos regulatorios. En el sector cementero existe experiencia consolidada en coprocesamiento. Sin embargo, la práctica histórica ha generado expectativas de recepción gratuita o incluso con cobro, lo que limita la formación de un mercado de combustibles alternativos de pago.

Por otra parte, dado que el costo de disposición final de los residuos es bajo (o en algunos departamentos es nulo), no hay un estímulo a la valorización energética en ese sentido, o la valorización se realiza de manera informal, ya que puede ser difícil de controlar el destino final.

Un aspecto adicional identificado a partir de las entrevistas es que, en algunos casos, el modelo económico de los combustibles alternativos no se basa exclusivamente en la venta del poder calorífico, sino en un esquema combinado entre la gestión del residuo y la valorización energética. En este sentido, el ingreso del gestor proviene tanto del cobro por el tratamiento del residuo como de la comercialización del combustible resultante. Este esquema explica por qué, en muchos casos, el precio del combustible alternativo no refleja su costo energético real, sino que está condicionado por la estructura del mercado de gestión de residuos y por la disposición a pagar del generador.

Asimismo, se observó que con algunos usuarios finales (en particular en el sector cemento) hay concentración de alto poder de negociación, fijando condiciones técnicas y económicas estrictas para la aceptación del combustible. En algunos casos, estas condiciones implican que el generador del residuo deba asumir un costo por su disposición, aun cuando el material posea valor energético. Esta asimetría limita el desarrollo de un mercado competitivo y condiciona la viabilidad económica de nuevos proyectos de valorización.

2.4.3. Logística y disponibilidad del recurso

La logística es una de las principales barreras identificadas. Se reportan costos de flete elevados y distancias largas entre generación del residuo y consumo, lo que deriva en pérdida de competitividad frente a la biomasa local, o directamente, la disposición del residuo.

También los actores destacaron la importancia de la disponibilidad estable del recurso. Los contratos suelen ser de corto plazo (por ejemplo, 1 año), y el mercado de residuos es percibido como inestable e impredecible.

2.4.4. Emisiones y marco regulatorio

Las emisiones atmosféricas también fueron mencionadas como un factor crítico (por ejemplo, NOx, SOx, partículas, dioxinas, furanos y metales pesados). El cumplimiento normativo es técnicamente viable en hornos cementeros (altas temperaturas y tiempos de residencia), pero es más restrictivo en calderas industriales convencionales.

El tratamiento de gases requerido por ciertas normativas internacionales puede hacer viable o inviable un proyecto, ya que incrementa significativamente el CAPEX (hasta 4–5 veces respecto a calderas estándar) y el OPEX, como fue mencionado.

Algunos actores identifican ámbitos no regulados expresamente en la normativa. Hay incertidumbre sobre qué normativa aplicaría, qué contaminantes deberían monitorear y qué exigencias corresponden a calderas nuevas o adaptadas que consuman estos combustibles.

Las entrevistas también evidenciaron la relevancia de la trazabilidad como elemento crítico para el desarrollo del sector. La existencia de circuitos informales de gestión de residuos (por ejemplo, en el caso de aceites usados) genera distorsiones económicas, reduce la disponibilidad de material para operadores formales y debilita los incentivos para invertir en tecnologías de tratamiento y control ambiental. En este sentido, se identificó la necesidad de fortalecer los mecanismos regulatorios que aseguren la trazabilidad desde la generación hasta la valorización final del residuo, así como de definir criterios claros sobre responsabilidades del generador, del operador y del usuario final.

Capítulo 3: Oferta de combustibles alternativos

3.1. Flujos de residuos considerados con potencial de valorización energética

Para estimar la potencial oferta de combustibles alternativos en Uruguay, partimos de los flujos de residuos analizados en el Informe “Síntesis de Flujo de Residuos con Potencial de Valorización Energética” de la Fase 2 de esta consultoría, presentados en la Tabla 10.

Tabla 10. Residuos a nivel nacional con potencial de valorización energética

Grupo de residuos	ton/año
Residuos sólidos urbanos (rechazo plantas clasificación)	180.160
Residuos sólidos industriales, agroindustriales y de servicios	790.000
Aceites usados	35.000

Fuente: elaboración propia

El análisis cuantitativo realizado en la Fase 2 de esta consultoría revela un potencial consolidado de materia prima para producción de combustibles alternativos de aproximadamente 970.000 toneladas anuales de residuos urbanos, industriales y biomasa agroindustrial.

3.2. CDR/CSR a partir de RSU/RSI

En primer lugar, se considera la producción de CDR/CSR a partir de RSU/RSI, ya que es el combustible alternativo de mayor desarrollo a nivel mundial. A su vez, esto permite tener un costo de referencia como hipótesis de máxima (baja calidad del residuo deriva en costo por unidad calorífica poco competitivo), argumentando que es de esperar que, por ejemplo, un blending de RSI acceda a un costo más favorable.

3.2.1. Plantas MRF y MBT

Las instalaciones de separación para residuos municipales mezclados o residuales aplican métodos de tratamiento mecánico como triturado, clasificación y tamizado para separar las fracciones reciclables y producir CDR/CSR.

Las plantas de clasificación son denominadas plantas de recuperación de materiales (MRF, por sus siglas en inglés). Pueden ser “sucias” cuando procesan residuos mezclados/residuales, o “limpias” cuando clasifican fracciones recogidas selectivamente tanto de hogares como de industrias. Algunas MRF “sucias” pueden estar diseñadas también para aceptar fracciones recogidas por separado. Es importante señalar que los reciclables recuperados de residuos mezclados son de calidad significativamente menor

que los provenientes de residuos segregados en origen, debido al mayor nivel de mezcla y la mayor probabilidad de contaminación con otros materiales.

Las plantas MRF pueden ser convertidas en una planta de tratamiento mecánico-biológico (MBT, por sus siglas en inglés), para producir CDR/CSR y una fracción biotratada para disposición en relleno sanitario, con o sin producción de material orgánico similar a compost (CLO, por sus siglas en inglés). Algunos de los aspectos que influyen en los requisitos de diseño y los costos de una planta MRF/MBT incluyen los siguientes:

- Días de operación al año y número de turnos.
- Número de líneas de procesamiento: Un factor decisivo es la cantidad de residuos que deben tratarse por hora. En general, una línea puede procesar hasta 30 toneladas por hora. Si la cantidad de residuos supera cierto umbral, las partes limitantes de la línea, o potencialmente toda la línea, deben duplicarse. Las partes limitantes pueden ser máquinas (por ejemplo, triturador y separador por aire), así como la línea de clasificación manual. Además, un mayor número de líneas permite que la planta no se detenga por completo si alguna máquina presenta fallas, aumentando así la disponibilidad global.
- Screening: Independientemente del tipo de tamiz utilizado, este puede diseñarse con uno o más diámetros de perforación. En general, se utiliza un tamiz con una o dos perforaciones. La eficiencia de un tamiz de una sola perforación es mayor, ya que menos material fino se descarga con el rechazo. Si el rechazo se destina a CDR, esto mejora su calidad. Sin embargo, una línea diseñada para obtener tres fracciones requiere dos tamices en serie si se usan tamices de una sola perforación, lo que implica mayores costos de inversión y más espacio.
- Tecnología de clasificación (manual/automática): La decisión entre clasificación manual y automática depende de la relación entre inversión y costos operativos. La clasificación manual se limita a una cabina con tratamiento de aire y sistemas de captación. Los sistemas automáticos, como las técnicas de infrarrojo cercano (NIR, por sus siglas en inglés), requieren equipos complejos (sensores y compresores), y funcionan solo con poca altura de material y tamaño de partícula limitado sobre las cintas. La clasificación manual permite mayor capacidad, pero reduce la calidad del material recuperado. En cambio, la clasificación automática distingue distintos tipos de plástico, papel, madera, entre otros. Requiere inversiones iniciales mayores, pero es menos intensiva en mano de obra y puede generar mayores ingresos.
- Requisitos de calidad del CDR/CSR: El nivel de preparación de las fracciones de salida depende de los acuerdos comerciales y de las etapas adicionales de acondicionamiento en otras plantas. Esto aplica tanto al CDR/CSR como a otros materiales reciclados. Los requisitos de calidad también influyen en los costos de transporte.

El MBT implica que, además de los pasos mecánicos usados en las plantas de clasificación, se aplican tratamientos biológicos adicionales y procesos mecánicos complementarios. El MBT se compone de varios procesos mecánicos y biológicos que pueden modificarse y combinarse según distintos objetivos. En general, existen cuatro tipos principales de MBT, con o sin clasificación adicional de reciclables:

- MBT que produce CDR/CSR de alto poder calorífico y una fracción biotratada para vertedero, con o sin producción de CLO. Los procesos biológicos en este caso son similares al compostaje. Debido al riesgo biológico y de olores, la fase de tratamiento biológico intenso debe realizarse en espacios cerrados; normalmente no se permite tratamiento abierto. El CDR/CSR es el término prevalente para el combustible producido a partir de residuos combustibles en instalaciones MBT. Sus posibles destinos son hornos cementeros, incineradores dedicados con producción de energía y calor (CHP, por sus siglas en inglés), co-combustión con carbón en centrales eléctricas e industrias intensivas en energía, entre otras. El CLO (también denominado “biowaste estabilizado”) es una fracción obtenida por procesos aeróbicos. Su aplicación depende de su calidad y del entorno regulatorio. Puede utilizarse para mejorar suelos degradados, restaurar terrenos industriales, como material de cobertura en vertederos o simplemente ser dispuesto en vertedero, requiriendo menor volumen y reduciendo emisiones de metano.
- MBT orientado a maximizar la producción de CDR/CSR y minimizar residuos en el vertedero. Este tipo emplea biosecado. El tratamiento biológico busca estabilizar el material y reducir humedad, sustituyendo la producción de CLO. Tras el tratamiento biológico, la mayor parte de la fracción combustible del residuo seco se separa mediante técnicas específicas, mientras la fracción mineral se envía a vertedero.
- Tratamiento biológico previo a vertedero. Reduce parcialmente la cantidad destinada al vertedero y, principalmente, la generación de gas y lixiviados. No produce CDR/CSR ni CLO.
- Pretratamiento antes de incineración.

La selección del diseño de la planta de tratamiento de residuos municipales debe ser coherente con:

- Tipo de residuo
- Cantidad de residuo
- Requisitos de calidad de las fracciones de salida
- Requisitos legales actuales y futuros
- Recursos financieros disponibles
- Flexibilidad ante cambios futuros en cantidad/composición de residuos
- Consideraciones logísticas
- Características del sitio

Las principales inversiones de capital para una planta MRF/MBT incluyen:

- Infraestructura: caminos internos, áreas pavimentadas, estacionamientos, cercas y portones
- Edificios administrativos y talleres
- Área de ingreso con balanza
- Zona de recepción y almacenamiento del material
- Galpón industrial para el tratamiento mecánico
- Depósitos para productos finales (reciclables, CDR/CSR, CLO) y estaciones de carga
- Galpón industrial y estructuras para tratamiento biológico

- Equipos estacionarios (trituradores, tamices, compactadores, cintas, estructuras metálicas)
- Equipos móviles (cargadores, excavadoras, montacargas)
- Sistemas eléctricos y de control
- Automatización de procesos
- Sistemas de ventilación y tratamiento de emisiones
- Sistema contra incendios
- Servicios básicos e infraestructura vial asociada
- Planta de tratamiento de aguas residuales
- Sistemas de monitoreo y laboratorio
- Otros equipos (estación de combustible o unidad móvil)
- Instalación y puesta en marcha

3.2.2. Costo nivelado del CDR

Se construyeron tres modelos de costo nivelado del CDR/CSR (LCO_{cd}r):

- MRF: corresponde a una planta MRF con producción de CDR/CSR.
- MBT1: la planta MBT produce CLO además de CDR/CSR.
- MBT2: la planta MBT maximiza la producción de CDR/CSR, produciendo en vez de CLO un CDR de bajo poder calorífico con la fracción orgánica.

En los tres casos, la planta tiene capacidad para tratar residuos generados por una población de 1,4 millones de habitantes, es completamente cerrada con ventilación y tratamiento adecuado de gases. En todos los casos tienen la capacidad de recibir 460 kton de residuos por año (aproximadamente 46% del potencial presentado en la Tabla 10). Esta es la capacidad sugerida en el informe del Banco Mundial, que refleja una escala que alcanza eficiencia de costos de escala, y se considera realista para la realidad del país la instalación de una planta de estas características. Dado que parte del RSI podría ser agroindustrial y/o estacional, cualquier contrato de suministro podrá requerir de una infraestructura de acopio intermedia para garantizar un suministro estable y continuo. Esto implica un costo logístico adicional que se menciona, pero no será considerado cuantitativamente, dado que dependerá de los volúmenes a mover, requisitos físicos de espacio u operaciones requeridas para el manejo.

Cada modelo construye el flujo de fondos del proyecto, encontrando el precio (costo nivelado) al que debería venderse el CDR para obtener la tasa de retorno objetivo (12%), dados los ingresos y costos supuestos, estructura de deuda y capital, impuestos, entre otros supuestos explicitados.

Es importante destacar que los ingresos potenciales por venta de CDR/CSR dependen de su calidad: poder calorífico, humedad y granulometría. También existen requisitos para metales pesados y otras sustancias. Los precios del CDR/CSR varían significativamente entre países y usuarios; el material de alta calidad puede venderse, mientras los grados más bajos pueden implicar precios negativos. El CDR no es un combustible estandarizado y debe cumplir requisitos ambientales de incineración y co-incineración. Algunos reciclables pueden recuperarse de los residuos que ingresan a MBT, pero su calidad es muy inferior a la de materiales separados en origen, generalmente sin mercado o con ingresos muy bajos.

El proceso de certificación a CSR puede generar costos adicionales que no son comprendidos en el modelo de costos.

Tabla 11. Inputs modelo costo nivelado MRF, MBT1, y MBT2

Supuestos	Unidad	MRF	MBT1	MBT2
Capacidad	kton/año	460	460	460
Input	ton/día	1.240	1.240	1.240
Factor de capacidad	%	98	98	98
CAPEX	US\$/ton capacidad	29	192	186
Rendimiento	ton CDRa/ton residuo	0,11	0,124	0,124
Rendimiento	ton CDRb/ton residuo	-	-	0,243
Precio venta materiales reciclables*	US\$/ton	75	75	75
Precio venta CLO**	US\$/ton	-	50	-
Costo vertedero*	US\$/ton	10	10	10
Vida útil de los activos	años	20	20	20
Seguro y garantía	% CAPEX	1	1	1
O&M	% CAPEX	24,7	8,4	9,5
Deuda*	%	40	40	40
Costo de deuda*	%	8,0	8,0	8,0
Patrimonio*	%	60	60	60
Tasa de impuestos*	%	0	0	0
Tasa Interna de Retorno*	%	12	12	12

Fuente: elaboración propia en base a Banco Mundial (2024)¹⁵, **Biovalor (2020)¹⁶ y *Estimación del consultor en base a las reuniones mantenidas con partes interesadas y experiencia propia. CDRa corresponde a alto PCI y CDRb a bajo PCI.

La Tabla 12 presenta los principales resultados de los modelos de costo nivelado de cada una de estas plantas, junto con la conversión a costo unitario por poder calorífico para poder comparar con los energéticos con los que competiría este combustible alternativo (ver Tabla 6).

Como puede apreciarse, la planta MRF tendría costos de CDR competitivos, en el orden del costo de la leña, aunque deben agregarse los costos asociados a la certificación CSR, y el transporte al lugar de consumo. Este último se analiza en mayor detalle en el subcapítulo 3.6. Costo transporte, y no es significativo para distancias cortas.

¹⁵

<https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/099032224175084042>

¹⁶

https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/documentos/publicaciones/EM_compost%2029_12_20.pdf

Tabla 12. Outputs modelo costo nivelado MRF, MBT1, y MBT2

Categoría	Unidad	MRF	MBT1	MBT2 alto PCI	MBT2 bajo PCI
CAPEX	US\$m	-13,5	-88,4	-85,5	
OPEX	US\$m / año	-7,3	-9,5	-9,9	
Ingresos	US\$m / año	8,9	20,3	20,3	
CLO	kton / año	-	90	-	
Materiales recuperados	kton / año	26,1	26,1	26,1	
Residuos pretratados a vertedero	kton / año	378	114	91	
CDR	kton / año	47,9	54,9	54,9	108,0
LCOcdr*	US\$/ton	66 - 145	231 - 252	191 - 201	65 - 68
PCI**	GJ/ton	15 - 25	15 - 25	15 - 25	3 - 10
LCOcdr	US\$/GJ	3,3 - 7,3	11,6 - 12,6	9,6 - 10,1	6,5 - 6,8

Fuente: elaboración propia en base a los resultados del modelo. *Rango inferior corresponde a cero costo de vertedero, mientras que rango superior corresponde a 10 US\$/ton. Se realiza esta sensibilidad ya que este es un costo ya existente que podría no transferirse a este tipo de proyecto.

**PCI en base a EIB (2024)¹⁷

El CDR estándar (granel) puede encontrar su mercado en hornos de cemento; es más barato de producir, aunque difícil de transportar. El CSR (pellet/briqueta) puede tener mercado en calderas industriales, es más caro de producir, más fácil de transportar y potencialmente exportar.

3.3. Aceites minerales recuperados

Las principales fuentes de generación de aceites usados provienen de los vehículos motorizados, en particular de los aceites lubricantes, así como de motores de combustión interna, cajas de transmisión, sistemas hidráulicos, transformadores eléctricos y diversas aplicaciones industriales. Los aceites minerales derivados del petróleo crudo no solo se emplean como lubricantes, sino también como fluidos refrigerantes, aislantes eléctricos y agentes dispersantes, siendo el aceite automotriz el de mayor volumen de consumo a nivel general.

La opción prioritaria de gestión del aceite usado es su devolución al productor, con el objetivo de su re-refinación. El aceite usado puede ser sometido a procesos de regeneración en refinerías especialmente diseñadas, similares a las empleadas para el tratamiento de aceite crudo, permitiendo recuperar bases lubricantes y reducir la necesidad de materias primas vírgenes. Cuando la re-refinación u otras alternativas de valorización no resultan técnica o económicamente viables, se debe recurrir a opciones de tratamiento final, tales como la combustión controlada, destrucción térmica, almacenamiento temporal o disposición final, de acuerdo con la normativa ambiental vigente.

¹⁷

https://www.eib.org/attachments/lucalli/20230376_mtécnicamenteanaging_refuse_derived_and_solid_recovered_fuels_en.pdf

Una alternativa de valorización energética ambientalmente aceptada es el uso del aceite usado como combustible alternativo en hornos de cemento y cal, hornos de ladrillos u hornos metalúrgicos. Las altas temperaturas de combustión, combinadas con las propiedades de absorción del cemento, la cal y la arcilla, permiten la destrucción de hidrocarburos peligrosos y la retención de metales pesados, azufre y cloruros en la matriz sólida. Los potenciales impactos sobre la calidad del aire se minimizan mediante el uso de sistemas avanzados de control y limpieza de gases, característicos de las plantas industriales modernas.

Los aceites usados provenientes de motores también pueden mezclarse con otros combustibles, tales como aceite pesado o alquitrán, carbón vegetal o polvo de carbón mineral (por ejemplo, en hornos de cal), o fragmentos de caucho provenientes de neumáticos fuera de uso, en ciertos procesos industriales como la producción de asfalto.

El aceite usado proveniente de refinerías puede destinarse a usos energéticos, tales como calefacción o generación de energía, bajo condiciones controladas. Para que el aceite usado pueda ser utilizado como combustible, debe cumplir con una serie de requisitos técnicos y ambientales, lo que implica la realización de análisis físico-químicos destinados a verificar el cumplimiento de las especificaciones previamente acordadas. En caso de no cumplirlas, es necesario aplicar operaciones de acondicionamiento, tales como filtrado, decantación o mezcla, antes de su utilización.

En el caso de las cementeras, el residuo es remunerado, cubriendo los costos de recolección y tratamiento, y permitiendo a la empresa gestora obtener una rentabilidad. Para ello, los hornos deben contar con habilitación específica para la quema de aceites usados, así como con sistemas adecuados de retención y limpieza de gases, que aseguren el cumplimiento de los límites de emisión establecidos por la normativa ambiental. Este esquema genera un beneficio mutuo: por un lado, el generador del residuo se desprende de un pasivo ambiental, y por otro, la cementera accede a un combustible alternativo con un poder calorífico comparable al fuel oil, pero adquirido a un precio significativamente inferior.

En contraste, a nivel informal, es relativamente frecuente el uso de aceites usados como combustible en calderas no diseñadas ni acondicionadas para este tipo de residuo, así como su empleo para lubricar cadenas u otros elementos mecánicos. Estas prácticas, si bien no están permitidas, se han registrado de forma recurrente en el país desde hace varios años, representando riesgos ambientales y sanitarios.

A diferencia del CDR/CSR, en el caso de los AMR existen empresas que actualmente hacen esta valorización energética en Uruguay. Por ejemplo, ANCAP recolecta en la red comercial de DUCSA aceites lubricantes usados que son acondicionados y entregados a plantas cementeras para uso como combustible alternativo (y aceites comestibles usados en la red de ALUR-IM)¹⁸. También las empresas AFRECOR (asociada desde 2019 con la empresa Chilena Resiter) y Petromovil trabajan en este sector.

La Tabla 13 presenta la competitividad actual del AMR en base a las entrevistas realizadas en esta consultoría e información de la literatura.

¹⁸

<https://www.ancap.com.uy/1736/1/gestion.html#:~:text=Gesti%C3%B3n%20,uso%20como%20combustible%20alternativo%20aceites>

Tabla 13. Precio del AMR

	AMR (ton)
Precio (US\$/unidad)*	100 - 200
PCI (GJ/unidad)**	42 - 46
Precio (US\$/GJ)	2,2 - 4,8

Fuente: elaboración propia en base a *entrevista a actual consumidor y a un productor de AMR, considerando tipo de cambio 40 \$/US\$, **Özdalyan et al., 2018¹⁹

En cuanto a la oferta, la mencionada Tabla 10 reporta 35 kton de residuos de aceites minerales que pueden ser utilizados como combustible alternativo en la industria cementera, previa realización de tratamientos menores (principalmente filtrado, deshidratación y control de contaminantes)²⁰.

A diferencia de otros procesos de valorización, estos residuos no se transforman en un nuevo combustible, sino que son utilizados directamente como insumo energético, sustituyendo combustibles fósiles convencionales (por ejemplo, FO o CP) en base masa-energía.

3.4. Biochar

Otra alternativa de valorización de residuos a considerar es la producción de biochar mediante pirólisis. Este es un proceso termoquímico que convierte biomasa sólida en ausencia de oxígeno en una fracción sólida rica en carbono (biochar), junto con gases y vapores condensables. Dentro de las distintas configuraciones posibles, la pirólisis autotérmica representa una variante particularmente eficiente desde el punto de vista energético y adecuada para aplicaciones descentralizadas.

En los sistemas de pirólisis autotérmica, una fracción de los gases y vapores generados durante la descomposición térmica de la biomasa se oxida de forma controlada para suministrar el calor necesario al propio proceso. De este modo, una vez alcanzada la temperatura de operación, el reactor se vuelve autosostenido, sin requerir aportes continuos de energía externa. El encendido inicial suele realizarse mediante un combustible auxiliar, tras lo cual la combustión parcial de los volátiles mantiene la temperatura del reactor. En muchos diseños, el exceso de calor puede incluso aprovecharse para el secado de la biomasa de entrada, mejorando aún más la eficiencia global del sistema.

Similar a como se detalló para la producción de CDR/CSR a partir de RSU/RSI (ver 3.2. CDR/CSR a partir de RSU/RSI), en este subcapítulo se construyó un modelo de costo nivelado para el biochar (LCOB, por sus siglas en inglés) a partir de pirólisis, considerando un reactor de pequeña escala, con una capacidad de 250 kg/hr de biomasa seca, operando de forma modular y transportable. Este tipo de configuración resulta especialmente adecuada para el procesamiento de biomasa residual forestal, permitiendo instalar el equipo cerca del punto de generación del residuo y reduciendo significativamente los costos de transporte de materiales voluminosos y con alto contenido de humedad.

¹⁹ <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/6/1512>

²⁰

<https://documents1.worldbank.org/curated/en/563771502949993280/pdf/118737-REVISED-Alternative-Fuels-08-04.pdf>

El sistema completo incluye, además del reactor, equipos auxiliares como trituradoras o astilladoras, sistemas de secado, almacenamiento de biomasa y unidades de manejo y envasado del biochar.

Uno de los principales atributos del biochar es su capacidad para generar emisiones negativas de carbono. Durante la pirólisis, una fracción significativa del carbono contenido en la biomasa se transforma en una estructura aromática altamente estable, que puede permanecer secuestrada en el suelo durante décadas o incluso siglos cuando el biochar se aplica como enmienda. Este secuestro habilita el acceso a créditos de carbono, que constituyen una fuente de ingresos relevante para la viabilidad económica del proyecto.

Adicionalmente, el uso de biomasa residual forestal como insumo contribuye a la reducción del riesgo de incendios, al disminuir la carga de combustible en los ecosistemas forestales, y evita emisiones que de otro modo se producirían por descomposición natural o quema abierta de residuos.

Los supuestos del modelo de LCOB se presentan en la Tabla 14.

Tabla 14. Inputs modelo costo nivelado biochar

Supuestos	Unidad	Valor
Capacidad	kg/hr	250
Input	kg/día	6.000
Factor de capacidad	%	98
CAPEX	US\$/kg capacidad	2.207
Costo materia prima**	US\$/ton	0 - 70
Rendimiento	kg biochar/kg biomasa	0,20
Vida útil de los activos	años	20
Seguro y garantía*	% CAPEX	1
O&M	% CAPEX	21,3
Deuda*	%	40
Costo de deuda*	%	8,0
Patrimonio*	%	60
Tasa de impuestos*	%	0
Tasa Interna de Retorno*	%	12

Nota: no se descuenta el costo evitado de la gestión del residuo, ni el aprovechamiento energético del calor generado durante la pirólisis, aspectos que reducirían los OPEX. Se asume tasa de impuestos 0% si bien la reglamentación COMAP actual no contempla esta tecnología explícitamente. Se consideró uso energético, por lo que se asume que no se accede a créditos de carbono. Para usos no energéticos (por ejemplo, mejoramiento de suelos, o sector construcción, entre otros usos ya existentes²¹), el precio de créditos de carbono promedio 2024 y 2025 alcanzó 174 US\$/ton, reportado en Syvera (2025)²², y la captura en el orden de 2,4 ton CO₂ / ton biochar.

Fuente: elaboración propia en base a Morim et al., 2025²³, *Estimación del consultor en base a las reuniones mantenidas con partes interesadas y experiencia propia, **Rango inferior corresponde a gestión de un residuo a costo cero, y rango superior al precio estimado para residuo de cáscara de arroz reportado en WEC NFEL UY (2024)²⁴.

²¹

<https://biochar-international.org/wp-content/uploads/2024/06/Global-Biochar-Market-Report-2023-%E2%80%93Public.pdf>

²² <https://www.sylvera.com/blog/biochar-carbon-credits>

²³ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652625025247>

²⁴

<https://media.licdn.com/dms/document/media/v2/D4D1FAQHvdXOOW81G5Q/feedshare-document-p>

La Tabla 15 presenta los principales resultados del modelo de costo nivelado de biochar. Como puede apreciarse, el LCOB alcanzaría el orden de 445-795 US\$/ton. A nivel mundial el precio del biochar es volátil y altamente dependiente del feedstock, poder calorífico, certificación, entre otros, con rango entre 270 y 13.500 US\$/ton en los últimos años²⁵.

Si bien el costo nivelado del Biochar por unidad energética supera al precio de la leña y el CP, haciendo inviable el uso de biochar puro como combustible sin subsidios, el blending es una alternativa interesante, que se discute en el próximo subcapítulo. Usar por ejemplo hasta 20% de Biochar para mezclar con CDR de menor calidad (húmedo) incrementa el poder calorífico del mix y permite vender por ejemplo a cementeras un producto que es aceptable.

Tabla 15. Outputs modelo costo nivelado biochar

Categoría	Unidad	Valor
CAPEX	US\$m	-0,6
OPEX	US\$m / año	-0,3
Ingresos	US\$m / año	0,3
Biochar producido	ton / año	429
LCOB	US\$ / ton	445 - 795
PCI**	MJ/kg	22 - 32
LCOB	US\$/GJ	13,9 – 36,1

Fuente: elaboración propia en base a los resultados del modelo, *Rango inferior asume costo de materia prima cero, **PCI en base a Santos et al., 2024²⁶

Una planta de pirólisis también puede producir aceite de pirólisis. Si bien esto no fue considerado en el modelo tecno-económico, a futuro puede evaluarse ya que podría ser más fácil de exportar que el biochar debido a su compatibilidad con la infraestructura de búnker existente y la demanda de materias primas para refinerías bio (Co-processing en Europa). Cabe mencionar también que, además de la pirólisis, existen tecnologías complementarias como la Torrefacción y la Carbonización Hidrotermal (HTC). Si bien la pirólisis es la ruta principal para la obtención de biochar de alta estabilidad, la HTC es particularmente relevante para residuos con alto contenido de humedad (como lodos), mientras que la torrefacción se orienta a la producción de biocarbones para co-combustión, como se analiza en casos de estudio en el próximo subcapítulo.

3.5. Blending y otros

En Uruguay existen diversos antecedentes de valorización energética de residuos mediante esquemas de mezcla (blending), que incluyen, entre otros, aguas de sentina de buques, lodos de depuradora, trapos y materiales absorbentes contaminados (por ejemplo, provenientes del cambio de filtros), así como residuos de limpieza de tanques de productos

df-analyzed/feedshare-document-pdf-analyzed/0/1723721151921?e=1761177600&v=beta&t=sogl01kEqIGCsYzGZlh4ufvihKFDIFiGcjUIQTY2MNs&acrobatPromotionSource=linkedin_chrome-post_view

²⁵ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301479725006577#tbl1>

²⁶ <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/19/4861>

petroleros y los mencionados AMR. En estos casos, los residuos son acondicionados y mezclados con otros combustibles o corrientes energéticas con el objetivo de adecuar sus propiedades a los requerimientos del proceso térmico receptor.

La amplia diversidad de residuos potencialmente valorizables, combinada con la posibilidad de mezclarlos en distintas proporciones con otros combustibles o residuos, da lugar a una gran heterogeneidad de configuraciones posibles. Esta característica limita la posibilidad de desarrollar un modelo tecno-económico de alcance macro que represente exhaustivamente todas las alternativas, dado que la viabilidad técnica y económica del blending es altamente específica de cada combinación de residuos y de cada caso de uso.

En la práctica, los esquemas de blending dependen de múltiples factores, entre ellos:

- las características físico-químicas del residuo (PCI, humedad, contenido de cloro, azufre y metales),
- los requisitos técnicos de la instalación de consumo (por ejemplo, tipo de caldera u horno),
- y las exigencias regulatorias y sanitarias asociadas a la industria receptora, que pueden ser particularmente estrictas en sectores como la industria alimenticia.

Por estas razones, el blending se considera en este informe como una opción complementaria y de aplicación puntual, relevante para determinados flujos de residuos y contextos industriales específicos, pero no como un eje central para la estructuración de un mercado de valorización energética a escala país.

En los esquemas de blending el costo logístico y de transporte es un factor determinante de la viabilidad económica, al tratarse de residuos de baja densidad energética efectiva y flujos relativamente dispersos. En este sentido, el transporte suele constituir el principal elemento de restricción para su escalabilidad, condicionando fuertemente el radio económico de abastecimiento y la replicabilidad de estos esquemas, aspecto que se analiza en detalle en el subcapítulo siguiente.

No obstante, frente a estas restricciones logísticas inherentes a la mezcla física simple, el análisis de nuevas configuraciones tecnológicas sugiere que es posible evolucionar hacia estrategias de "codensificación" y combustibles híbridos densificados. Por ejemplo, estos podrían surgir de la mezcla de tres corrientes de residuos abundantes en Uruguay, como se destaca a continuación.

3.5.1. Ejemplo de blending

Se analiza en forma preliminar la formulación de un pellet o briqueta a partir del blend de tres fracciones complementarias:

1. **Matriz de Carbono** (Biochar, mezcla 15% a 25%): Actúa como estructura térmica y absorbente. Su porosidad permite absorber la humedad y los lípidos de lodos industriales, y su fragilidad mejora la molienda (HGI²⁷) del combustible final.
2. **Aglutinante Energético** (Plásticos, mezcla 30% a 40%): Fracciones de residuos plásticos no reciclables (polietileno/polipropileno) que, bajo presión y temperatura, se

²⁷ Hardgrove Grindability Index / Índice de Molturabilidad de Hardgrove - ASTM D409

plastifican actuando como el "pegamento" del pellet, aportando un alto poder calorífico (>30 MJ/kg) e impermeabilizando el producto.

3. **Carga Húmeda/Biomásica** (Lodos/Biomasa, mezcla 30% a 40%): Lodos industriales secos o semisecos (por ejemplo, industria láctea, frigorífica o papeleras) que aportan biomasa. Por sí solos son difíciles de manejar, pero en la mezcla aportan volumen y contenido energético.

De esta forma el precio del biochar puede diluirse. A su vez, ingresos por gestión de residuos (*Gate Fees*) pueden reducir el costo nivelado. En la Tabla 16 se hace una estimación preliminar del potencial costo de esta mezcla. La estimación sugiere que la mezcla (pellet) podría competir con la leña, siendo el costo promedio aproximadamente el la mitad del de la leña (6.5 vs 12.8 GJ/ton) y casi un tercio del precio promedio del fuel oil (6.5 vs 17.3 GJ/ton), superando la barrera económica del biochar puro y del CSR a partir de RSU.

Tabla 16. Costo preliminar blending

Categoría	Valor	Mezcla	Subtotal
Biochar*	445-795 US\$/ton	20%	89-159 US\$/ton
Lodos**	-10-20 US\$/ton	40%	-4-8 US\$/ton
Plásticos**	-10-20 US\$/ton	40%	-4-8 US\$/ton
Procesamiento (Mezcla/Pelletizado)	20-40 US\$/ton	-	20-40 US\$/ton
Costo blend			101-183 US\$/ton
PCI	20-22 GJ/ton		
Costo blend			4.6-9.2 GJ/ton

*Ver Tabla 12, **Se asume cobro por la gestión del residuo, que implica una reducción en el costo.

Fuente: elaboración propia

El mercado potencial objetivo estaría compuesto por:

1. **Hornos Cementeros (Sustitución de Petcoke):** Mercado natural por su capacidad de gestionar cenizas y neutralizar cloro. El pellet ofrece la homogeneidad que el residuo a granel no tiene.
2. **Calderas Industriales (Sustitución de Leña):** Para calderas de parrilla (frigoríficos, aceiteras), permitiendo automatización y reducción de problemas de humedad.

Una alternativa a este ejemplo podría excluir la fracción de lodos, mezclando exclusivamente biochar y los rechazos termoplásticos de RSU, mediante aglomeración termoplástica. A diferencia de los pellets convencionales que requieren humedad o aglutinantes costosos (almidón/lignina), esta tecnología aprovecha las propiedades viscoelásticas de los plásticos presentes en el rechazo de RSU (Polietileno y polipropileno). Bajo presión y temperatura (100-160°C), el plástico residual se funde y fluye hacia los poros del biochar. Al enfriarse, crea "puentes sólidos" que encapsulan el carbón, generando un pellet hidrofóbico y extremadamente duro sin aditivos externos.

La exclusión deliberada de lodos sanitarios o industriales elimina la carga de humedad, patógenos y metales pesados volátiles. Esto eleva significativamente la calidad del combustible, posicionándolo como un sustituto directo de carbones minerales o leña de alta calidad. Las ventajas respecto a esta última incluyen mayor densidad energética, estabilidad al ser un producto hidrofóbico (no se pudre ni reabsorbe humedad), y combustión híbrida (los volátiles del plástico facilitan el encendido rápido, mientras que el biochar proporciona una brasa sostenida de alta temperatura, imitando el perfil de combustión del carbón bituminoso).

El principal desafío técnico es la presencia de cloro (PVC) en los plásticos, que puede causar corrosión en calderas convencionales. Una potencial estrategia de mitigación podría ser el uso de aditivos como caolín o cal en la mezcla para capturar el cloro en las cenizas y evitar la corrosión.

Es importante destacar que, a la fecha de este informe, el mercado del biochar y la carbonización se encuentra en una etapa de desarrollo temprano en comparación con tecnologías maduras. Por consiguiente, los valores de CAPEX y OPEX presentados surgen mayoritariamente de literatura académica, plantas piloto y primeros despliegues en Europa/Norteamérica. Es necesario realizar un estudio de prefactibilidad para cada proyecto para una estimación más precisa.

3.5.2. Ejemplo de proyectos piloto

Si bien el blending es una técnica probada internacionalmente, y en algunos casos en Uruguay, se identifican algunos potenciales configuraciones de proyectos piloto que podrían permitir testear distintas estrategias de blending y densificado según la escala y ubicación de la demanda.

Piloto de Blending Agroindustrial (Zona Litoral)

- **Enfoque:** Mezcla de biomasa húmeda y carbonizada.
- **Descripción:** Proyecto enfocado en departamentos como Salto o Paysandú. Propone testear el *blending* de residuos de poda de cítricos y bagazo industrial con biochar.
- **Objetivo:** Validar si la adición de biochar estabiliza la combustión de residuos ácidos o de alta humedad, generando una solución energética circular para la industria de jugos.

Piloto de co-combustión en industrias exportadoras (Lácteos/Frigoríficos)

- **Enfoque:** Sustitución parcial (*Blending* en caldera).
- **Descripción:** Introducción de un porcentaje controlado (5% - 15%) de CSR de alta calidad mezclado con los chips de madera habituales en calderas existentes.
- **Objetivo:** Demostrar que es posible realizar este *blending* sin afectar la inocuidad del proceso ni la vida útil de los equipos, factor crítico para industrias con altos estándares internacionales.

Piloto "Hub" Metropolitano para Calderas Tipo G (Gran Porte)

- **Enfoque:** Blending masivo para grandes consumidores.
- **Descripción:** Dirigido a industrias de proceso continuo en Montevideo/Canelones. Consiste en suministrar una mezcla de chips de madera con CSR derivado de residuos industriales y comerciales locales.
- **Objetivo:** Aprovechar la robustez de las calderas Tipo G para valorizar grandes volúmenes de residuos metropolitanos, reduciendo la dependencia de biomasa transportada desde largas distancias.

Piloto de Estandarización para Calderas Tipo M (Zona Metropolitana)

- **Enfoque:** Densificado y Pellets.
- **Descripción:** Orientado a calderas medianas (hoteles, hospitales, industrias medianas) que no pueden gestionar blends a granel. Se propone una planta piloto de producción de pellets o briquetas de CSR a partir de residuos limpios seleccionados.
- **Objetivo:** Validar un combustible "Premium" derivado de residuos que sea física y térmicamente compatible con la logística y alimentación de calderas urbanas más sensibles.

Plataforma Piloto de Investigación (I+D)

- **Enfoque:** Caracterización de mezclas.
- **Descripción:** Unidad experimental a pequeña escala para realizar pruebas destructivas y ensayos de distintos blends antes de su uso industrial.
- **Objetivo:** Definir las curvas de quemado y los límites técnicos (cloro, humedad) para la futura normativa de estandarización del CSR nacional.

3.6. Costo transporte

Dado que el costo de transporte es un determinante clave de la competitividad de los combustibles alternativos, resulta esencial comparar el costo de transporte por unidad energética transportada (US\$/GJ). A diferencia del costo de transporte por tonelada, el costo expresado de esta forma permite comparar energéticos con distinta densidad y poder calorífico en términos estrictamente energéticos.

Dado que el principal energético que podría sustituir el CDR/CSR en el corto plazo es la leña, se compara el costo de transporte de estos dos energéticos, bajo los supuestos explicitados en la Tabla 17.

Tabla 17. Supuestos comparación costo de transporte leña vs CDR/CSR

Supuesto	Valor	Unidad
Peso utilizable camión	28	ton
Volumen utilizable camión	80	m ³
Precio*	0,09	US\$/ton-km
Densidad sólida leña	400 - 600	kg/m ³
Densidad sólida CDR pellet**	1.000 - 1.200	kg/m ³

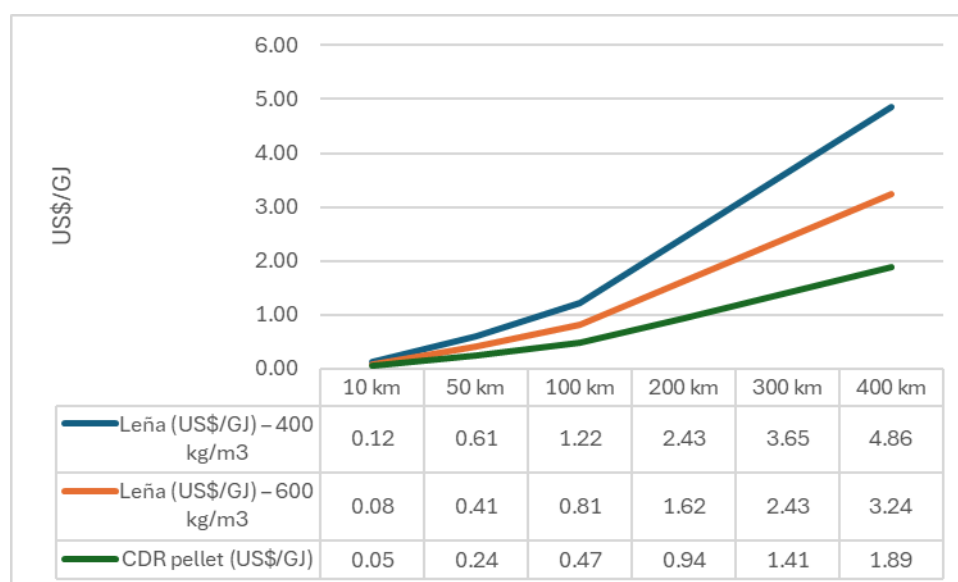
PCI leña	11,3	GJ/ton
PCI CSR pellet	20	GJ/ton
Factor estéreo leña	0,6	
Factor estéreo pellet	0,7	

Fuente: elaboración propia en base a *Precio de referencia 3.77 \$/ton-km para transporte general camión de 28 ton con 130.000 km anuales reportado por MTOP (2025)²⁸, **Rezaei et al., 2020²⁹

En el caso de la leña, se considera un rango de densidad sólida (400–600 kg/m³), que refleja la heterogeneidad según especie, contenido de humedad y condiciones de secado. Para capturar el efecto del aire entre troncos durante el transporte, se aplica un factor estéreo de 0.6, utilizado para convertir densidad sólida en densidad a granel apilada. Este supuesto implica que, para densidades sólidas bajas, el transporte de leña resulta limitado por volumen antes de alcanzar el peso máximo del camión, lo que incrementa el costo por unidad de energía transportada.

En el caso del CDR/CSR pelletizado, si bien la densidad sólida del pellet se encuentra en el rango 1000 –1200 kg/m³, el transporte resulta limitado por el peso máximo del camión en todos los casos considerados. Aun aplicando un factor de empaque conservador (0.7), la capacidad volumétrica del camión no constituye una restricción efectiva. En consecuencia, el costo de transporte por GJ del CDR/CSR pellet es independiente de la densidad del pellet dentro del rango analizado y depende únicamente del poder calorífico y de la distancia de transporte. Por este motivo, se presenta una única columna de resultados para el CDR/CSR pellet en la que se incluye el resultado de la comparación de costos por distancia.

Figura 8. Comparación costo de transporte leña vs CDR/CSR



Fuente: elaboración propia

Los resultados muestran que, para distancias cortas (10–50 km), el costo de transporte por

²⁸

<https://www.gub.uy/ministerio-transporte-obras-publicas/comunicacion/publicaciones/precios-referencia-servicios-transporte/precios-referencia-servicios-1>

²⁹ <https://pdfs.semanticscholar.org/d7a6/ba65ec49f02ce1d7ba6a37a49fe96b32861d.pdf>

GJ de la leña y del CDR/CSR pellet es del mismo orden de magnitud. Sin embargo, a medida que la distancia aumenta, el diferencial se amplifica significativamente, principalmente debido a la menor densidad energética efectiva de la leña transportada. Para distancias superiores a 100 km, el costo de transporte del CDR pellet resulta entre 40% y 60% inferior al de la leña, dependiendo de la densidad sólida considerada para esta última.

A efectos ilustrativos, también resulta útil considerar el costo total de un camión por viaje. Bajo los supuestos considerados, el costo de transporte de un camión completo de CDR pellet asciende a aproximadamente 25 US\$ para 10 km, 252 US\$ para 100 km y 1.008 US\$ para 400 km. En el caso de la leña, el costo por camión es inferior, dado que el transporte resulta limitado por volumen y no se alcanza el peso máximo (19,2 toneladas), con costos de 17 US\$ para 10 km, 173 US\$ para 100 km y 691 US\$ para 400 km. Sin embargo, si bien el camión de CDR pellet es más costoso en términos absolutos, transporta una cantidad significativamente mayor de energía, lo que explica que su costo por unidad energética (US\$/GJ) sea sustancialmente menor que el de la leña, especialmente a distancias medias y largas.

El análisis comparativo confirma que la densidad energética es el factor determinante para la viabilidad territorial de los combustibles alternativos. Mientras que la leña y los residuos sin procesar (baja densidad) presentan un "radio económico" limitado a distancias cortas (<100 km), el CSR densificado (pellets/briquetas) logra desacoplar la generación del consumo.

Esto permite transportar energía a costos competitivos (menores a 1,5 US\$/GJ) incluso en distancias medias de 300 a 400 km. Este hallazgo valida la necesidad estratégica de establecer centros de pretratamiento y producción de CSR cerca de las fuentes de generación de residuos (Hubs), para poder abastecer eficientemente a la demanda industrial concentrada en el eje Montevideo-Colonia.

Si bien el CDR/CSR podría llegar a ser competitivo frente al fuel oil por ejemplo, la barrera de entrada podría ser la inversión inicial (CAPEX). Sin mecanismos que monetice las externalidades positivas (por ejemplo, reducción de GEI, desvío de vertedero, valorización de residuos), el retorno de la inversión para el privado podría ser demasiado largo y riesgoso. El rol de la política pública puede ser no solo de regulación técnica, sino de facilitador de mercado, mediante señales de precio o garantías que reduzcan el riesgo percibido por los primeros adoptantes.

Capítulo 4. Análisis de barreras y oportunidades

A partir del estudio de mercado (oferta y demanda) y las entrevistas realizadas a potenciales usuarios industriales, proveedores tecnológicos, gestores de residuos y organismo regulador (ver Apéndice) (*en la versión publicable se omite este Apéndice por tratarse de información confidencial de las empresas entrevistadas*), se identifican barreras estructurales que limitan el desarrollo del mercado de CDR/CSR en Uruguay, así como oportunidades concretas para su implementación bajo ciertas condiciones.

La Figura 9 resume las principales barreras y oportunidades mapeadas, que son desarrolladas en los siguientes subcapítulos.

Figura 9. Análisis de barreras y oportunidades



Fuente: elaboración propia

4.1. Barreras

4.1.1. Previsibilidad y calidad del feedstock

- Falta de previsibilidad en volumen, composición y calidad del residuo disponible.
- Alta heterogeneidad del feedstock:
 - Aumenta riesgos técnicos.
 - Desincentiva inversiones.
- Dificultad para garantizar:
 - Poder calorífico estable.
 - Bajo contenido de cloro, inertes y contaminantes.
- Contratos de suministro:
 - Corto plazo (típicamente 1 año).
 - Insuficientes para amortizar inversiones en adaptación de equipos.

4.1.2. Competitividad económica

- El CSR debe competir con:
 - Biomasa local de bajo costo.
 - Combustibles fósiles spot en ciertos períodos.
- Precio de referencia del mercado:
 - Determinado por costo de energía útil (US\$/GJ).
- Dificultad para que:
 - Usuarios paguen por un residuo.
 - Se internalicen beneficios ambientales en el precio.
- Costos logísticos elevados:
 - Fletes largos.

- Baja densidad energética de algunos residuos.

4.1.3. Riesgo tecnológico y operativo

- Adaptar calderas existentes:
 - Es técnicamente complejo.
 - Requiere evaluación caso a caso.
- Mayor variabilidad del combustible implica:
 - Mayores requerimientos de tratamiento de gases.
 - Incremento significativo de CAPEX y OPEX.
- Incertidumbre respecto a:
 - Garantías de fabricantes.
 - Desempeño en operación continua.

4.1.4. Marco regulatorio y ambiental

- Falta de claridad normativa específica para combustibles alternativos.
- Incertidumbre sobre:
 - Parámetros de emisiones aplicables.
 - Requisitos de monitoreo.
 - Diferencias entre calderas nuevas y existentes.
- Tratamiento de gases:
 - Puede hacer inviable económicamente proyectos medianos.
- Bajo costo de disposición final en vertedero:
 - Reduce incentivos para valorización energética

4.1.5. Coordinación institucional y de mercado

- Falta de:
 - Mercado estructurado de CSR.
 - Señales de política pública.
 - Laboratorios
- Escasa coordinación entre:
 - Generadores de residuos.
 - Gestores.
 - Usuarios finales.
- Riesgo de mercados informales paralelos:
 - Aceites usados.
 - Residuos no controlados.

4.2. Oportunidades

4.2.1. Sectores con experiencia y capacidad instalada

- Sectores con mayor potencial inmediato:
 - Cementeras (coprocesamiento).
 - Industrias con residuos propios (por ejemplo, frigoríficos, agroindustria y forestal).

- Calderas con consumo de leña.
- Existencia de:
 - Know-how técnico.
 - Infraestructura básica.
 - Experiencias exitosas previas.

4.2.2. Estandarización del CSR

- Implementación de estándares tipo ISO permitiría:
 - Reducir riesgos.
 - Facilitar contratos.
 - Dar previsibilidad al mercado.
- CSR estandarizado:
 - Más fácil de incorporar como blending.
 - Compatible con calderas existentes bajo ciertas condiciones.

4.2.3. Demanda futura y presión ambiental

- Creciente presión por:
 - Reducción de huella de carbono.
 - Cumplimiento de estándares internacionales (exportaciones).
- Posible disposición futura a pagar:
 - Un (pequeño) premium por combustibles bajos en carbono.
- Oportunidad de posicionar el CSR:
 - Como solución de transición (por ejemplo, acceso a mercado europeo que impondrá impuesto al carbono en frontera - CBAM).
 - Complementaría a biomasa y biogás.

4.2.4. Hubs de Valorización Regional y Simbiosis Industrial

El análisis de la distribución geográfica de la oferta de residuos y la demanda térmica sugiere una oportunidad para el desarrollo de "Hubs de Valorización". La implementación de centros de procesamiento donde convergen flujos de biomasa seca (para producción de biochar base) y residuos húmedos o plásticos locales (para blending) podría mitigar la barrera de los costos logísticos identificada en este estudio.

Este modelo descentralizado permitiría producir CSR adaptados a las calderas de la zona, fomentando una economía circular regional que reduzca la dependencia de fletes de larga distancia y mejore la seguridad de suministro para la industria local. A su vez, debería mejorar la tasa de desvío de vertedero, alineándose con las metas del Plan Nacional de Gestión de Residuos, al asegurar que solo se valore energéticamente aquello que no pudo ser reciclado materialmente, optimizando la jerarquía de residuos.

4.2.5. Digitalización y Trazabilidad como Creador de Mercado

La implementación de sistemas de trazabilidad digital representa una oportunidad no solo de control, sino de creación de valor. Al certificar digitalmente el origen y la calidad de cada lote de CSR, se transforma la percepción del producto: deja de ser un "residuo" con riesgos

ambientales/regulatorios para convertirse en un combustible confiable. Esto reduce las barreras de entrada para los usuarios industriales que temen contingencias ambientales.

A su vez, la implementación de un sistema robusto de gestión de información representa una oportunidad clave. Actualmente, la búsqueda de residuos es manual e ineficiente. La digitalización de las declaraciones juradas de generación permite crear un mercado de residuos en "tiempo real", lo que debería reducir los costos de transacción para los inversores, los tiempos, identificación, valorización, entre otros. Al disponibilizar datos sobre ubicación y estacionalidad de los flujos, se elimina la asimetría de información, permitiendo contratos de suministro más seguros, planificación, diseño, modelizado, y acuerdos.

4.2.6. Acceso a Financiamiento Climático (Blended Finance)

A diferencia de proyectos puramente industriales, la valorización de residuos podría calificar para líneas de crédito concesionales y fondos no reembolsables de la banca multilateral (por ejemplo, BID, CAF, GCF, Banco Mundial), potencialmente mediante vehículos locales como el REIF (Renewable Energy Innovation Fund) para estructurar instrumentos de Finanzas Mixtas (Blended Finance). Estos fondos permiten absorber el riesgo inicial (CAPEX de nuevas plantas, o retrofit por ejemplo de calderas) con tasas subsidiadas o garantías, haciendo viables proyectos que la banca tradicional consideraría de alto riesgo.

4.2.7. Profesionalización y "Empleos Verdes"

El desarrollo de un mercado de CDR/CSR implica la creación de una nueva cadena de valor industrial que demanda mano de obra calificada, generando una transición desde la gestión informal hacia empleos formales y seguros. Creación de nuevos roles técnicos, por ejemplo, operadores de plantas de clasificación (MRF), técnicos de laboratorio para certificación, logísticos especializados y mantenedores de calderas de biomasa avanzada. Esto representa una oportunidad de desarrollo local descentralizado, ya que las plantas de valorización podrían ubicarse cerca de las fuentes de generación agroindustrial en el interior del país.

4.2.8. Ecosistema de Validación Tecnológica

Uruguay posee la escala y la matriz energética adecuadas para posicionarse como un *hub* de validación de nuevas tecnologías de producción de CSR (ej. mezclas de polímeros y biomasa) ya que cuenta con una infraestructura de calidad, una academia activa y fondos disponibles para I+D+i. Por ejemplo, para ensayos de co-procesamiento industrial, desarrollo de mezclas/blends a medida, caracterización avanzada del biochar para sus distintos usos.

4.2.9. Dinámica con Combustibles Avanzados (SAF/Metanol)

Resulta por último necesario o conveniente considerar la interacción entre el mercado de CSR/Biochar propuesto en este estudio y los potenciales mercados emergentes de Combustibles de Aviación Sostenibles (SAF) y Bio-metanol (analizados en informes previos).

Riesgo de Competencia por Feedstock: existe una competencia potencial por la materia prima, particularmente en la fracción de biomasa forestal de alta calidad y residuos lipídicos

(grasas/aceites), insumos críticos para las rutas tecnológicas de SAF (HEFA/Fischer-Tropsch). Dado que las plantas de combustibles avanzados demandan volúmenes masivos para lograr economías de escala, esto podría presionar al alza los precios del insumo, afectando la competitividad del CSR en aplicaciones de menor valor agregado.

Oportunidad de Sinergia: No obstante, el desarrollo de cadenas de suministro para SAF/Metanol puede actuar como un catalizador para el mercado de CSR a través de dos mecanismos:

1. **Economías de Infraestructura:** La inversión en logística de recolección y pretratamiento impulsada por la demanda de SAF reduce las barreras de entrada para el CSR.
2. **Valorización en Cascada:** El mercado de CSR puede absorber los volúmenes de biomasa o residuos que quizás no alcancen las estrictas especificaciones técnicas requeridas para la producción de combustibles avanzados (material "fuera de norma", por ejemplo, RFNBO o RED-III en Europa). De esta forma, el CSR (vía blending) actúa como un mercado secundario o de seguridad, brindando robustez a la cadena de valor ante fluctuaciones de precios internacionales o barreras tecnológicas en los proyectos de SAF.

Capítulo 5: Mercado Internacional

El análisis del mercado internacional presentado a continuación se circunscribe a la región inmediata/cercana (Argentina y Brasil), y a los combustibles alternativos analizados en este informe. Esta delimitación responde a dos factores estructurales determinantes identificados en este estudio. En primer lugar, la incidencia del costo logístico. Al tratarse de productos de valor unitario moderado y volumen considerable, la exportación transoceánica (ej. a Europa o Asia) puede resultar económicamente desfavorable frente a la disponibilidad de residuos locales en esos mercados. En segundo lugar, las restricciones del Convenio de Basilea y las normativas nacionales de importación de residuos (incluso valorizados) priorizan la gestión de proximidad y prohíben el movimiento transfronterizo de residuos sin una justificación técnica de falta de capacidad local, barrera que se entiende podría no aplicar en este caso o es gestionable en el comercio fronterizo regional bajo acuerdos específicos.

Más allá de esto, en un futuro, resulta interesante también evaluar exportación transoceánica de otros combustibles alternativos analizados en otros entregables (SAF, e-Metanol), o incluso pellets de CSR, en caso de lograrse inversiones de escala, competitividad, y transformación jurídica y técnica del material.

5.1. Argentina

5.1.1. CDR/CSR

En Argentina en los últimos años han surgido iniciativas para aprovechar residuos no peligrosos como fuente energética, especialmente en la industria cementera que busca reducir su huella de carbono. Un hito fue la inauguración en 2016 de la primera planta a gran escala de CSR del país, operada por la empresa ARX Arcillex S.A. en el partido de San Martín (Provincia de Buenos Aires). Esta planta tiene capacidad para producir 150

toneladas diarias de CSR (50 kton/año) a partir de residuos sólidos industriales y comerciales³⁰. La producción inicial de Arcillex se destinó tanto a la propia fábrica de materiales de construcción de la empresa como a suministrar combustible alternativo a las cementeras Loma Negra y Cementos Avellaneda.

Adicionalmente, el grupo cementero Loma Negra (parte de InterCement) desde 1997 opera la empresa Recycomb S.A.U., pionera en coprocesamiento de residuos. Recycomb formula combustibles alternativos líquidos y sólidos a partir de desechos industriales diversos (incluyendo aceites usados, emulsiones, plásticos, neumáticos, barros, solventes, entre otros) para reemplazar parcialmente combustibles fósiles en hornos cementeros³¹. Para 2019, Recycomb reportaba una capacidad de producción de hasta 106 kton anuales de combustibles derivados de residuos: aproximadamente 36 kton/año de CSR, 40.000 kton/año de combustible triturado y 30 kton/año de combustibles líquidos (derivados de residuos peligrosos y no peligrosos). Estos combustibles se transportan principalmente a las plantas cementeras de Loma Negra en Olavarría para su uso en los hornos.

La compañía Holcim Argentina (filial local del grupo suizo Holcim) alcanzó en años recientes récords de sustitución térmica mediante combustibles alternativos y ha fijado en su “Plan 2030” la meta de duplicar el uso de combustibles derivados de residuos, llevando la tasa de sustitución al 37% de su consumo energético³². Para ello, Holcim, a través de su filial ambiental Geocycle, colabora con municipios en proyectos de CDR. En Córdoba, Holcim/Geocycle inauguró en 2021 una planta de producción de CDR en el relleno Piedra Blanca, con capacidad inicial de 50 kton/año, prevista para expandirse a 100 kton/año. Esa instalación procesa residuos urbanos de la ciudad de Córdoba (tras segregación, se tritura y acondiciona la fracción adecuada) y envía aproximadamente 20 toneladas por camión al día al cercano horno cementero Holcim (planta Malagueño). Estas iniciativas indican que los grandes actores cementeros (Holcim, Loma Negra/InterCement, Cementos Avellaneda) están desarrollando infraestructura propia o conjunta para asegurarse el suministro de CDR/CSR.

Al ser un mercado incipiente, no hay un precio de mercado consolidado para el CDR/CSR en Argentina. El costo y valor tienden a variar según las condiciones locales: por un lado, las cementeras suelen comparar el costo del CDR con alternativas como el gas natural (combustible convencional muy usado en Argentina y actualmente de bajo costo relativo). Por otro lado, para generadores de residuos, entregar material para CDR puede implicar pagar un servicio de tratamiento (menor al costo de llevar a relleno sanitario).

A nivel internacional, los precios reportados de CDR/CSR oscilan desde unos pocos dólares hasta cerca de 100 USD por tonelada, dependiendo de su poder calorífico, nivel de

³⁰

<https://www.retema.es/actualidad/inaugurada-primer-planta-produccion-combustible-solido-recuperado-argentina#:~:text=Con%20una%20capacidad%20productiva%20de,Ciencia%2C%20Tecnolog%C3%ADa%20e%20Innovaci%C3%B3n%20Productiva>

³¹

<https://www.comunicarseweb.com/noticia/loma-negra-promueve-el-coprocesamiento-de-los-desechos#:~:text=Esta%20forma%20de%20elaboraci%C3%B3n%20de,pinturas%20y%20barnices%2C%20entre%20otros>

³²

<https://economiasustentable.com/noticias/holcim-busca-abrir-la-primer-planta-net-zero-de-la-argentina#:~:text=,tonelada%20de%20material%20para%202030>

procesamiento (CDR básico vs. CSR alta calidad) y balance local entre oferta y demanda. En Europa, donde existe mercado desde hace años, un CSR de calidad puede cotizar decenas de euros por tonelada entregada en planta de consumo, mientras que un CDR de baja calidad puede tener valor prácticamente nulo (incluso a veces se paga para que lo reciban, como alternativa a pagar por disposición de residuos).

En Argentina, inicialmente los acuerdos pueden involucrar ahorros más que ganancias directas: las cementeras logran reducir el costo de combustible y las empresas de residuos reducen volúmenes en disposición final. Con el tiempo, podrían surgir precios de referencia a medida que más actores comercien CDR, pero por ahora se maneja en contratos caso a caso. El marco normativo para movimientos transfronterizos y valorización de residuos es un factor crítico. Desde 1992 rige la Ley 24.051 de Residuos Peligrosos que prohíbe la importación, introducción y transporte de todo tipo de residuos provenientes de otros países al territorio nacional. Por tanto, un CDR que sea considerado legalmente “residuo” enfrentaría prohibición de ingreso. No obstante, en abril de 2025, el Poder Ejecutivo emitió el Decreto 1/2025 que modifica la regulación de residuos no peligrosos valorizados. Este decreto reemplaza un decreto de 2020, y levanta restricciones a la exportación de residuos industriales no peligrosos ya valorizados, clasificándolos como insumos industriales valorizados que pueden exportarse (o importarse) cumpliendo las obligaciones del Convenio de Basilea³³. Aunque aún está pendiente la reglamentación específica, esto podría abrir la puerta en el futuro a que Argentina importe CDR de países vecinos.

Para Uruguay como posible exportador de CDR hacia Argentina, será esencial que el material esté clasificado como no peligroso y valorizado bajo estándares reconocidos (quizá adoptando la codificación de la Lista Europea de Residuos mencionada en el decreto), de modo que pueda ser importado legalmente como insumo industrial.

5.1.2. Aceite Mineral Recuperado

El aceite lubricante usado está catalogado en Argentina como un residuo peligroso (por su toxicidad y contenido de metales pesados)³⁴. En consecuencia, su gestión está regulada por la Ley 24.051 y requiere que generadores, transportistas y operadores estén registrados y autorizados. Cada año, Argentina genera decenas de miles de toneladas de aceites lubricantes usados (proporcional al consumo interno de lubricantes). Tradicionalmente, las opciones de tratamiento han sido: (a) la regeneración o re-refinado para obtener bases lubricantes recicladas, y (b) el uso como combustible alternativo en industrias aptas (principalmente hornos cementeros).

En el frente del re-refinado, se han instalado algunas plantas en los últimos años. Por ejemplo, en 2021 se inauguró una planta de re-refinación de aceite mineral usado en la provincia de San Juan (empresa CAMC Argentina S.A.), con tecnología para tratar aceites

³³

<https://civilidad.org.ar/transformando-residuos-en-oportunidad-energetica/#:~:text=En%20Argentina%2C%20la%20producci%C3%B3n%20y,del%20uso%20de%20combustibles%20f%C3%B3siles>

³⁴

<https://estrucplan.com.ar/informe-tecnico-sobre-aceites-usados-y-sus-usos/#:~:text=Despu%C3%A9s%20de%20su%20uso%2C%20el,algunos%20metales%20pesados%2C%20constituyen%20los>

de motor en desuso y producir nuevamente lubricantes base³⁵. También empresas privadas como Tower & Tower han promovido plantas de re-refinado modular (hay menciones de proyectos en Buenos Aires). Sin embargo, la capacidad de re-refinado nacional es limitada en relación al volumen total de aceite usado generado, por lo que una parte significativa aún se destina a coprocesamiento como combustible.

El coprocesamiento en cementeras aprovecha el alto poder calorífico del aceite usado mezclándolo con fuel oil o directamente alimentándolo al horno, donde la combustión a temperaturas elevadas destruye contaminantes orgánicos y los metales pesados quedan retenidos y estabilizados en el clínker de cemento. Esta ruta es atractiva ya que el aceite usado requiere poco pretratamiento para hornos cementeros: usualmente filtrado y deshidratación básicos (remover sólidos gruesos y agua) son suficientes, a diferencia de calderas o motores que exigirían fuel más limpio. En hornos de cemento “esta purificación no es necesaria y el contenido de metales es retenido en el clínker”, permitiendo usar el aceite tal cual mezclado con otros residuos o combustibles³⁶. Aun así, se debe manejar adecuadamente el residuo de filtrado (lodos con metales) mediante disposición segura o encapsulado en cemento.

5.1.3. Biochar

El biochar es relativamente nuevo en la agenda ambiental y agrícola argentina, pero ha ganado atención como tecnología de carbono negativo. En 2023 se conformó la Iniciativa Biochar Argentina, con apoyo de la Asociación Forestal Argentina (AFoA) y la Mesa Argentina de Carbono, para promover proyectos de biochar en el país³⁷. Se han realizado seminarios y publicaciones resaltando que Argentina, con su vasta biomasa residual agroforestal, tiene potencial para liderar la producción de biochar en la región.

Un ejemplo destacado es el Proyecto Santo Domingo en Corrientes, presentado por la empresa GMF Latinoamérica. Consiste en una planta modular de pirólisis que procesa 13.6 kton de biomasa al año (residuos forestales locales) para producir biochar, logrando remover unas 5 kton de CO₂ anuales. El biochar producido se utiliza en suelos forestales/agrícolas y los créditos de carbono se registran bajo estándares internacionales.

5.2. Brasil

5.2.1. CDR/CSR

Brasil cuenta con el mercado de combustibles alternativos más desarrollado de Latinoamérica. La técnica de coprocesamiento de residuos en hornos cementeros se introdujo hace más de 25 años en el país y se ha expandido significativamente en la última década. Según la Associação Brasileira de Cimento Portland (ABCP), en 2021 la sustitución

³⁵

<https://sisanjuan.gob.ar/gobernador/2022-05-17/41006-el-gobernador-inauguro-la-primera-planta-de-reutilizacion-de-aceites-minerales-en-desuso-de-cuyo>

³⁶ <https://estrucplan.com.ar/informe-tecnico-sobre-aceites-usados-y-sus-usos/>

³⁷

<https://mesacarbono.org.ar/argentina-apuesta-al-biochar-innovacion-forestal-para-capturar-carbono-y-generar-nuevos-negocios/#:~:text=La%20primera%20en%20tomar%20la,una%20econom%C3%ADa%20de%20carbono%20negativa>

energética promedio del sector cementero brasileño con residuos alcanzó el 26%, y en 2022 se llegó a la meta de 30% originalmente prevista para 2025³⁸.

En términos absolutos, el Panorama do Coprocessamento Brasil 2022 reporta que en el año base 2021 se coprocesaron 2,408 millones de toneladas de residuos como combustible en las cementeras brasileñas³⁹. Desglosado, aproximadamente 48% de los combustibles alternativos son biomasa (residuos agrícolas, madera, bagazo, carbón vegetal) y 44% son residuos industriales/urbanos tratados. Dentro de este 44% están el CDR urbano (llamado CDRU en Brasil), los neumáticos fuera de uso y los “blends” de residuos peligrosos clase I (mezclas de solventes, lodos, aceites, etc.). El restante 8% son materias primas alternativas (residuos minerales que reemplazan insumos del crudo).

Es decir, Brasil utiliza tanto residuos no peligrosos (municipales, comerciales) como peligrosos en sus hornos, siempre bajo estrictos controles. La capacidad de destrucción de los hornos (elevadas temperaturas, largos tiempos de residencia, atmósfera alcalina) permite eliminar residuos industriales complicados sin generar cenizas tóxicas (los restos inertes se incorporan al clínker). Como referencia, algunos residuos peligrosos tratados comúnmente en Brasil son: solventes, residuos oleosos, plásticos contaminados, lodos químicos, etc., los cuales se blendean (mezclan) para obtener un combustible homogéneo antes de alimentar al horno.

En Brasil, el coprocesamiento está bien establecido como servicio ambiental. Usualmente, las cementeras cobran una tarifa de coprocesamiento a los generadores de residuos por recibir y destruir sus desechos (especialmente en el caso de residuos peligrosos que tendrían que incinerarse a alto costo). Esta tarifa suele ser menor que el costo de incineración comercial, representando ahorro para el generador y un ingreso para la cementera. Por otro lado, cuando se trata de residuos municipales o biomasa agrícola (de menor poder calorífico), a veces la cementera puede recibirlos sin costo o pagando simbólicamente, si le sirven para alcanzar objetivos de sustitución. El precio del CDR como tal entonces varía: puede ser negativo (la cementera cobra por usarlo) en residuos difíciles, o cero/positivo en residuos más energéticos. Por ejemplo, en el caso de los neumáticos fuera de uso, en Brasil las cementeras cobran una tasa por tonelada para coprocesarlos, pero los utilizan por su valor energético. En el caso de CDR de basura urbana, algunos acuerdos establecen que el municipio paga a la cementera un monto por tonelada procesada, compensado con lo que ahorra en relleno.

Para un exportador externo como Uruguay, colocar CDR en Brasil implicaría competir con residuos locales que muchas veces las cementeras reciben pagando ellas o cobrando poco. Es decir, no es un commodity con precio de mercado libre (como el carbón o petcoke), sino parte de la cadena de gestión de residuos brasileña. A menos que Uruguay ofreciera un CDR de calidad excepcional a muy bajo costo, las cementeras brasileñas difícilmente importarían, dado que tienen suficiente residuo interno e incluso ganan dinero tratándolo.

38

<https://abcp.org.br/industria-brasileira-do-cimento-transforma-problema-dos-residuos-em-solucao/#:~:text=Ind%C3%BAria%20brasileira%20do%20cimento%20transforma,Foram%203%2C035>

39

<https://www.novaambiental.com.br/coprocessamento-combustivel-da-industria-de-cimento/#:~:text=Segundo%20o%20Panorama%20do%20Coprocessamento,combust%C3%ADvel%20pela%20ind%C3%BAria%20cimenteira%20brasileira>

Además, la Política Nacional de Resíduos Sólidos (Ley 12.305/2010) y la regulación de IBAMA impiden introducir residuos extranjeros para cualquier fin. Brasil es signatario de Basilea y desde los 1990s vetó importaciones de basura (hubo casos sonados de contenedores de basura europea devueltos). Por ende, Uruguay no podría exportar RDF/CDR a Brasil si es considerado residuo. Para que fuera posible, tendría que presentarse como un combustible con certificado de producto. En teoría, un SRF (Solid Recovered Fuel) de alta calidad podría intentar clasificarse como combustible sólido industrial en aduana, pero habría escrutinio de IBAMA y Receita Federal. Hasta la fecha no se conocen casos de importación legal de CDR a Brasil, ya que no hay necesidad evidente.

5.2.2. Aceite Mineral Recuperado

Brasil tiene una política de re-refinado obligatorio para aceites lubricantes usados (OLUC). La Resolución CONAMA n° 362/2005, vigente a nivel federal prohíbe destinar el aceite usado a cualquier fin que no sea el re-refinado para regenerar bases lubricantes. Esta norma, complementada por la Res. 450/2012, asigna metas de recolección obligatorias a los productores/importadores de lubricantes (ej: recoger al menos 30% del volumen vendido, incrementándose en el tiempo)⁴⁰.

Brasil prohíbe importar aceite lubricante usado. La Ley de Resíduos Sólidos y los anexos de Basilea ratificados lo impiden. Como antecedente se menciona que a inicios de 2000, Lwart Lubrificantes exploró la posibilidad de recolectar aceite en países limítrofes (Paraguay, Uruguay) para procesarlo en Brasil, pero se enfrentó con las restricciones legales de importación de residuos peligrosos. Hasta hoy, no existe comercio formal de aceite usado hacia Brasil. Por tanto, Uruguay no puede exportar su aceite usado a Brasil, ni para re-refinar ni para coprocesar. La única posibilidad remota sería mediante un acuerdo bilateral bajo Basilea para gestión adecuada, pero implicaría declarar falta de capacidad de Uruguay para tratar su residuo, algo que Uruguay sí tiene (aunque sea mínima capacidad de coprocesamiento).

5.2.3. Biochar

La Empresa de Pesquisa Energética (EPE) de Brasil publicó en 2022 un informe destacando que el país tiene condiciones para ser uno de los principales productores mundiales de *biocarvão* (biochar) y que su uso puede mitigar emisiones y mejorar suelos degradados (28 millones de ha de pastos degradados podrían beneficiarse)⁴¹.

En 2023-2024 varias startups han aparecido con planes ambiciosos. La más destacada es NetZero, una greentech de origen franco-brasileño que produce biochar a partir de residuos agrícolas (cáscara de café, bagazo de caña, cáscara de arroz, açai, entre otros). En abril de 2025, NetZero anunció que espera cerrar el año con 9 fábricas de biochar en Brasil (operando o en construcción), con una producción combinada de 40 a 50 mil toneladas de biochar por año hacia fines de 2025⁴². Su plan de negocios se basa en la venta de

⁴⁰ <https://www.quimicryl.com/logistica-reversa-ja-recolhe-36-do-oleo-lubrificante-usado-no-brasil/>

⁴¹

<https://portalsustentabilidade.com/2025/03/04/biochar-ganha-destaque-global-e-pode-movimentar-bilhoes-na-agricultura-sustentavel/#:~:text=,possui%20abund%C3%A2ncia%20de%20biomassa>

⁴²

<https://portalsustentabilidade.com/2025/03/04/biochar-ganha-destaque-global-e-pode-movimentar-bilhoes-na-agricultura-sustentavel/#:~:text=,possui%20abund%C3%A2ncia%20de%20biomassa>

tecnología y créditos de carbono: suelen asociarse con un tercero (ej. un grupo azucarero) para montar la planta dentro de un ingenio o finca, aseguran el abastecimiento de residuos agrícolas y reparten el biochar producido – una parte se regala o vende a bajo costo al agricultor local (como fertilizante que aumenta ~25% la productividad según sus ensayos) y otra parte la monetizan vía créditos de carbono en mercados voluntarios internacionales. Este modelo permite financiar las plantas con inversión privada a cambio de los futuros ingresos por carbono.

Otras empresas brasileñas que están incursionando en el biochar son: Bracarbon (proyecto en Goiás con inversión de R\$30 millones para biochar en cultivos de caña)⁴³, Carbonext (con proyectos forestales que evalúan producir biochar para aumentar secuestro, integrando bonos de carbono), entre otras. Incluso grandes grupos agroindustriales (p.ej. del sector sucroalcoholero) están firmando convenios con startups para convertir parte de sus residuos en biochar, obteniendo beneficios de fertilidad de suelos y reduciendo emisiones (evitando quema a cielo abierto de residuos).

En Brasil el biochar se enfoca por ahora en mercados de carbono y como fertilizante premium. Forbes Brasil señaló que la demanda de biochar podría crecer 15% anual en la próxima década⁴⁴. Aún no existe normativa específica para biochar. Sin embargo, en 2023 el Ministerio de Agricultura de Brasil (MAPA) incluyó al “biocarvão” como insumo agrícola en discusión para su regulación como acondicionador de suelo. Se espera que pronto haya instrucciones normativas que definan requisitos de calidad para comercializar biochar como fertilizante (similar a cómo se regulan los compostajes o biofertilizantes).

No hay barreras a la exportación o importación: de hecho, Brasil podría exportar biochar en el futuro dado su potencial excedente. Pero hoy la producción incipiente está orientada a consumo interno (suelos locales) y créditos vendidos globalmente (no como producto físico sino como certificados).

Si Uruguay produce biochar a escala, podría encontrar compradores en Brasil en nichos específicos. Sin embargo, dado el gran potencial brasileño, lo más probable es que Brasil se autoabastezca e incluso inunde el mercado regional de biochar en unos años.

Capítulo 6: Conclusiones

El presente análisis de mercado confirma que Uruguay cuenta con condiciones técnicas y de mercado favorables para el desarrollo de combustibles alternativos derivados de residuos, tanto sólidos como líquidos, con potencial de contribuir simultáneamente a la gestión ambiental, la seguridad energética y los objetivos de descarbonización. No obstante, su despliegue depende de un conjunto de factores económicos, regulatorios y logísticos que deben abordarse de manera coordinada.

Desde el punto de vista de la demanda, el análisis evidencia un mercado potencial relevante concentrado principalmente en la generación y cogeneración de vapor industrial. Se estima una demanda de entre 629 y 1.285 kton/año de combustibles alternativos sólidos

⁴³ <https://panoramaagro.com.br/projeto-de-biochar-em-goias-recebe-investimento-de-r-30-milhoes/>

⁴⁴

<https://forbes.com.br/forbesagro/2024/10/biochar-e-fertilizante-a-base-de-carbono-que-pode-mudar-a-agricultura-global/>

(CDR/CSR/Blends), y entre 29–31 kton/año de combustibles alternativos líquidos (AMR/Blends). Si los combustibles alternativos logran venderse a 50% del precio del energético de referencia (supuesto conservador en base a prácticas relevadas en las entrevistas), se estima que el mercado nacional potencial podría alcanzar US\$ 55–106 millones (para rango de precios bajos y altos respectivamente). De este monto, el mercado potencial de combustibles sólidos alcanzaría US\$ 44-92 millones, y líquidos entre US\$ 11-14 millones.

El análisis muestra que el principal mercado de corto plazo se encuentra en la industria del cemento, cuyos hornos presentan elevada tolerancia a cloro y cenizas, lo que facilita la incorporación de CDR. En el mediano plazo, las calderas industriales de mediano y gran porte podrían constituir un mercado relevante para CSR densificado/pellet de alta calidad, aunque ello requeriría inversiones específicas en adaptación de equipos, sistemas de alimentación, y control ambiental.

Desde el lado de la oferta, el país dispone de volúmenes significativos de residuos con potencial de valorización energética. Los modelos tecno-económicos desarrollados para plantas MRF y MBT a partir de RSU y RSI demuestran que es posible producir CDR/CSR a costos competitivos, especialmente cuando se priorizan fracciones de mayor poder calorífico. Sin embargo, la competitividad final no depende únicamente del costo de producción, sino también de factores externos como la certificación del combustible, los costos de transporte y la existencia de mercados estables de destino. En este sentido, la integración de procesos (por ejemplo, recuperación de reciclables y valorización energética en un mismo esquema) mejora sustancialmente la viabilidad económica.

En el caso de los aceites minerales recuperados, el mercado se encuentra más maduro, con operadores activos y esquemas de valorización consolidados, especialmente en el sector cementero. Su alto poder calorífico y la baja necesidad de pretratamiento explican su competitividad. No obstante, la persistencia de circuitos informales y la heterogeneidad en los estándares de gestión evidencian la necesidad de fortalecer los marcos regulatorios y los mecanismos de fiscalización para evitar distorsiones de mercado y riesgos ambientales.

Si bien el biochar presenta un costo elevado para uso energético, el blending/mezcla con otros residuos, y el potencial acceso a ingresos híbridos, mejoran su competitividad. En este sentido, el biochar puede desempeñar un rol estratégico dentro de combinaciones de combustibles orientadas a mejorar la calidad energética del producto final.

De manera transversal a todas las alternativas analizadas, el estudio identifica un conjunto de barreras estructurales que hoy limitan el desarrollo del mercado. Se destacan la falta de previsibilidad y estandarización del feedstock, competitividad económica frente a los energéticos convencionales, riesgos tecnológicos asociados a la variabilidad del combustible, incertidumbre regulatoria (especialmente en materia de emisiones) y escasa coordinación entre generadores de residuos, gestores y usuarios finales. Estas barreras no son tecnológicas en sentido estricto, sino institucionales, económicas y de diseño de mercado.

Al mismo tiempo, existen oportunidades claras. Uruguay cuenta con sectores industriales con experiencia, infraestructura instalada y conocimiento técnico; con antecedentes exitosos de coprocesamiento en la industria cementera; y con una presión creciente (tanto local

como internacional) para reducir la huella de carbono de los procesos productivos. La estandarización del CSR, alineada con referencias internacionales, aparece como un prerequisite central para reducir riesgos, facilitar contratos y habilitar inversiones. Asimismo, una mayor claridad normativa y señales de política pública coordinadas son fundamentales para fomentar proyectos.

Desde una perspectiva estratégica, la creación de un marco que reconozca al combustible alternativo como un producto energético resulta central. A su vez, alinear la normativa nacional con estándares internacionales avanzados puede abrir mercados. Por ejemplo, la categoría de Combustibles de Carbono Reciclado (Recycled Carbon Fuels - RCF), definida en la Directiva (UE) 2018/2001 para la fracción del CSR compuesta por residuos no renovables (como plásticos no reciclables mecánicamente).

Respecto al comercio internacional, si bien la exportación regional de combustibles alternativos (Argentina y Brasil) presenta limitaciones en el corto plazo, existe una oportunidad de mediano plazo para la exportación transoceánica de commodities energéticos certificados (por ejemplo, pellets CSR clase A, o bio-oil). Esto permitiría posicionar a Uruguay como potencial proveedor de bioenergía para mercados de cumplimiento de créditos de carbono.

El desarrollo de un mercado de combustibles alternativos en Uruguay requerirá, además de regulación técnica, señales económicas que internalicen los beneficios ambientales. Esto podría canalizarse mediante diversos incentivos. Por ejemplo, la asignación de puntaje prioritario a este tipo de inversiones en COMAP (adaptación de calderas para coprocesamiento, pirólisis, etc.), mecanismos de mitigación de riesgo con fondos climáticos (BID/CAF/WB/REIF) que co-financien proyectos piloto, reconocimiento de ahorro en gestión de vertederos que se traslade a la cadena de valorización, instrumento de financiación específico como el Fondo Sectorial de Energía (FSE) de la ANII, o los fondos para Hidrógeno Verde. Este tipo de apoyo funcionaría como catalizador, compartiendo el riesgo inicial, que permita escalar soluciones a nivel nacional.

Apéndice: Entrevistas a actores clave *(en la versión publicable se omite este Apéndice por tratarse de información confidencial de las empresas entrevistadas)*



 reifuruguay.org.uy
 REIF Uruguay
 @REIF_Uruguay

REIF Fondo de
innovación en
energías renovables

