

Generación de electricidad a partir de biogás capturado de residuos sólidos urbanos: Un análisis teórico-práctico

**División
de Energía**

**NOTA TÉCNICA N°
IDB-TN-1260**

Gabriel Blanco
Estela Santalla
Verónica Córdoba
Alberto Levy

Marzo 2017

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOGÁS CAPTURADO DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS

Un análisis teórico-práctico

Gabriel Blanco
Estela Santalla
Verónica Córdoba
Alberto Levy

División
de Energía

NOTA TÉCNICA N°
IDB-TN-1260



Marzo 2017

Generación de electricidad a partir de biogás capturado de residuos sólidos urbanos: Un análisis teórico-práctico

Gabriel Blanco*
Estela Santalla*
Verónica Córdoba*
Alberto Levy**

Marzo 2017



*Gabriel Blanco (gblanco@fio.unicen.edu.ar); Estela Santalla (esantall@fio.unicen.edu.ar); Verónica Córdoba (vcordoba@fio.unicen.edu.ar)
cTAE. Centro de Tecnologías Ambientales y Energía .Facultad de Ingeniería Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires

**Alberto Levy (albertol@iadb.org) Banco Interamericano de Desarrollo, Washington, DC.

Catalogación en la fuente proporcionada por la Biblioteca Felipe Herrera del Banco Interamericano de Desarrollo

Generación de electricidad a partir de biogás capturado de residuos sólidos urbanos: un análisis teórico-práctico / Gabriel Blanco, Estela Santalla, Verónica Córdoba, Alberto Levy.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 1260)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Refuse as fuel. 2. Electric power production from renewable sources. 3. Greenhouse Gas Emissions. I. Blanco, Gabriel. II. Santalla, Estela. III. Córdoba, Verónica. IV. Levy, Alberto. V. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. VI. Serie.

IDB-TN-1260

JEL Codes O13; P48; Q42; Q55; N76

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2017 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa .



| Índice

Introducción	5
Producción de electricidad utilizando biogás de rellenos sanitarios	6
Aspectos técnicos y económicos.....	6
Aspectos ambientales.....	11
Emisiones gaseosas de la combustión de GRS.....	18
ANEXO A	27

Introducción

Generación de electricidad a partir de biogás generado en sitios de disposición final de residuos sólidos urbanos

El presente estudio tiene como objetivo desarrollar una metodología para evaluar la factibilidad técnico-económica para la generación de electricidad a partir del biogás recuperado en vertederos de residuos sólidos urbanos (RSU). Para ello, se realiza una descripción de las tecnologías disponibles para la generación de electricidad a partir de biogás de rellenos sanitarios (GRS), considerando ventajas y desventajas de cada una. También se analiza las fuentes de reducción de gases del efecto invernadero (GEI). Estas reducciones se deben, por un lado, a la captura y combustión del metano contenido en el biogás, y por otro, al reemplazo de los combustibles fósiles que debieran utilizarse para generar la misma cantidad de energía eléctrica que se generara a partir del biogás.

En el Anexo A, se muestra como ejemplo la factibilidad técnica de la producción de la electricidad a partir de la generación actual de biogás en San Javier II, y de la proyección a partir de los RSU depositados en San Javier III y los módulos futuros en la Ciudad de Salta, Argentina. Se analizan los costos de producción de energía eléctrica para la vida útil del proyecto, incluyendo los costos de inversión, operación y mantenimiento del sistema de generación, y se determina el valor presente del costo de producción por unidad de energía generada. Se hacen estimaciones de reducción de GEI para tres escenarios considerados. Se incluye también una descripción del marco regulatorio para la generación de energía eléctrica a partir de biogás y la conexión a la red eléctrica.

Producción de electricidad utilizando biogás de rellenos sanitarios

Aspectos técnicos y económicos

El biogás de rellenos sanitarios GRS se produce por descomposición anaeróbica de los residuos urbanos depositados en los rellenos sanitarios. Su generación depende del tiempo transcurrido desde su disposición, de la composición de los RSU, y de variables meteorológicas como la temperatura del ambiente y la humedad. El potencial de uso del GRS está determinado por su contenido de metano y el caudal capturado.

El GRS puede utilizarse como fuente de energía térmica, para la generación de electricidad o para la producción de un combustible de alto poder calorífico (biometano), tal como muestra la Figura 1.

El uso de GRS para la producción de electricidad es una de las aplicaciones más beneficiosas, aunque el resultado del proyecto depende de varios factores entre los que hay que considerar aspectos técnicos, económicos, y de gestión, así como redes eléctricas a la demanda a ser suplida. Según el uso que se hará del GRS se aplican tratamientos primarios que incluyen la remoción de vapor de agua, condensados, material particulado y espuma, o secundarios que remueven sulfuro de hidrógeno, siloxanos, y otros contaminantes como amoníaco, halógenos, e hidrocarburos aromáticos.

Figura 1. Tratamientos y usos del biogás. Fuente: Dudek et al., 2010.

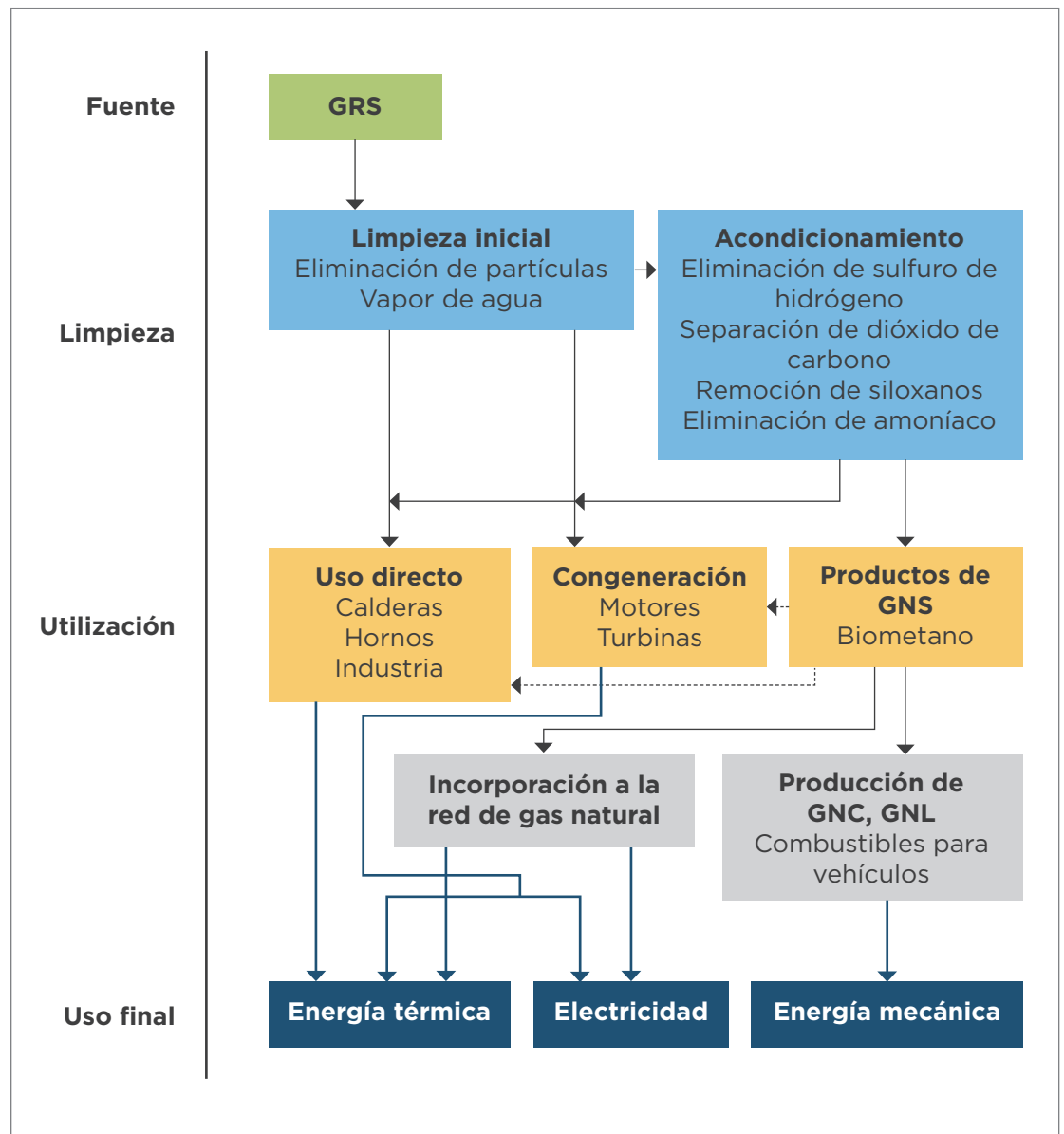
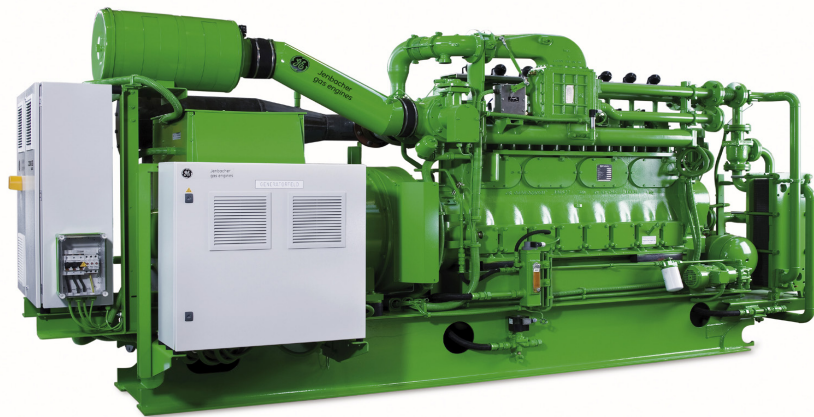


Figura 1. Tratamientos y usos del biogás. Fuente: Dudek et al., 2010.

La mayoría de los proyectos en operación utilizan motores de combustión interna (reciprocantes), turbinas y microturbinas. Estas últimas se aplican en rellenos sanitarios pequeños o aplicaciones en nicho. Ciertas tecnologías como motores Stirling o motores de Ciclo Orgánico Rankine y celdas de combustible están aún en una fase de desarrollo y demostración (Goldstein, 2006).

Las aplicaciones de cogeneración están aumentando a nivel global, ya que proveen mayor eficiencia energética pues además de generar electricidad utilizan el calor recuperado; para esta tecnología se utilizan generalmente motores de combustión interna, turbinas de gas, o microturbinas, mientras que es menos común la generación de electricidad a través de sistemas caldera-turbina de vapor ya que resultan más eficientes en proyectos de producción de electricidad de mayor escala (USEPA, 2006).

Los **motores reciprocantes de combustión interna** son los más utilizados ya que presentan alta eficiencia en comparación con las turbinas de gas y microturbinas (LMOP, 2015). Son de bajo costo por kW en comparación con las turbinas de gas y microturbinas, y existen en varios tamaños adecuados a los flujos de GRS. La eficiencia de estos motores varía entre 25 y 35%, aunque se pueden alcanzar mayores rendimientos en aplicaciones de cogeneración, cuando se recupera el calor residual que puede ser utilizado para otras aplicaciones. También presentan la ventaja de permitir añadir o quitar los motores según las tendencias de recuperación de gas. Como desventajas se encuentran sus costos de mantenimiento que son relativamente altos y la generación de emisiones a la atmósfera. Si los costos de electricidad del mercado son bajos, la rentabilidad de estos equipos resulta marginal. El rango de tamaño para proyectos típicos asumiendo 50% de metano en el GRS es entre 8 y 30 m³/min de GRS, y capacidades entre 800 kW y 3 MW; para proyectos de mayor escala se pueden combinar varios motores.



GE Jenbacher Type 2 Gas Engine

Fuente: <https://powergen.gepower.com/products/reciprocating-engines/jenbacher-type-2.html>

Numerosos proyectos a nivel mundial utilizan este tipo de motores para la generación de electricidad a diferentes escalas, tales como el proyecto de Ox Mountain (EEUU) de 11 MW, el proyecto Dairyland (EEUU) de 4 MW, el proyecto del relleno sanitario de Monterrey (México) de 12 MW, Belo Horizonte (Brasil) de 4.3 MW, entre otros (EPA, LMOP, LFG Energy Projects Profiles).

Las **turbinas de gas** se utilizan para proyectos de gran escala donde existe un flujo de GRS suficiente como para generar un mínimo de 3 MW y típicamente más de 5 MW (flujos de GRS superiores a 40 m³/min). El costo del kW disminuye con el aumento del tamaño de las turbinas, mejorando a su vez la generación de electricidad. La eficiencia de estos equipos ronda entre 20 y 28% a escala completa pudiendo alcanzar el 40% para casos de cogeneración, donde se recupere el calor residual (LMOP, 2015). Una desventaja de las turbinas es que requieren la eliminación de los siloxanos y otras impurezas que pueda traer el GRS. Entre las ventajas se encuentran mayor resistencia a la corrosión y menor nivel de emisiones de óxidos de nitrógeno, son más compactas y tienen menores costos de O&M que los motores de combustión interna. La planta de tratamiento de aguas residuales de Arlington (EEUU) genera biogás que es transportado más de 6 km para generar electricidad en una turbina de 5.2 MW (LMOP, 2015).

Las **microturbinas** se utilizan cuando se tiene una recuperación de GRS menor a 8 m³/min con contenidos mínimos de metano de hasta 35%; resultan más costosas por kW generado aunque tienen la ventaja de que se pueden añadir o quitar en función del flujo de GRS (LMOP, 2015). Como tienen baja capacidad de generación son fáciles de interconectar y generan menos emisiones de óxidos de nitrógeno. Requieren de un tratamiento primario del GRS que incluya remoción de siloxanos, humedad, y material particulado. Las microturbinas se comercializan en tamaños de 30, 70, y 250 kW, y presentan las ventajas de tener un costo de capital reducido, bajo costo de mantenimiento y de las instalaciones, y una eficiencia que aumenta con el tamaño. Con la finalidad de incrementar la eficiencia de las microturbinas, generalmente se incorpora un recuperador que precaliente el aire de combustión. En EEUU se está trabajando para desarrollar microturbinas

de mayor eficiencia (mínimo 40%), que alcancen las 45.000 horas de servicio y mantenimiento cada 11.000 hs a un costo inferior a los U\$S 500 por kW.



Gas Fired Microturbine

Source: Oak Ridge National Laboratory

La generación de electricidad utilizando biogás en motores de combustión interna requiere de la purificación del combustible con la finalidad de reducir aquellos constituyentes que resultan agresivos para los motores o producen niveles de emisión de contaminantes por encima de los niveles permitidos. Las tecnologías más desarrolladas están relacionadas con la remoción de dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, y otros componentes que causan deterioro en los componentes de los motores como los siloxanos, que son compuestos siliconados fermentados que durante la combustión se convierten en silicatos y cuarzo disminuyendo el volumen de la cámara de combustión y aumentando la relación de compresión y la abrasión del motor. Dependiendo del nivel de siloxanos, se requiere un tratamiento previo de remoción, sobre todo si el GRS será utilizado para la generación de electricidad (LMOP, 2015). El método más común es la absorción con carbón activado aunque también se utilizan otros absorbentes como gel de sílica y otros tratamientos como enfriamiento bajo cero en conjunto con absorción líquida, absorción con aminas, o separación con membranas.

Aspectos ambientales

La generación de electricidad a partir de biogás de sitios de disposición final de RSU presenta desde el punto de vista ambiental un doble aporte a la mitigación de la generación de gases de efecto invernadero (GEI): una a través de la captura de metano y la segunda por la sustitución de combustibles fósiles para la generación de electricidad.

Además del impacto positivo a nivel global, la combustión del biogás tiene impactos positivos para el ambiente local por la disminución de las emisiones de otros gases contaminantes. Los componentes del GRS tienen características propias las cuales pueden presentar serios peligros para la vida y salud humana, así como para el suelo, el aire, y el agua. La combustión del GRS puede reducir los componentes tóxicos y sus efectos negativos sobre el ambiente y las personas.

Composición del GRS. Los RSU típicos contienen restos de residuos domiciliarios y comerciales que incluyen pinturas, solventes, pesticidas, adhesivos, artículos de limpieza, etc., los cuales, a su vez, contienen numerosos compuestos orgánicos. Durante el proceso de descomposición anaeróbica de los RSU, se genera el GRS cuya composición primaria está constituida por metano y dióxido de carbono, cantidades pequeñas de nitrógeno, oxígeno, e hidrógeno, sulfuro de hidrógeno, menos del 1 % de compuestos orgánicos no metánicos (NMOCs) como cloruro de vinilo, benceno, tolueno, tricloroetano, metilo mercaptano y etilo mercaptano, y trazas de compuestos inorgánicos. Algunos han sido encontrados en concentraciones por encima del TLV (Threshold Limit Values), que es la concentración promedio para ocho horas diarias o 40 horas de trabajo semanales a la cual la mayoría de los trabajadores deben estar expuestos repetidamente sin efectos adversos (Env. Energy, 2003).

Cada uno de estos componentes del GRS tiene características propias, las cuales en circunstancias especiales pueden presentar serio peligro para la vida y salud humana (EPA, 2003). Según el experto Hans Willumsen (2004), más de 100 compuestos orgánicos volátiles (VOCs) diferentes han sido identificados en el GRS, los cuales resultan en su mayoría cancerígenos cuando se encuentran en concentraciones altas.

Según la Environment Agency (2002a) del Reino Unido, se han registrado una totalidad de 557 trazas componentes en el GRS mientras que en la nota técnica del Departamento Militar de los EEUU (Department of the Army, 1995), están reportadas 94 especies de NMOCs en GRS.

La Tabla 1 resume algunos de los componentes más frecuentemente detectados en diversos rellenos evaluados y los TLV de tres países de la Unión Europea y de los EEUU.

Algunas de las características del GRS son: inflamable y explosivo (en concentraciones de 4-16% con O₂ > 14%), asfixiante, tóxico, corrosivo, odorífero, ecotóxico. También contribuyen al efecto invernadero y la contaminación fotoquímica.

Tabla 1. Principales trazas de componentes detectados en el GRS (Willumsen, 2004)

Componente	Concentraciones medidas ppm	TLV ppm		
		Dinamarca	Alemania	Inglaterra
Cloruro de vinilo*	0.03-44	1	2	5
Benceno*	0.6-32	5	8	10
Cloroformo*	0.2-2	2	10	10
Diclorometano*	0.9-490	50	103	200
Tolueno	4-197	75	200	100
Xilenos	2.3-139	50	101	105
Etilobenceno	3.6-49	50	-	105
Clorodifluormetano	6-602	1000	-	-
Diclorodifluormetano	10-486	10	-	670
Tricloroetileno	1.2-116	30	-	944
Tetracloroetileno	0.3-110	30	-	94
Etanol	16-1450	1000	-	-
Propano	4.1-630	200	-	-
Butano	2.3-626	50	-	-
Disulfuro de carbono	0.5-22	5	-	10
Metanotiol	0.1-430	0.2	-	-
Sulfuro de hidrógeno	2.8-27.5	10	-	-

* Indica que el compuesto presenta características cancerígenas

Los compuestos sin asterisco pueden resultar peligrosos para el sistema nervioso central

Efectos sobre la salud humana. El GRS es un gas que puede provocar la asfixia en un área cerrada o un espacio confinado (Department of the Army, 1995). La inundación de un espacio confinado por GRS desplaza el oxígeno disponible en el área, creando una atmósfera deficiente en oxígeno y con potencial de toxicidad elevado. Los efectos sobre la salud humana están generalmente asociados con las trazas de los gases detectados en el GRS, tales como cloruro de vinilo y sulfuro de hidrógeno. Algunas de estas trazas son tóxicas a concentraciones suficientes de exposición y algunos compuestos son considerados cancerígenos luego de un período prolongado de exposición (Environment Canada, 2004).

En relación a las emisiones de mercurio, este compuesto inorgánico también presente en el ambiente es de preocupación por las características de bioacumulación que presenta a través de la cadena alimenticia, como metilato de mercurio, o bajo formas orgánicas más tóxicas. Las fuentes de mercurio en el GRS provienen de baterías, tubos fluorescentes, dispositivos eléctricos, termómetros, y pinturas. Una vez que el mercurio ingresa al residuo y luego de las etapas de transformación de los RSU es transportado por el GRS. Según un estudio de la Environmental Protection Agency (EPA) realizado en 1997, los rellenos contribuyeron en menos del 0.1 % del total de mercurio generado de las diferentes actividades humanas en los EEUU en 1994 (EPA, 2003).

La Tabla 2 describe los potenciales riesgos sobre la salud humana de los principales componentes del GRS, el TLV en los EEUU, y los productos que generan luego de su combustión.

Efectos sobre el suelo y la vegetación. En general, el GRS no presenta efectos adversos sobre el suelo al pasar a través del mismo. El GRS se mueve a través de los poros internos del suelo y una vez evacuado de ese espacio, el suelo retorna a su condición inicial. Por otra parte, el metano generado en los rellenos afecta la vegetación pues desplaza al oxígeno de la zona radicular y de esta manera ahoga a la planta (Department of the Army, 1995).

De la misma manera, un reporte de Environment Canada (2004) destaca que signos de estrés en la vegetación son provocados por la migración del GRS a través de la superficie y ocurre porque las raíces de la planta se encuentran deprimidas en oxígeno. La misma agencia indica que el deterioro de la vegetación en sitios próximos a los rellenos sanitarios empeora no sólo la estética del sitio sino que genera problemas prácticos relacionados con la disminución de la cobertura y erosión a causa de un efecto “cascada” como resultado del aumento de las emisiones de GRS.

Efectos sobre el aire. El relleno emana olores en las áreas abiertas del sitio debido a la descomposición de los sólidos depositados y a la generación del GRS. Los olores típicos que emanan del GRS son causados por el amoníaco y los compuestos sulfurados que contiene el gas. Por el contrario, el metano y el dióxido de carbono son incoloros e inodoros.

Los olores generados en el relleno pueden provocar impactos adversos en la salud pública. Además de los efectos molestos provocados en los residentes cercanos, los olores atraen insectos y otros vectores nocivos.

Los problemas de olores en los rellenos se producen cuando el relleno se encuentra abierto (en operación). La clausura de los rellenos debe incluir provisiones para el control de olores ya sea a través del quemado en antorcha o a través de unidades de filtración con carbono activado (Department of the Army, 1995).

Riesgo de explosión e incendio. El metano contenido en el GRS tiene características explosivas cuando su concentración en el aire se encuentra entre 5 y 16%. La expulsión incontrolada del metano puede resultar muy peligrosa, habiéndose documentado graves accidentes provocados por la acumulación de gas en cañerías próximas a edificios y otras viviendas residenciales, lo que ha causado serios daños a las personas y propiedades (Banco Mundial, 2004). El ingreso del metano en los edificios se puede producir por fugas o pérdidas en las juntas de las construcciones, aperturas en servicios subterráneos, o penetración

a través del piso o los basamentos de los edificios. Al ser más liviano que el aire, tiende a acumularse cerca de los cielos rasos.

Tabla 2. Perfil toxicológico de las emisiones del GRS (Department of the Army, 1995)

Componente	Estado químico	Riesgos para la salud	TLV	Productos de la combustión
Amoníaco	Gas picante, olor sofocante	Ojos, nariz, garganta irritada; piel quemada; edema pulmonar; dolor de pecho; espasmo bronquial; corrosivo	25 ppm	NOx, H2O
Benceno	Líquido de olor dulce	Carcinogénico humano del Grupo 1, irritación de piel, inhalación por absorción, exposición a corto plazo provoca somnolencia, desvanecimiento, dolor de cabeza, e irritación del sistema digestivo	10 ppm	H2O, CO2, C bajo condiciones no oxidativas
Dióxido de Carbono	Gas	Asfixiante	5000 ppm	Totalmente oxidado
Monóxido de Carbono	Gas	Inflamable, inhibidor de la oxidación celular luego de su inhalación	25 ppm	CO2

Tetracloruro de Carbono	Líquido de olor dulce aromático	Posible carcinogénico humano del grupo 2B. Inhalación de corto término: congestión hemorrágica, edema pulmonar, daño renal, fiebre, náusea, vómito y daño gastrointestinal, inflamación del hígado, nefritis y nefrosis, erupción cutánea, y depresión del sistema nervioso central (SNC)	5	CO ₂ , H ₂ O, HCl, fosgeno
Cloroformo	Líquido	Posible carcinogénico humano del grupo 2B; absorción respiratoria, depresión del SNC, anestesia, sensibilización cardíaca, irritación de la piel	10 ppm	CO ₂ , H ₂ O, HCl, fosgeno
1,2 Dicloroetano	Gas	Posible carcinogénico humano del grupo 2B; irritación respiratoria, falla circulatoria, depresión del SNC, náusea y vómito, cianosis, dermatitis, irritación ocular, tos	10 ppm	CO ₂ , H ₂ O, H ₂
Hidrógeno	Gas	Inflamable, explosivo, asfixiante simple	El limitante es la concentración de oxígeno	H ₂ O

Sulfuro de Hidrógeno	Gas (olor a huevos putrefactos)	Inflamable, absorción respiratoria, inhibición de la respiración celular provocando la muerte, coma, convulsiones, apnea, edema pulmonar, irritación ocular, conjuntivitis, dolor de cabeza, tos, insomnio, náusea, desvanecimiento	10 ppm	H ₂ O, SO ₂ , SO ₃
Metano	Gas	Inflamable, explosivo, asfixiante	El limitante es la concentración de oxígeno	H ₂ O, CO ₂
Nitrógeno	Gas	Asfixiante	El limitante es la concentración de oxígeno	Inerte
Hidrocarburos policíclicos aromáticos	Sólidos	Carcinogénico humano del Grupo 1: benzoantraceno, benzopireno, dibenzoantraceno, indeno (1,2,3-cd) pireno	0.2 mg/m ³	H ₂ O, CO ₂ ; C bajo condiciones no oxidativas
Tolueno	Líquido (olor dulce)	Inflamable, absorbido por vías respiratorias y el tracto gastrointestinal; inhalación de tiempo corto: fotofobia, euforia, somnolencia, adormecimiento, inconciencia, muerte, irritación de la piel y sequedad, irritación ocular	100 ppm	C, CO ₂ , H ₂ O

1,1,1 Tricloroetano	Líquido (olor etéreo)	Inhalación de tiempo corto: anestesia, depresión del SNC, arritmia fatal, irritación de la piel; por larga exposición al contacto dérmico: edema, eritema, inflamación, degeneración celular	350 ppm	H ₂ O, CO ₂ , HCL, fosgeno
Cloruro de vinilo	Gas (olor dulce)	Inflamable, precursor de peróxidos. Carcinógeno humano del Grupo 1; exposición de largo plazo: náusea, somnia, dolor de cabeza, fatiga, desorden circulatorio y del SNC, disfunción pulmonar y del sistema inmunológico	5 ppm	CO ₂ , CO, HCL, fosgeno

Las pérdidas incontroladas del metano en los estratos sub-superficiales es un riesgo sustancial de fuego y explosiones subterráneas. Los incendios subterráneos son comunes en minas y pantanos y en rellenos en condiciones áridas. Estos riesgos potenciales del GRS pueden mitigarse con adecuados controles y venteos pasivos (Department of the Army, 1995).

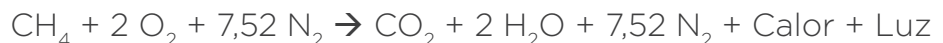
Efecto sobre la atmósfera. La contribución del efecto invernadero de los componentes individuales puede cuantificarse en referencia a su contribución relativa al PCG. Este parámetro es una función de las propiedades radiactivas del gas y de su vida media atmosférica; puede ser definido como el cambio de tiempo integrado (usualmente 100 años) en las propiedades radiactivas de la atmósfera debido a la conversión instantánea de 1 kg de gas en 1 kg de CO₂.

Utilizando el PCG, las concentraciones cuantitativas, y los datos de caudal se pueden estimar la contribución del GRS al calentamiento global como parte del proceso de evaluación de riesgos. La misma agencia establece que la base para establecer el calentamiento global debe realizarse en base a una eficiencia de recolección y tratamiento de las emisiones de metano en el GRS del 85% (Environmental Agency, 2002a).

Emisiones Gaseosas de la Combustión de GRS

El GRS contiene fundamentalmente metano y dióxido de carbono, ambos gases de efecto invernadero que contribuyen al calentamiento global. El potencial de calentamiento global (PCG) del metano es aproximadamente 21 veces superior al del dióxido de carbono. Por lo tanto, la recolección eficiente y la combustión del GRS son procesos que contribuyen a la protección global de la atmósfera y al ambiente.

Proceso de combustión del GRS. Durante el proceso de combustión el GRS reacciona con un oxidante para producir calor y radiación visible. En los sistemas de quemado de GRS en antorcha el aire actúa como oxidante (contiene aproximadamente 21% de oxígeno) y la relación estequiométrica aire/metano para una combustión ideal es 9,52:1 en base a la siguiente reacción:



Si se agrega más oxígeno a la mezcla aire-GRS que el requerido por la estequiometría de la reacción, la mezcla se convierte en “pobre” y tiene carácter oxidante. Por el contrario, si se suministra menos oxígeno, la mezcla se vuelve “rica” y reductora. Bajo estas últimas condiciones, la combustión resultará incompleta y dará lugar a la formación de productos intermedios tales como monóxido de carbono y compuestos orgánicos volátiles no metánicos (NMVOCs).

Es posible alcanzar combustión incompleta y generar emisiones de hidrocarburos no quemados tanto con mezclas “pobres” como con mezclas “ricas”. Se deben cumplir una serie de condiciones para asegurar los requerimientos mínimos de combustión de GRS en antorchas:

- la combustión debe ocurrir con exceso de aire, suficiente para asegurar combustión completa pero sin enfriar la temperatura de llama por debajo del punto que hace efectiva la destrucción y remoción de las trazas de gases tóxicos;
- la temperatura en la cámara de combustión debe ser uniforme a lo largo de todo el volumen; temperaturas excesivas favorecen la formación de NOx y temperaturas bajas favorecen la formación de productos parciales de combustión que pueden ser promotores de dioxinas o furanos;
- la temperatura debe permanecer constante, aún para diferentes cargas térmicas, lo cual implica controlar el proceso de combustión del aire o reciclar los gases exhaustos;
- debe optimizar el mezclado gas/aire
- debe asegurar que el tiempo de retención a la temperatura especificada es el adecuado para destruir las trazas de los componentes del GRS.

Emisiones y tecnología para la combustión de GRS. Las emisiones de un proceso de combustión contienen compuestos que son:

- derivados de fracciones no quemadas del gas;
- productos de la combustión completa;
- productos de la combustión incompleta;
- contaminantes provenientes de lubricantes y materiales utilizados en el sistema de extracción y sus productos de combustión;

- contaminantes presentes en el aire utilizado en la combustión;
- productos de síntesis y pirólisis durante la combustión.

Las emisiones generadas por la combustión del GRS en una antorcha cerrada dependen de diferentes factores:

- los componentes del GRS;
- el tipo de antorcha seleccionada;
- la operación y el mantenimiento de la antorcha;
- las condiciones de la combustión del GRS.

A continuación se describen algunas características de los productos de la combustión de GRS más importantes, ya sea por su proporción o por sus efectos.

Dióxido de carbono CO_2 . Es un componente natural del GRS y producto de su combustión incompleta. Se mide en concentraciones en % en volumen y generalmente las emisiones de la planta de combustión serán inferiores a las medidas en el GRS a causa de la dilución con aire primario y secundario introducido durante el proceso de combustión.

Monóxido de carbono CO . Es un producto de la combustión incompleta y debe ser monitoreado como un parámetro de control que indique la eficiencia de la combustión en los sistemas de utilización y quemado de GRS.

Óxidos de nitrógeno NO_x . Son productos de la combustión derivados de la oxidación del nitrógeno contenido en los compuestos durante la combustión. El principal óxido de nitrógeno producido durante la combustión es el óxido nítrico (NO), que luego se convierte en óxido nitroso (N_2O), particularmente durante la combustión a baja temperatura, y cuya mezcla se conoce como NO_x . Debido a la oxidación con oxígeno atmosférico y luego de un período de tiempo, los NO_x se

convierten en dióxido de nitrógeno (NO_2), que luego es emitido al aire. Los NO_x producidos durante la combustión del GRS pueden tener tres fuentes potenciales:

- la oxidación del nitrógeno presente en el aire e introducido en la planta durante el proceso de combustión;
- la oxidación de las especies nitrogenadas presentes en el GRS (incluido el nitrógeno);
- las reacciones entre el nitrógeno y los radicales hidrocarbonados en los gases exhaustos calientes.

Se encuentran concentraciones altas de NO_x en las emisiones de plantas de combustión de GRS cuando el proceso se realiza en condiciones de mayor eficiencia a temperaturas altas.

Óxidos de azufre SO_x . Son compuestos de la oxidación a partir de sulfuros contenidos en el GRS. Estos componentes incluyen mercaptanos, sulfuros dialquilados y disulfuros (por ejemplo sulfuro de dimetilo y sulfuro de hidrógeno). Estas especies se oxidan durante la combustión a dióxido de azufre SO_2 y en menor proporción a SO_3 , denominados óxidos de azufre SO_x . Estos compuestos pueden reaccionar con vapor de agua a bajas temperaturas y producir ácido sulfúrico.

Cloruro y Fluoruro de hidrógeno HCl-HF . Estos ácidos gaseosos son productos de la combustión completa del GRS a partir de un rango amplio de compuestos orgánicos clorados y fluorados que se encuentran en el gas. Son altamente reactivos y están asociados con aceleradas velocidades de corrosión del equipamiento de la planta.

Material particulado MP . En las plantas de tratamiento de GRS generalmente se instalan filtros para remover partículas entre 0.3 y 10 μm con la finalidad de proteger el sistema de fenómenos de abrasión. Sin embargo, fracciones significativas de material particulado se producen durante el quemado del gas, tales como sales de metales derivados de la corrosión de componentes de la planta y el carbono producido por combustión incompleta.

Dibenzo dioxinas policloradas (PCDD) y dibenzo furanos policlorados (PCDF). Estos son productos térmicos generados por la combustión de compuestos orgánicos y clorados de materiales contenidos en el GRS. Se favorece su formación cuando existen emisiones particuladas y determinadas condiciones termodinámicas tales como bajas temperaturas y tiempos cortos de combustión. PCDDs y PCDFs se encuentran en bajas concentraciones relativas en las emisiones de plantas de combustión de GRS.

Compuestos orgánicos volátiles no metánicos NMVOCs. Se han reportado una gran cantidad de estos compuestos en las emisiones de la combustión de GRS en concentraciones de trazas. Los compuestos detectados en las emisiones de los gases exhaustos pueden provenir de:

- el GRS residual no quemado;
- la combustión incompleta;
- las reacciones de síntesis dentro de los gases exhaustos calientes.

Algunos de estos componentes no han sido reportados como componentes del GRS, lo que sugiere que su origen se encuentre en la descomposición térmica durante la combustión. Estos compuestos incluyen benzaldehído y nitrometano. En cuanto al mercurio contenido en el GRS, la combustión reduce la toxicidad de esas emisiones pues convierte los compuestos orgánicos de mercurio, incluido el metilato de mercurio, en compuestos menos tóxicos y peligrosos como son los compuestos de mercurio inorgánicos (EPA, 2003).

La Tabla 3 muestra las concentraciones encontradas en las emisiones de combustión de GRS en antorcha según un informe de la Environment Agency (2002b). Con fines comparativos, se incluye una columna con los Niveles Guía de Emisión para Contaminantes Habituales Presentes en Efluentes Gaseosos para Nuevas Fuentes Industriales (valores promedio para una hora y en funcionamiento normal), establecidos en la Ley 5965 de la provincia de Buenos Aires, Decreto Reglamentario 3395/96, en su Anexo IV, modificados según Resolución 242/97.

Tabla 3. Resumen de las concentraciones reportadas en las emisiones por combustión de GRS en antorcha (Environment Agency, 2002b)

Componente	Resumen de concentraciones mg/Nm ³ , a 3% O ₂ seco y CNTP (0 °C y 101.3 kPa)			Ley 5965 Bs. As. Decreto 3395 Anexo IV
	Media	Desvío std	Interv. confianza 95%	mg /Nm ³
SOx	304.8	467.6	695.7	500
NOx	62.3	24.9	79.2	450
CO	1007.1	1076.1	1730	100
HCl	23.3	19.9	39.9	460
HF	4.7	6.9	10.4	100
PCDD/PCDF (ng/m ³)	0.0053	0.0026	0.0117	-
PAH	0.00068	-	-	-
Material particulado	5.47	5.7	56.7	250
CO ₂ (%)	7.2	3.3	9.5	
THC (como C)	298.1	606.5	764.3	
NMVOC	0.56	-	-	
O ₂ (%)	12.1	3.7	14.8	
Humedad (%)	8.6	4.4	11.7	
Temp. chimenea (°C)	782	173	914	
Flujo (m ³ /h)	6086	2447	9124	

El tratamiento térmico de los NMOCs (incluyendo los PPA y VOCs) y del metano a través de la combustión en antorcha, motores, u otros

dispositivos reduce en gran medida la emisión de estos compuestos (EPA, 2003). Según la EPA, las características de la combustión del GRS son menos precursoras de la formación de dioxinas y furanos. Algunos reportes de la EPA indican que en base a análisis locales (EEUU) e internacionales las concentraciones de dioxinas provenientes de gases de combustión de GRS varían en un rango entre lo no detectable y 0.1 nanogramos de tóxico equivalente (TEQ) por metro cúbico estándar seco de gases exhaustos con 7 % de exceso de oxígeno. Igualmente, la EPA considera que la combustión del GRS en dispositivos adecuadamente controlados (antorchas, motores de combustión) con mínima generación de dioxinas y furanos es preferible a la emisión descontrolada del GRS. En resumen, EPA estima que las emisiones potenciales de dioxinas a partir de la combustión del GRS son pequeñas. Lo mismo ocurre con el mercurio, como ya fue explicado previamente. A modo de ejemplo, la Tabla 4 resume las emisiones para la combustión de GRS en algunos países de la UE.

Tabla 4. Estándares de emisiones para las emisiones de GRS en antorcha en la UE (Environmental Agency, 2002b)

Componente	Emisiones estándar, mg/m ³ a 3 % O ₂ seco a 0 °C y 101.3 kPa					
	Alemania 1996	Alemania 2001	Suiza	Bélgica	Reino Unido, Planta existente	Inglaterra y Gales, Planta nueva
Material particulado	10	-	10	5	-	-
SO ₂	-	-	50	35	-	-
NO _x	200	200	80	150	150	150
CO	50	100	50	100	100	50
HCl	10	-	20	-	-	-
HF	1	-	2	-	-	-
H ₂ S	-	-	-	-	-	-
Amoníaco	-	-	5	-	-	-

Orgánicos sulfurados	-	-	-	-	-	-
Cadmio	0.05	-	0.1	-	-	-
Mercurio	0.05	-	-	-	-	-
Metales totales	0.5	-	1	-	-	-
VOCs totales (como C)	10	-	20	-	10	10
NMVOCss	-	-	-	-	5	5
PCDDsPCDFs (ITEQ ng/m ³)	0.18	-	-	-	-	-

Análisis comparativo del efecto de las emisiones de GRS crudo y de los productos de su combustión. La Tabla 5 resume cualitativamente las diferencias en los impactos potenciales del GRS y las emisiones de su combustión sobre la salud humana y el ambiente.

Tabla 5. Comparación de los impactos potenciales de GRS crudo y las emisiones del sistema de combustión (Environmental Agency, 2002a)

Impacto	GRS crudo	Combustión incompleta de GRS	Combustión completa de GRS
Riesgo de explosión	√√√	√√	0
Toxicidad y asfixia	√√	√√	√
Olores	√√√	√√	√
Fitotoxicidad	√	√	√
Disminución de la capa de ozono	√√	√	√
Calentamiento global	√√√	√√	√
Smog fotoquímico	√	√	√ a √√√
Formación de gas ácido	0	√√	√√√

Referencias: 0: Impacto nulo; √: Potencial impacto comparativamente bajo; √√: Potencial impacto comparativamente moderado; √√√: Potencial impacto comparativamente alto

Anexo A

Factibilidad técnica de la producción de electricidad a partir de biogás

Descripción del sitio de disposición final de RSU. Durante varias décadas, los RSU generados en la ciudad de Salta fueron dispuestos en el sitio denominado Angostura, aledaño al río Arenales y al Parque Industrial. Los residuos eran dispuestos con escasos controles sanitarios. Posteriormente y bajo la gestión de la empresa Medio Ambiente, se trasladó la disposición a la Finca San Javier, adyacente al anterior aunque sin incorporar el tratamiento de lixiviados.

El predio está dividido en tres sectores o módulos, correspondientes a San Javier I (aproximadamente 10 has, con disposición de residuos en el período 1986 a 1998); San Javier II (aproximadamente 19 has, altura de 12 m, operado durante el período 1999 a Junio 2011); y San Javier III (9 has, cota aproximada de 12 m, en operación desde Junio 2011 hasta aproximadamente 2015). El módulo de San Javier II tiene instalado un sistema de captura activa de biogás con tuberías verticales que transportan el biogás hasta la planta de combustión. El sistema consiste en aproximadamente 100 tubos verticales de los cuales se encuentran en funcionamiento la mitad. El biogás capturado es transportado a la planta de combustión previa separación de condensados.

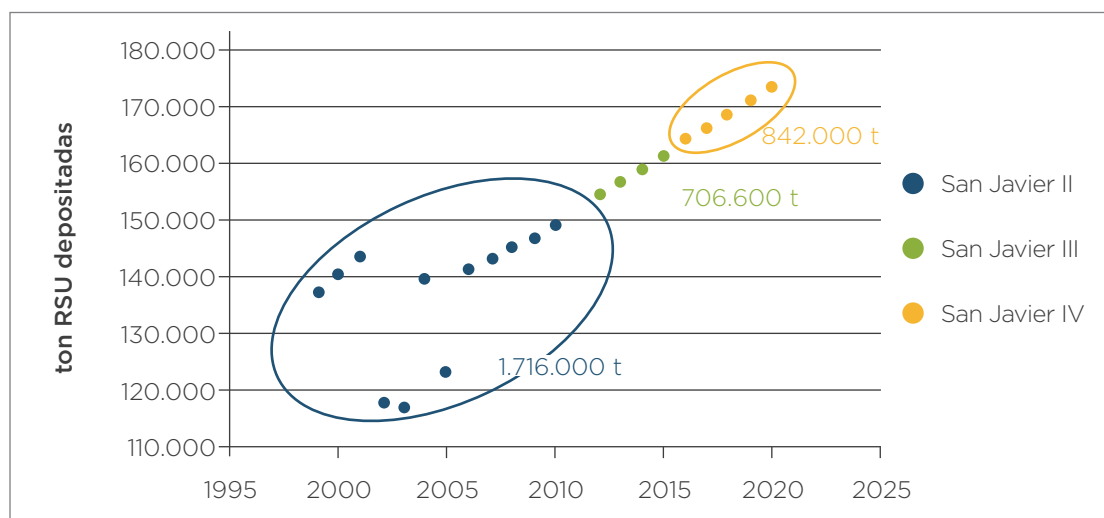


Figura A1. Proyecciones Generación de RSU

En el módulo coexisten las actividades de disposición final de RSU y captura de biogás con operaciones de separación manual de residuos que realizan miembros de la Cooperativa de reciclado San Benito¹, que están instalados en la Finca San Javier desde hace varios años y cuentan con autorización del Municipio de Salta. La Figura A.1 muestra la tendencia en la generación diaria de RSU utilizada en el presente estudio.

Composición de los RSU. La composición de los RSU que ingresan al predio San Javier se estimó como un promedio de las fracciones de residuos reportadas en ciudades del interior de Argentina y considerando la separación de inorgánicos que realiza la Cooperativa San Benito de Salta. De este modo, se consideran como fracciones degradables para la producción de GRS los restos de comida (45%), papel y cartón (8.5%), y pañales (8%).

Generación de biogás. La cantidad de biogás generado en un sitio de disposición final depende de la cantidad y composición de los RSU, de la infraestructura y el equipamiento disponible (compactación, aislante, captación y transporte de lixiviados, sistema de cobertura y tapada periódica), y del diseño del sistema de captura que afecta su eficiencia.

Se realizó la estimación de la generación de biogás en base a la modelización del sitio, considerando la cantidad y composición de RSU dispuestos en los sitios San Javier II, III y el futuro San Javier IV, factores de manejo del sitio, y otros parámetros relacionados a las características climáticas como temperatura y precipitación media anual.

¹ El 06 Febrero 2008, mediante Ordenanza Ad-Referendum N° 13277, considerando que “estas medidas dan continuidad con el proyecto de Captura y Quema del Gas Metano del Relleno Sanitario que el Municipio lleva adelante, en el marco de los Mecanismos para un Desarrollo Limpio...”, el Municipio de Salta “aprueba el Convenio celebrado entre la Municipalidad de la Ciudad de Salta y los Señores Recuperadores de Residuos Sólidos Urbanos pertenecientes a los grupos denominados “San Benito I” y “San Benito II”, estableciendo que “La Municipalidad autoriza la Separación y Recuperación de los Residuos Sólidos Urbanos Inorgánicos ingresados al Vertedero Municipal en un porcentaje del 70% (setenta por ciento) a los recuperadores...”.

Se utilizó el modelo sugerido en las Guías Metodológicas del Panel Intergubernamental de Cambio Climático de las Naciones Unidas (IPCC), que es el que se recomienda para estimar las emisiones de metano en sitios de disposición final de RSU. Este modelo asume una cinética de descomposición de la fracción orgánica de los RSU de primer orden diferenciando las fracciones que se degradan rápidamente y lentamente a través de la tasa de generación de metano, sobre la que influyen marcadamente las condiciones climáticas predominantes en el sitio de disposición final. La Tabla A.1 resume los parámetros utilizados para estimar las emisiones de metano en San Javier III y los sitios futuros de disposición final de RSU, asumiendo que se contarán con similares características de infraestructura y operación.

Asumiendo la incertidumbre que caracteriza la generación y captura de biogás, sumado a la falta de datos reales históricos del sitio, se realizó un análisis de sensibilidad del modelo con la finalidad de obtener rangos de mínima y de máxima del metano disponible para la generación de electricidad a lo largo de la vida útil del sitio San Javier. El escenario medio está calculado con los parámetros detallados en la Tabla 1, la composición de residuos descrita anteriormente, y la tasa de generación de residuos proyectada para los próximos años en función del crecimiento poblacional dado por los últimos censos. Para los escenarios de estimación bajo y alto se utilizaron los siguientes rangos para los parámetros con mayor incertidumbre:

- **Generación de residuos** en función del crecimiento poblacional: $\pm 0.3\%$ para escenarios alto y bajo respectivamente.
- **Composición de los residuos:** papel/cartón: 7 y 10%; restos de comida: 40 y 50%; y pañales: 5 y 11%, para escenarios bajos y altos respectivamente. Los rangos utilizados corresponden a diferentes análisis de composición de RSU desarrollados en ciudades de Argentina.

- **Tasa de generación de metano k :** sobre el valor asumido en Tabla 1 se consideraron 80% y 120% para los escenarios bajo y alto respectivamente. El rango utilizado está relacionado a la incertidumbre en la humedad de los residuos dispuestos y al tiempo de degradación.
- **Contenido de metano en el biogás F :** 0.3 y 0.6 para escenarios bajo y alto respectivamente. El rango utilizado representa la incertidumbre en la operación del relleno sanitario en relación al grado de compactación, a las coberturas diarias de los residuos, y a la cobertura final.
- **Eficiencia de captura de biogás η :** 20-30-30 % para San Javier II, III y IV respectivamente en escenario bajo y 40-60-60% para San Javier II, III y IV respectivamente en escenario alto. Los rangos utilizados corresponden a la experiencia previa en la captura de biogás en rellenos sanitarios del país y del mundo y que ha sido reflejada en los informes de verificación en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) y estudios propios.

Tabla A.1. Parámetros utilizados en el modelo de predicción de la producción de biogás en San Javier II, III y IV

Parámetro	Definición	Valor	Descripción
MCF	Factor de corrección de metano	1	San Javier III puede ser considerado como un Sitio Controlado Anaeróbico (según la definición de IPCC, 2006)
DOC _f	Fracción descomponible de carbono orgánico degradable	0.5	Valor por defecto (IPCC; 2006)
DOC _j	Carbono orgánico degradable	15% base húm.	Restos de comida
		40% base húm.	Papel y cartón
		24% base húm.	Textiles
F	Fracción de metano en el biogás	0.5	Valor por defecto (IPCC; 2006)
k _j	Tasa de generación de metano ln2/t ^z	0.06 restos de comida	El clima de la región se puede considerar boreal seco, con temperatura media anual (TMA) de 16.9°C, presión media anual (PMA) 635 mm, y evapotranspiración potencial (ETP) 756 mm, dando un factor TMA/ETP<1
		0.04 papel, cartón	
		0.05 pañales	
η	Eficiencia de captura	Variable de acuerdo al sitio 30% San Javier II 50% San Javier III y IV	Este factor varía de acuerdo al diseño del sitio de disposición final y de la capacidad operativa

La Figura A.2 muestra la generación de metano esperada para los sitios de disposición final San Javier II, III, y IV y el acumulado considerando los parámetros definidos en la Tabla 1 y los rangos que definen los tres escenarios.

La alta variabilidad que se da en estas estimaciones se refleja también en la capacidad de la planta para producir energía. Resulta fundamental que al momento de desarrollar proyectos energéticos en base al

aprovechamiento de los RSU, se diseñen los sistemas de gestión que permitan disponer de información actualizada de la cantidad de RSU dispuestos, la composición, los procedimientos de compactación y cobertura diaria de residuos, así como del sistema de recolección de gas, además del adecuado diseño y manejo del sistema de captura de biogás.

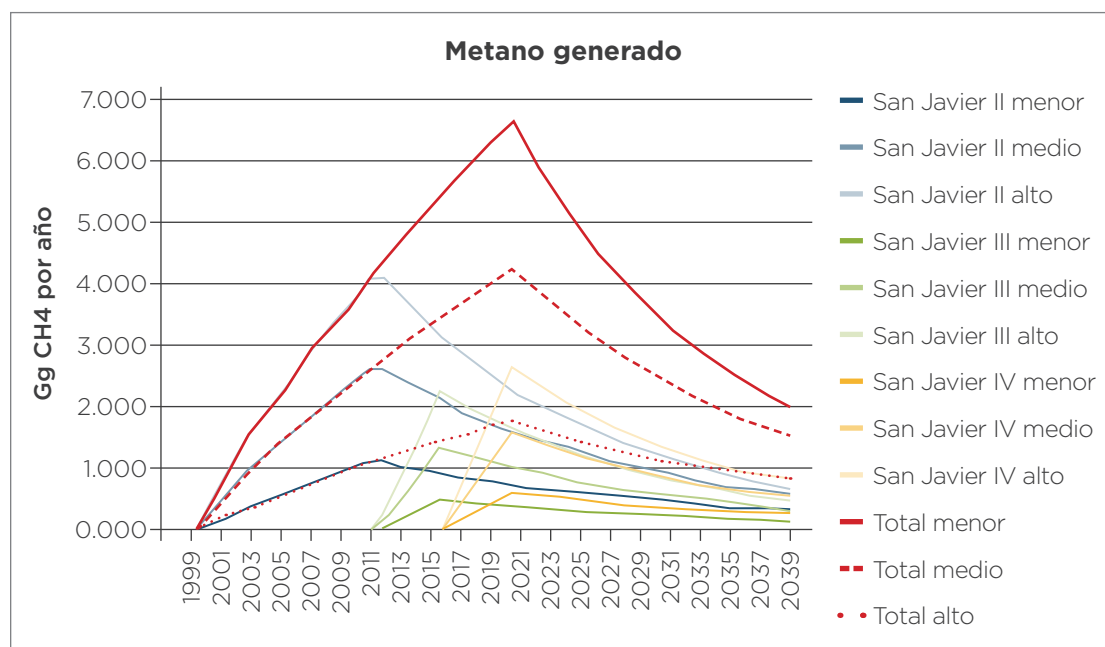
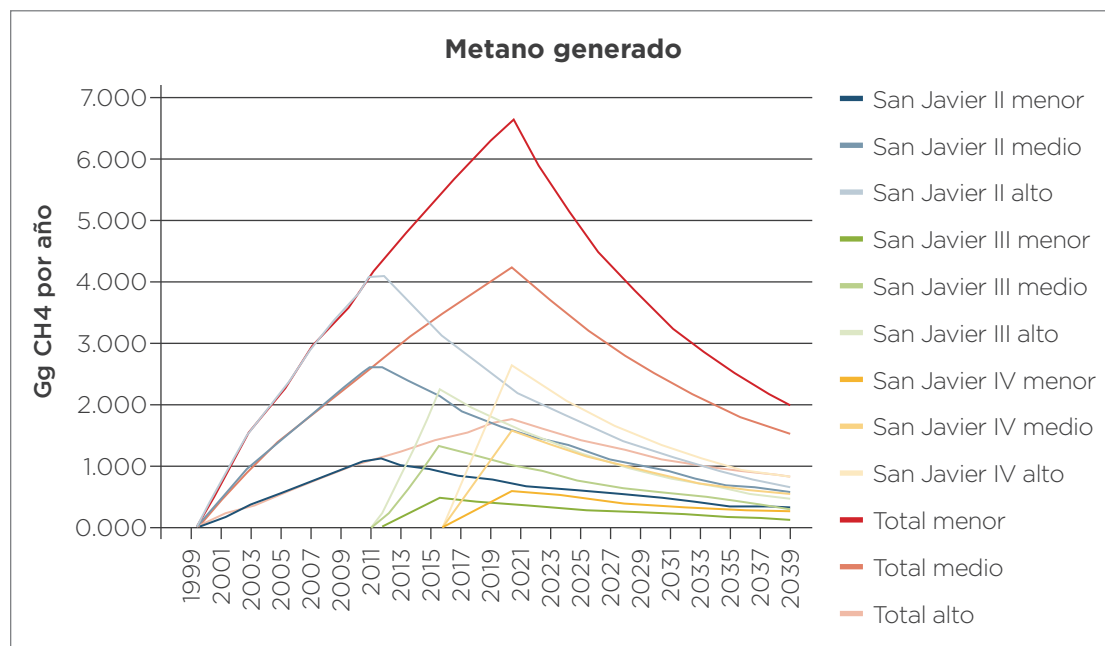


Figura A.2. Generación de metano en San Javier II, III, IV y acumulado

La Figura A.3 muestra la disponibilidad de metano para la generación de electricidad en los tres escenarios evaluados, teniendo en cuenta las eficiencias de captura según los módulos y los escenarios, y asumiendo que la captura de metano comienza un año después del cierre de cada módulo.

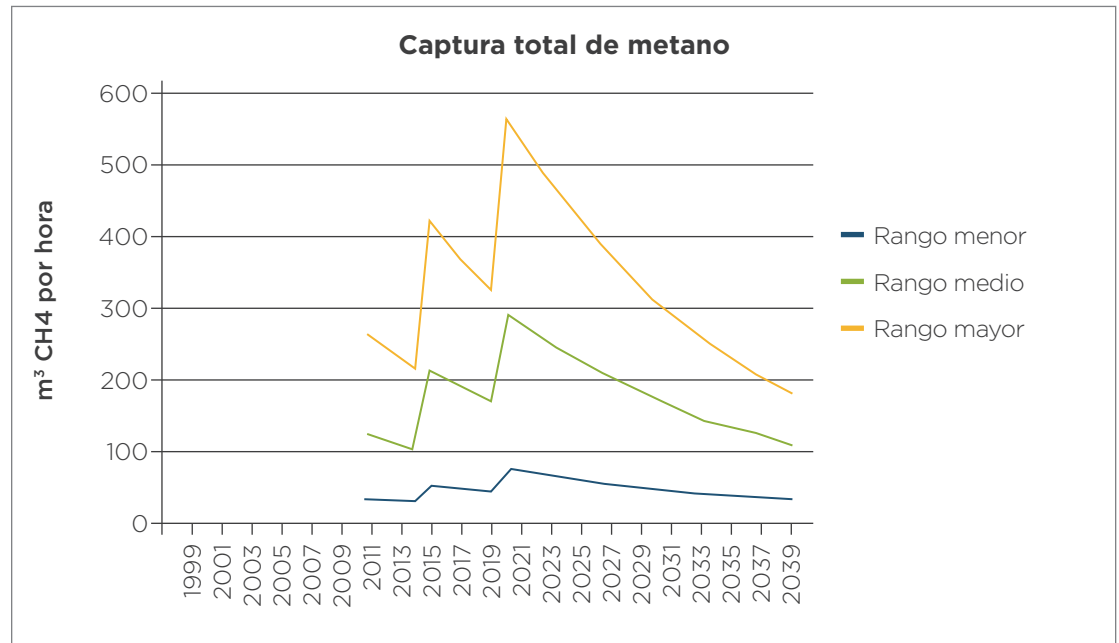


Figura A.3. Rangos de Generación de metano en San Javier II, III, y IV

Producción de electricidad. Para la estimación de la producción de electricidad a partir del biogás capturado, se consideraron los tres escenarios arriba definidos que representan escenarios de baja, media, y alta disponibilidad de metano. A continuación, se describen los parámetros técnicos utilizados para la estimación de energía eléctrica.

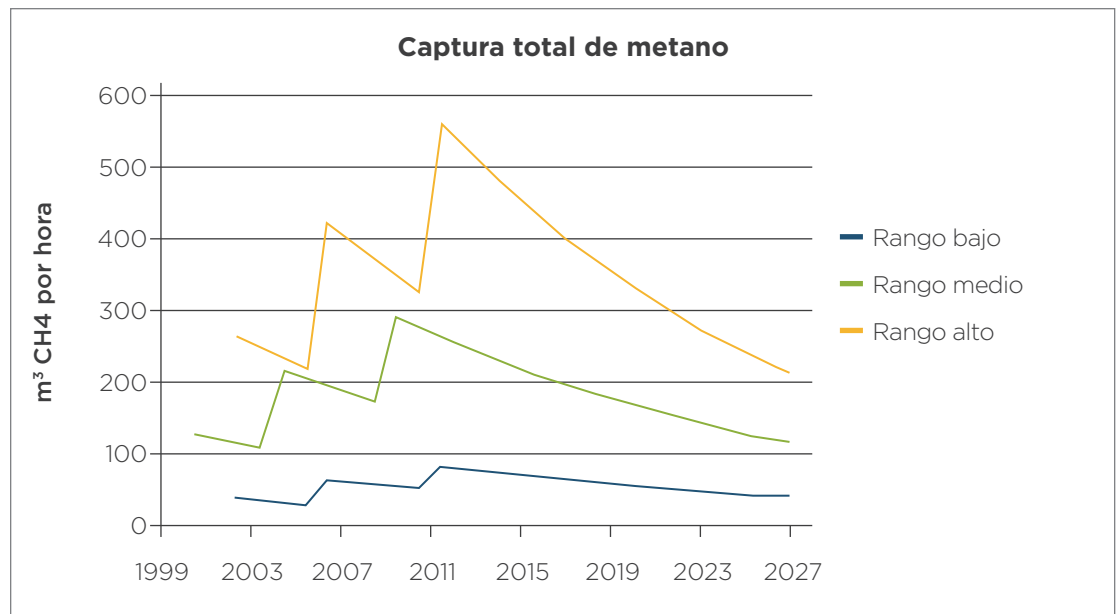


Figura A.4. Proyecciones de la captura de metano para el predio San Javier (incluye San Javier II, III, y IV) en escenarios de baja, media, y alta productividad.

Potencia disponible y potencia a instalar. Depende del caudal de biogás según la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia disponible [kW]} = \eta_t * \text{PCI}_{\text{biogás}} * Q_{\text{biogás}}$$

donde:

η_t : rendimiento térmico de la generación eléctrica. Asume valores de 25, 33, y 40% para los escenarios bajo, medio, y alto, respectivamente

$\text{PCI}_{\text{biogás}}$: poder calorífico inferior del biogás: se asume 5 kWh/m³

$Q_{\text{biogás}}$: caudal de biogás capturado, escenarios bajo, medio, y alto (m³ CH₄/hora)

Se considera la utilización de moto-generadores preparados para biogás con potencias que varían de acuerdo a la disponibilidad de biogás existente. En una primera etapa, comenzando en 2107, el metano disponible permitiría instalar un moto-generador de 300 kW (375 kVA aprox.) para luego incorporar más potencia según sea el escenario que se desarrolle en la realidad y con el fin de maximizar el uso de la potencia disponible en el biogás, según el siguiente detalle:

- En caso de que la captura de metano siga el escenario bajo o más pesimista, entonces no habrá necesidad de incorporar nuevos equipos y el moto-generador inicial de 300 kW sería suficiente por el resto de la vida útil del proyecto.
- Si la captura de biogás se acerca al escenario medio, entonces se podría incorporar otro moto-generador de 300 kW en 2019.
- Si en cambio la captura de metano se acerca al escenario alto o más optimista, entonces se podrían incorporar otros 600 kW (en dos equipos de 300 kW cada uno) en 2017 y otros 300 kW adicionales a partir de 2019.

De este modo, en el escenario más pesimista se tendría solo un equipo de 300 kW; en el escenario medio se tendrían dos equipos de 300 kW cada uno; mientras que en el escenario más optimista se podría llegar a instalar cuatro equipos de 300 kW. La instalación de equipos de iguales características permitiría optimizar la operación y el mantenimiento del sistema.

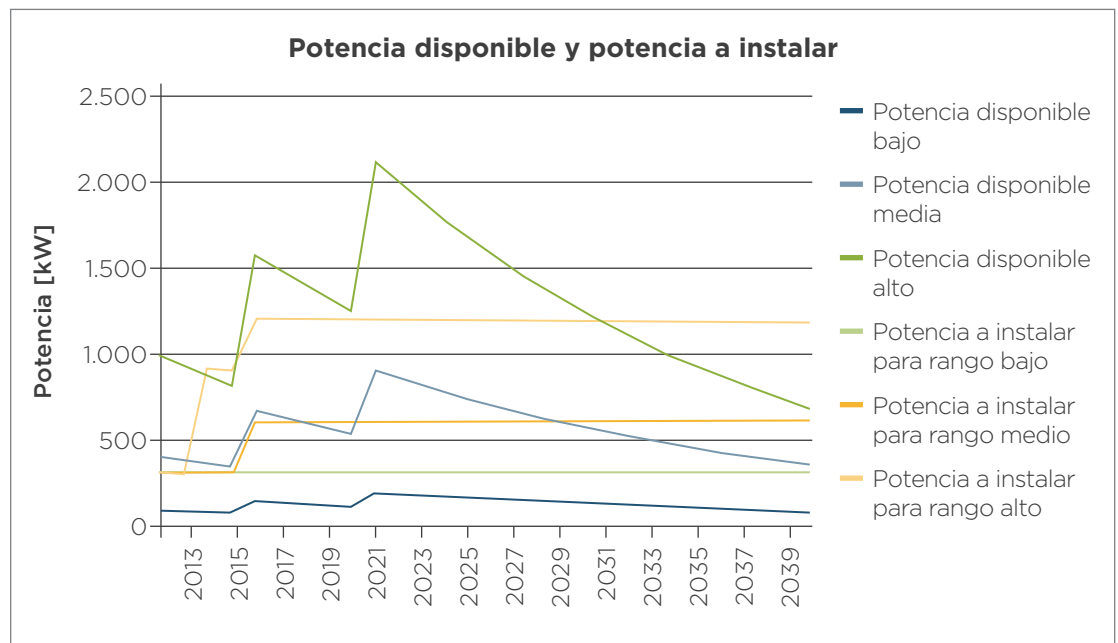


Figura A.5. Variación de la potencia disponible y potencia real a instalar en el predio San Javier (incluye San Javier II, III y IV).

La Figura A.4 muestra la potencia disponible en el biogás y la potencia real de los equipos a instalar para los tres escenarios evaluados.

Energía eléctrica producida. La energía eléctrica a generar se estima en función de la potencia disponible y un factor de disponibilidad de 85 % por mantenimiento según:

$$\text{Electricidad [kWh/año]} = (\text{Potencia disponible}) * 0.85 * 8760$$

La Figura A.5 muestra la energía eléctrica generada para cada uno de los escenarios considerados.

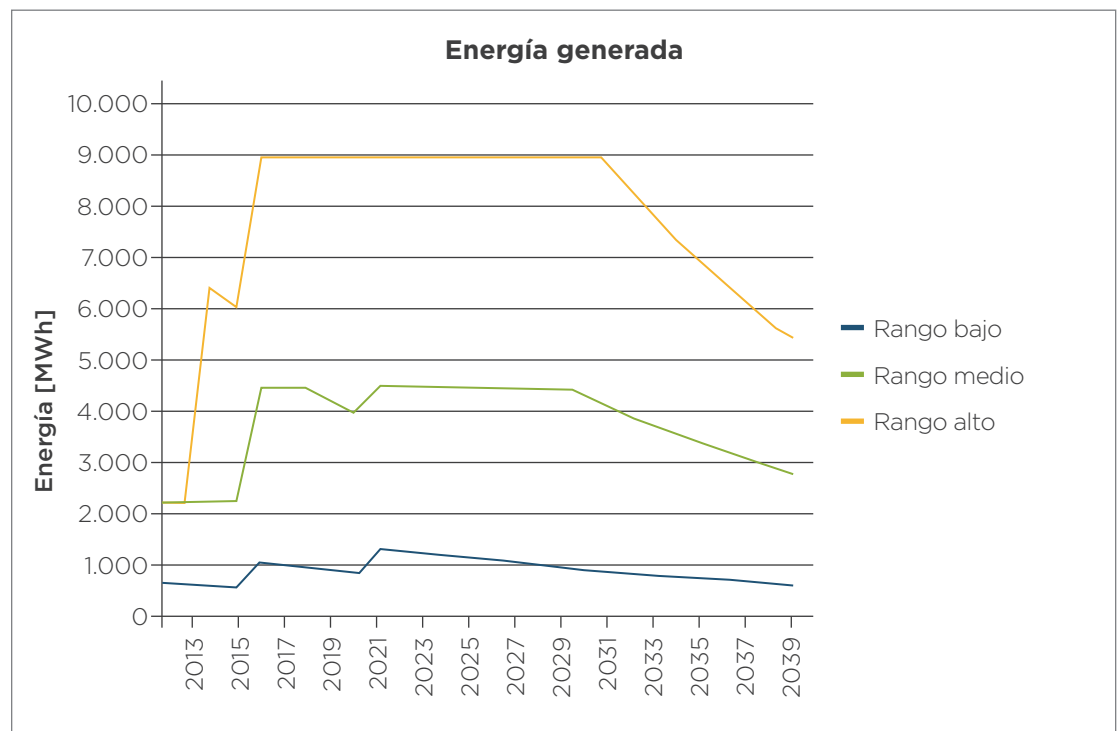


Figura A.5. Energía a generar en el predio San Javier (incluye San Javier II, III y IV).

Equipamiento. Se considera la utilización de moto-generadores para biogás con potencias que varían de acuerdo a la disponibilidad de biogás existente. Las características principales de estos equipos para potencias cercanas a los 300 kW se pueden sintetizar en:

Especificaciones técnicas

- Voltaje nominal (V): 400
- Frecuencia nominal (Hz): 50
- Numero de vueltas nominal (rev/min): 1000
- Factor de potencia nominal ($\cos \phi$): 0.8(lag)
- Excitación: Brushless
- Arranque: 24VDC Sistema eléctrico de arranque
- Número de cilindros: seis en línea
- Diámetro de cilindro (mm): 190
- Carrera (mm): 210
- Cilindrada total (L): 35.73

Otras características a considerar

- Los generadores pueden soportar variaciones de presión del biogás de 3 kPa a 10 kPa, mientras que la frecuencia de esa variación no debe superar 1 kPa por minuto.
- El contenido de metano en el biogás no debe ser menor a 45% y su frecuencia de fluctuación no debe superar 2% por minuto. Se debe adaptar el equipo para contenidos de metano entre 30% y 45%.
- El contenido de H₂S no debe superar los 200 mg/Nm³ y el contenido de NH₃ no debe superar los 20 mg/Nm³.
- El contenido de las impurezas no debe superar los 30 mg/Nm³ y la granularidad no debe superar los 5Qm.

- El contenido de agua en el biogás no debe superar los 40 g/Nm³.

Por otra parte, la tecnología para la producción de electricidad requiere la instalación de filtros para la remoción de sulfuro de hidrógeno y siloxanos, por lo que generalmente se recurre a filtros de carbón activado con una vida útil que depende del plan de operación y mantenimiento. En general se dimensionan para una vida útil de un año con controles periódicos para asegurar la capacidad de remoción del filtro.

Aspectos vinculados a la inyección de electricidad a la red pública.

Para la conexión del futuro/s generador/es a la red eléctrica, será necesario el tendido de una línea de baja tensión (380 Vca) hasta el punto de conexión con la red y la instalación de una estación transformadora de 380/13200 Vca y para una potencia máxima inicial de 300 kW. Se deberá prever la ampliación de esta potencia hasta un máximo de 1 200 kW en caso de llegar al escenario de alta. Para la conexión con la red, la instalación eléctrica deberá contar con todos los requisitos que exige CAMMESA para operar como generador del MEM según el marco regulatorio descrito en la siguiente sección.

Marco regulatorio para la generación distribuida a partir de biogás de relleno sanitario. A continuación, se resume el marco legal dentro del cual se debe diseñar el proyecto de producción de electricidad a partir de biogás de relleno sanitario en el predio San Javier de la ciudad de Salta.

La **Ley 26.190** que establece el Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y la fabricación de equipos con esa finalidad. En la definición de las fuentes de energía renovable figuran energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, y biogás, con excepción de los usos previstos en la Ley 26.093 de Biocombustibles. El alcance de esta ley establece como objetivo lograr una contribución de las fuentes

de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de diez años a partir de su puesta en vigencia. Esta ley promueve la realización de nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el territorio nacional.

El **Decreto 562/2009** es reglamentario de la Ley N° 26.190 y representa el instrumento y normativa del Fondo Fiduciario de Energías Renovables, coordinado entre el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, a través de la Secretaría de Energía y el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE).

La **Resolución 1281/2006** de la **Secretaría** de Energía establece que a partir del 1 de Noviembre de 2006, la energía comercializada en el Mercado "Spot" por los Agentes dependientes del Estado Nacional, tendrá como destino prioritario el abastecimiento de las demandas atendidas por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista, que no cuentan con la capacidad de contratar su abastecimiento en dicho Mercado y que no se encuentran respaldadas por contratos del Mercado a Término. La misma resolución establece además las características básicas del Servicio de Energía Plus y la determinación de la demanda base.

La **Resolución 108/2011** del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios resuelve habilitar la realización de los contratos de abastecimiento en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada a partir de fuentes renovables presentadas por parte de Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores, habilitar a ser parte de las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada a los proyectos de instalación de generación que presenten los agentes del MEM en los que participe el Estado Nacional ENARSA (Energía Nacional Sociedad Anónima), y las características que deberán tener los contratos de abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables en cuanto a vigencia (15 años), parte vendedora (MEM), parte compradora (MEM representado por CAMMESA), la remuneración a percibir (basada

en los costos e ingresos aceptados por la Secretaría de Energía), el despacho de centrales y máquinas (por parte de CAMMESA). Esta Resolución determina en su Artículo 5 toda la información que debe ser presentada a la Secretaría de Energía por parte de quien ofrece la disponibilidad de generación. Entre la misma se debe incluir el lugar de emplazamiento, el recurso energético a explotar, las unidades a ser habilitadas, la disponibilidad garantizada, la duración del contrato de abastecimiento MEM, el período de vigencia de la oferta, el precio y las condiciones comerciales, el punto de conexión y la fecha de ingreso al SADI (Sistema Argentino de Interconexión), la desagregación de los costos fijos y variables y el cálculo de la producción eléctrica junto a toda la información relativa al recurso a explotarse, incluyendo estudios y documentación que permitan acreditar el funcionamiento de las máquinas a comprometer, los cuales deberán ser avalados por un organismo de reconocido prestigio en la materia.

La **Resolución Conjunta 572/2011 y 172/2011** aprueba el procedimiento para la presentación y selección de proyectos y el régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Todos los proyectos que persigan la obtención de los beneficios instaurados por el régimen de promoción de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables deben ser presentados a la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, pues es quien preside el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE). Estas resoluciones establecen el procedimiento para la presentación y selección de proyectos como anexos de la misma a los fines de complementar el Reglamento de Fomento de Inversiones mediante el uso de fuentes renovables de energía. En el alcance de esta resolución se indica que los proyectos que podrán ser presentados con el fin de solicitar el acceso al beneficio de la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA) o la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, serán aquellas inversiones destinadas a la producción de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el territorio nacional, entendiéndose por tales nuevas plantas de generación o las ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes. Los petitionarios que pretendan obtener los beneficios fiscales de devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA) o la

amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias en el marco de la Ley N° 26.190, deberán dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 8.2 del Decreto 562/2009 y a su vez presentar una nota con carácter de declaración jurada especificando que los beneficios fiscales solicitados no hayan sido financiados mediante el régimen establecido por la Ley N° 26.360 o similar.

Factibilidad económica de la producción de electricidad a partir de biogás

Evaluación de los costos de producción de energía eléctrica. En esta sección se analizan los costos involucrados, tanto de inversión como de operación y mantenimiento, para cada uno de los escenarios analizados. Se calcula también para cada escenario el costo de producción a valor presente de la energía eléctrica a generar.

Para los tres escenarios se asume:

- una vida útil de proyecto de 20 años, mas un año para la instalación y puesta en marcha.
- una tasa de descuento anual de 15%.
- un seguro por los bienes de capital equivalente al 0.5% del valor de dichos bienes por año.
- no se consideran las inversiones vinculadas a la planta de captura de biogás.

Costos de inversión. Los costos de inversión considerados fueron el costo de los moto-generadores (combustión interna alternativos), el sistema de tratamiento de biogás mediante tanque de carbón activado, y la conexión a la red eléctrica, considerando un tendido de 1.8 km y una estación transformadora de 380 V a 13.2 kV. Se consideraron también los costos de ingeniería y de mano de obra (8% y 15% del monto inicial de la obra, respectivamente).

Costos O&M fijos. Se consideraron el costo de un técnico dedicado a tiempo completo a la operación y mantenimiento del sistema de generación.

Costos O&M variables. Se consideraron el costo de la O&M de los moto-generadores (cambios de aceite, filtros, etc.), el costo de mantenimiento de la instalación eléctrica y conexión a la red (5% del costo inicial de la instalación), y el costo de reemplazo del carbón activado. Se consideraron además el pago de un seguro anual equivalente al 0.5% de los bienes de capital del sistema de generación.

Amortización de equipos. Se consideraron la amortización lineal de los moto-generadores para una vida útil de 20 años. La Tabla A.2 detalla los costos de inversión y de O&M y el costo de producción de energía eléctrica para los tres escenarios considerados. Todos los costos han sido actualizados a valor presente según la tasa de descuento utilizada.

Tabla A.2. Estimación del costo de producción de energía eléctrica

Costo	Rubro	Costo anual o unitario	Unidad	Costo total acumulado a valor presente [US\$]		
				Esc. bajo	Esc. medio	Esc. Alto
Costos de inversión	Moto-generador	700	US\$/kW	210 000	330 000	648 000
	Sistema de tratamiento de biogás	38 000	US\$ por cada 300 kW instalados	38 000	60 000	88 000
	Conexión a la red eléctrica	37 000 + 10 000	US\$ por km de línea y por cada 300 kW instalados	77 000	83 000	99 000
	Mano de obra			49 000	71 000	125 000
	Ingeniería			26 000	38 000	67 000
Total costos de inversión				400 000	686 000	1 468 000

Costos de operación y mantenimiento	Costos fijos	29000	US\$ por año	179 000	179 000	179 000
	Costos variables moto-generador	12 500	US\$ por año por cada 300 kW instalado	77 000	118 000	232 000
	Costos variables instalación eléctrica	3350	US\$ por año	24 000	27 000	34 000
	Costos variables sistema tratamiento de biogás	2500	US\$ por año por cada 300 kW instalados	16 000	24 000	36 000
	Seguro	1500	US\$ por año por cada 300 kW instalados	10 000	14 000	23 000
Total costos de O&M				309 000	367 000	510 000
Amortización				65 000	100 000	196 000
Costo total (Inversión + O&M + Amortización)				774 000	1 152 000	2 174 000
Producción anual de energía [MWh/año]				942	3 936	7 971
Costo de producción de la energía eléctrica [US\$/MWh]				123.21	43.91	40.91

El alto costo de la energía estimado para el escenario bajo, 123.21 US\$/MWh, se debe fundamentalmente a que la disponibilidad de metano no alcanzaría para alimentar al moto-generador a su potencia nominal, provocando un bajo de factor de capacidad, y por lo tanto un aprovechamiento sub-óptimo del equipo. Para los escenarios medio y alto, la disponibilidad de metano cubriría la potencia nominal de los moto-generadores a instalar en cada caso, resultando en un alto factor de capacidad y un aprovechamiento óptimo de los equipos, con costos de la energía de 43.91 y 40.91 US\$/MWh, respectivamente.

Evaluación de los indicadores económicos-financieros en función del precio de venta de la energía eléctrica

Para la determinación del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto, para cada uno de los tres escenarios se consideraron distintos precios de venta de la energía eléctrica producida. Estos precios se incorporaron al flujo de fondos utilizado para la determinación del costo de producción, el cual contemplaba una vida útil del proyecto de 20 años, más un año para la instalación y puesta en marcha y una tasa de descuento del 15% anual. No se consideraron en el análisis el pago de impuestos por la venta de energía.

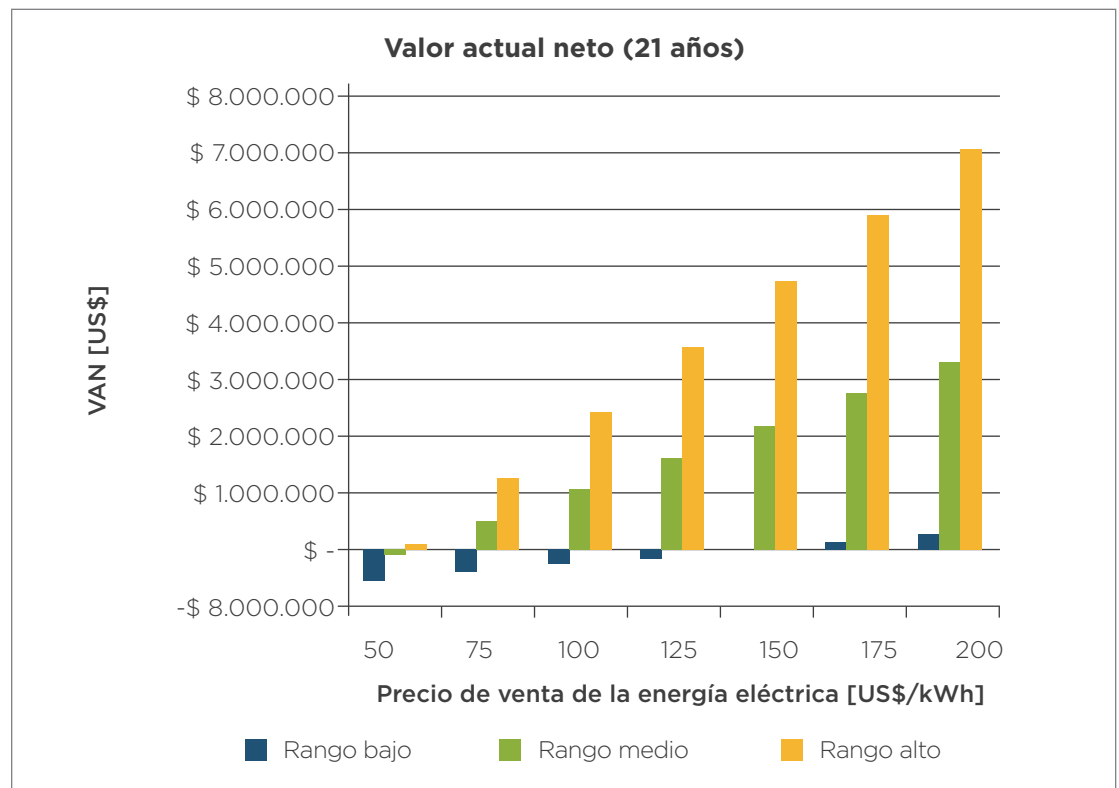


Figura A.6.. Valor Actual Neto en función del precio de venta de la energía eléctrica.

Los precios de venta de la energía utilizados en el análisis variaron entre 50 US\$/MWh y 200 US\$/MWh, este último cercano al precio aceptado en un primer momento por las autoridades del sector a los proyectos de generación eléctrica a partir de biomasa en el marco del programa GENREN. Las Figuras A.6 y A.7 muestran el VAN y la TIR en función del precio de venta de la energía eléctrica para los tres escenarios analizados.

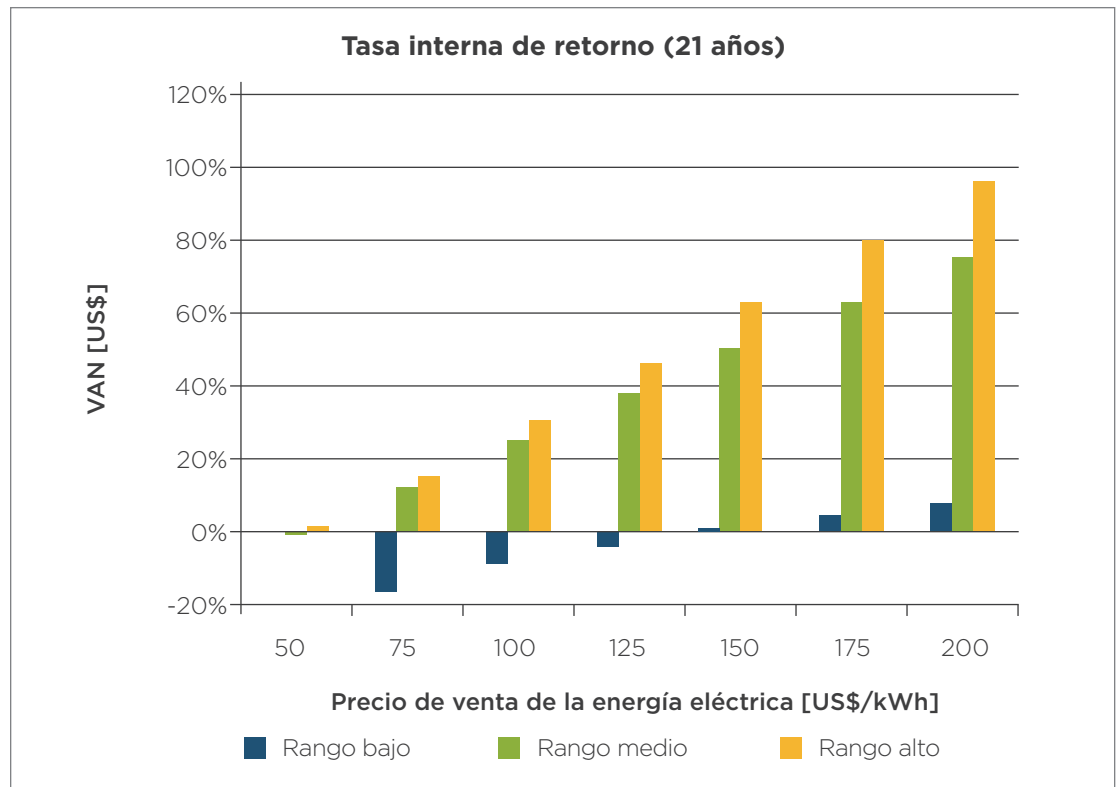


Figura A.7. Tasa Interna de Retorno en función del precio de venta de la energía eléctrica

Se puede observar que en los escenarios medio y alto para precios de venta de la energía de 75 US\$/MWh o mayores, el resultado del proyecto es positivo. Para el escenario bajo o pesimista, recién para precios de venta de 175 US\$/MWh el resultado se hace levemente positivo.

Potencial de mitigación de la generación de electricidad a partir de biogás

En esta sección se evalúa el potencial de mitigación del proyecto de generación de electricidad a partir de la captura del biogás que se genera en el predio San Javier. Esta actividad mitiga dos gases de efecto invernadero: el metano y el dióxido de carbono. El primero sucede al capturar el metano contenido en el biogás capturado del relleno sanitario, y el segundo por el desplazamiento de combustibles fósiles en la energía eléctrica producida.

Para estimar la capacidad de mitigación del proyecto se consideraron:

- El factor de emisión de la red eléctrica de 0.478 tCO₂/MWh, dato local correspondiente al año 2011, y
- El poder de calentamiento global PCG de 21 para convertir las emisiones de CH₄ en toneladas equivalentes de CO₂ (tCO₂e)

La Figura A.8 muestra el potencial de mitigación a lo largo de la vida útil del proyecto en toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO₂e). La capacidad de mitigación puede variar entre 150.000 tCO₂e en el escenario de mínima hasta 1.040.000 tCO₂e en el de máxima, lo que representa promedios anuales entre 7.100 y 49.500 tCO₂e.

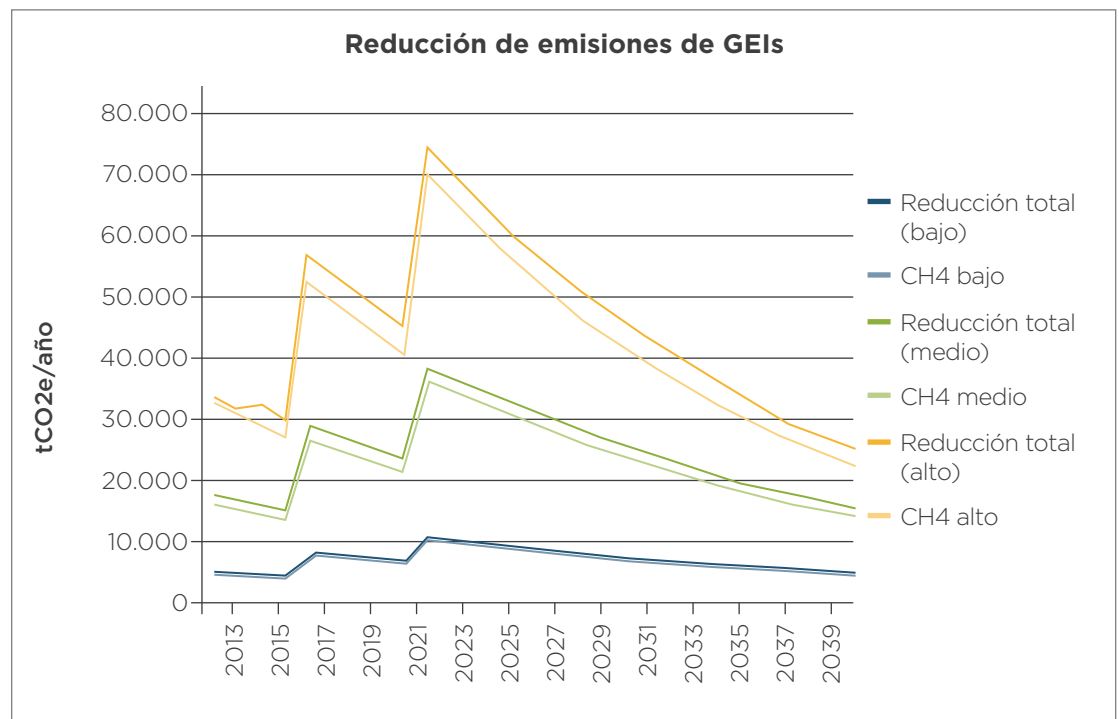


Figura A.8. Potencial de reducciones anuales de GEIs para los tres escenarios analizados.

En la Figura A.8 se puede observar, para cada escenario, el total de reducciones de GEIs y las reducciones específicas por la captura de metano. La diferencia entre ambas representan las reducciones de CO₂ por desplazamiento de combustibles fósiles por la generación de energía eléctrica a partir de biogás.

La Tabla A.3 muestra las reducciones por captura de metano, por desplazamiento de combustibles fósiles y totales para la vida útil del proyecto y para los tres escenarios.

Tabla A.3. Potencial de mitigación por la generación de electricidad a partir de biogás en Salta para el período 2013-2033.

Escenario	Mitigación por captura de metano [tCO ₂ e]	Mitigación por producción de electricidad [tCO ₂ e]	Mitigación total por año [tCO ₂ e]
Bajo	139 000	9 400	149 000
Medio	508 000	39 400	548 000
Alto	960 000	80 000	1 040 000

La reducción de emisiones de dióxido de carbono por desplazamiento de combustibles fósiles para la producción de electricidad representa para el período 2013-2033 entre el 6% y el 7% del total de reducciones de GEIs.

Impactos socio-económicos y ambientales

La producción de electricidad a partir del biogás generado en el predio San Javier es un proyecto que genera impactos positivos tanto en lo económico como en lo ambiental, en particular si la energía eléctrica producida se destina al barrio de madres carenciadas cercano al predio San Javier.

Impactos socio-económicos. Como se reporta en el Informe sobre Desarrollo Humano del PNUD, entre otros, el acceso a la energía eléctrica está directamente vinculado a la mejora en la calidad de vida de los habitantes. En este proyecto, la energía eléctrica producida podría abastecer, según sea el escenario, entre 780 y 6 600 viviendas tipo de cuatro habitantes. El costo de la energía, en caso de darse los escenarios medio y alto, tendría un valor inferior a la Tarifa 8 del Cuadro Tarifario EDESA de 131 US\$/MWh.

A corto plazo, la instalación de una planta de generación de energía eléctrica requiere de mano de obra capacitada para el diseño, la instalación, puesta en marcha y operación con el fin de asegurar los estándares de producción que establezcan los contratos de venta y suministro, ya sea a la red eléctrica como a un usuario particular. La instalación, puesta en marcha y operación de una planta de generación de energía eléctrica a partir de biogás de relleno sanitario puede resultar demostrativa para el uso del recurso y la tecnología, abriendo camino para nuevos emprendimientos.

Impactos ambientales. Como se mencionó en la Sección 1, la generación de electricidad a partir de biogás de sitios de disposición final de RSU presenta un doble aporte a la mitigación de la generación de gases de efecto invernadero: una a través de la captura de metano y la segunda por la sustitución de combustibles fósiles para la generación de electricidad. Las estimaciones de la reducción de emisiones de GEI se muestran en la Sección 4.

Además del impacto ambiental positivo a nivel global, la combustión del biogás tiene impactos positivos para el ambiente local por la disminución de las emisiones de otros gases contaminantes y de olores. El GRS tiene una composición primaria constituida por metano y dióxido de carbono, cantidades pequeñas de nitrógeno, oxígeno e hidrógeno, sulfuro de hidrógeno, menos del 1% de compuestos orgánicos no metánicos (NMOCs) como cloruro de vinilo, benceno, tolueno, tricloroetano, metilo mercaptano y etilo mercaptano, y trazas de compuestos inorgánicos. Cada uno de estos componentes del GRS tiene características propias, las cuales en circunstancias especiales pueden presentar serio peligro para la vida y salud humana, así como para el suelo, el aire, y el agua. La combustión del GRS puede reducir los componentes tóxicos y sus efectos negativos sobre el ambiente y las personas (ver Anexo A: Emisiones Gaseosas de la Combustión de GRS).

Referencias

Banco Mundial (2004). Estudio de Impacto Ambiental Proyecto de Recuperación de Gas de Relleno Sanitario de la ciudad de Olavarría. Facultad de Ingeniería UNCPBA. www-wds.worldbank.org/servlet/.../e10340EIA00lavarría0v10.do

Department of the Army (1995). Engineering and Design. Landfill Off-Gas Collection and Treatment Systems. Technical Letter 1110-1-160, USA.

Dudek J., Klimek P., Kolodziejak G., Niemczewska J., Zaleska-Bartosz J. INiG. (2010). Landfill Gas Energy Technologies. USEPA Assistance Agreement XA-83449001, 1.

Environment Agency. (2002-a). Guidance on the Management of Landfill Gas. Río House, Waterside Drive, Aztec West, Alondsbury, Bristol, BS32 4UD.

Environment Agency. (2002b). Guidance for Monitoring Enclosed Landfill Gas Flares. Río House, Waterside Drive, Aztec West, Alondsbury, Bristol, BS32 4UD

Environment Canada. (2004). Guidance Document for Landfill Gas Management. Hazardous Waste Branch.

Environmental Protection Agency, EPA. (2003). Frequently Asked Questions About Landfill Gas and How It Affects Public Health, Safety, and Environment. Office of Air and Radiation.

EPA, LMOP, LFG Energy Projects Profiles. <http://www.epa.gov/lmop/projects-candidates/profiles.html>.

Goldstein R. (2006). Update: The State of US Landfill Gas Utilization Projects. <http://www.energyvortex.com/files/landfillgasupdate11-06.pdf>.

LMOP. (2015). LFG Energy Project Development Handbook. Landfill Methane Outreach Program. USEPA <http://www.epa.gov/lmop/publications-tools/handbook.html>.

USEPA. (2006). LFG Energy Project Development Handbook <http://www.epa.gov/lmop/publications-tool/handbook.html>.

Willumsen, H. (2004). Problems with Landfill Gas and Recovery Installations. Paper presented at World Bank Mission to Argentina and Uruguay. LFG Consult. Environment Agency. 2003. Environment Agency, Bristol, BS32 4UD. ISBN: 1 84432 203 3. T. Parker, P. Hardisty and E. Ozdemiroglu. R&D Technical Report P1-491/TR/2.

