



# **METODOLOGÍAS SIMPLIFICADAS DE CÁLCULO**

**Programa de Reducción y Compensación de Emisiones de Gases  
de Efecto Invernadero (GEI) en el ámbito del Ministerio de  
Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba**

Elaborado por: Comité Técnico del Programa de Reducción y Compensación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

Versión: Versión 2 (V.2), Subasta 2023



## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>ÍNDICE DE CONTENIDO</b>	<b>2</b>
<b>OFERENTES - METODOLOGÍAS DE CÁLCULO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES</b>	<b>4</b>
Aclaraciones generales del Programa de Reducción y Compensación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)	4
Definición de criterios y protocolos para medir y conmensurar las reducciones	4
Criterios requeridos para la emisión de certificados	4
Caso particular: UCVs de subasta 2022/2023	5
Metodologías simplificadas	5
Generación Distribuida de Energía Fotovoltaica (GDF)	6
Metodologías de referencia	6
Aclaraciones generales	6
Línea de base (LBy)	6
Emisiones del proyecto (EPy)	7
Fugas (FUy)	7
Reducción de emisiones (RE)	8
Modelo Simulación PVSyst	8
Información requerida	9
Reemplazo de combustible de alta intensidad de carbono por Gas Natural (GN)	9
Metodologías de referencia	9
Aclaraciones generales	9
Línea de base (LBy)	9
Emisiones de la actividad del proyecto (EPy)	10
Reducción de emisiones (RE)	10
Información requerida	10
Recuperación de metano de residuos pecuarios (BG)	11
Metodologías de referencia	11
Aclaraciones generales	11
Línea de base (LBy)	12
Línea de base por captura de metano (LBCH4,y)	12
Línea de base por generación de electricidad o calor (LBE/C,y)	16
Reducción de emisiones (RE)	17
Información requerida	17
Producción de biocombustible para autoconsumo (BC)	20
Metodología de referencia	20
Aclaraciones generales	20
Línea de base (LBy)	20
Emisiones del proyecto (PEy)	21



Reducción de emisiones (REy)	23
Información requerida	23
Sistemas de Gestión de la Energía Certificados (SGE)	24
Metodologías Consultadas	24
Aclaraciones generales	24
Línea de base (LBy)	24
Reducción de emisiones (REy)	25
Información requerida por parte de la empresa	25
<b>COMPENSADORES - LINEAMIENTOS DE CÁLCULO DE GENERACIÓN DE EMISIONES DE GEI</b>	<b>28</b>
Aclaraciones generales del Programa de Reducción y Compensación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)	28
Lineamientos de cálculo de generación de emisiones de GEI	28
Estándar de referencia	28
Alcances de emisiones	29
Límites de inventario	29
Período de referencia	29
Fuentes de emisiones por alcance	30
Metodología simplificada de estimación de GEI del MINS	31
Empresas contratistas de obra pública	31
Funcionarios públicos	32
Otras organizaciones públicas o privadas	32
<b>REFERENCIAS</b>	<b>34</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>35</b>
Factores de emisión de combustibles	35
Poderes caloríficos de combustibles	35



## **OFERENTES - METODOLOGÍAS DE CÁLCULO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES**

### **Aclaraciones generales del Programa de Reducción y Compensación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)**

Los 'Ofertantes' representan aquellos individuos o empresas interesados en reclamar las reducciones de emisiones de GEI que se generaron como consecuencia de la implementación de proyectos de reducción específicos.

Las reducciones de emisiones se representan mediante Unidades de Carbono Verificadas (UCVs), siendo cada UCV equivalente a 1 tonelada de dióxido de carbono equivalente.

Como parte del Programa de Reducción y Compensación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en el ámbito del Ministerio de Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba se definen los siguientes proyectos como válidos para generación de UCVs.

- Generación Distribuida de Energía Fotovoltaica (GDF)
- Reemplazo de combustible de alta intensidad de carbono por Gas Natural (GN)
- Recuperación de metano de residuos pecuarios (BG)
- Producción de biocombustible para autoconsumo (BC)
- Sistemas de Gestión de la Energía Certificados (SGE)

### **Definición de criterios y protocolos para medir y conmensurar las reducciones**

#### ***Criterios requeridos para la emisión de certificados***

A la hora de validar proyectos de mitigación y certificar las reducciones de emisiones, hay una serie de criterios de los que es preciso dar cuenta; en tanto se tratan de requisitos obligatorios para emitir bonos, créditos u otro tipo de instrumento económico vinculado al carbono.

Si bien el alcance y nivel de exigencia de estos requisitos puede variar entre un estándar y otro, todos exigen de manera excluyente la validación de principios vinculados a:

- **Adicionalidad:** Se refiere a la idea de que las reducciones de emisiones generadas por un proyecto en particular son adicionales a lo que habría ocurrido en ausencia de ese proyecto. El proyecto no debe ser un requisito legal, una práctica común o financieramente atractiva en ausencia de ingresos crediticios por reclamo de atributos de reducción de emisiones.



- No sobreestimación: la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> debe coincidir con la cantidad de créditos emitidos para el proyecto y debe tener en cuenta las emisiones de GEI causadas por el proyecto.
- Permanencia: El impacto de la reducción de emisiones de GEI no debe estar en riesgo de reversión y debe resultar en una reducción permanente de las emisiones.
- Reclamo exclusivo, sin doble contabilidad: Cada tonelada métrica de CO<sub>2</sub> solo se puede reclamar una vez y debe incluir el comprobante del retiro del crédito del mercado al vencimiento del proyecto. Un crédito se convierte en una compensación al momento de su retiro del sistema.
- Salvaguardas: Las salvaguardas ambientales y sociales tienen como objetivo evitar y minimizar los posibles impactos negativos de los proyectos en el mercado voluntario de carbono. De esta manera los proyectos no sólo deben cumplir con todos los requisitos legales de su jurisdicción, sino que deben dar cuenta de que no se ha incurrido en ningún impacto negativo asociado al proyecto. Asimismo, diversos estándares, como Gold Standard y Verra, exigen proporcionar evidencias de cobeneficios adicionales en línea con los ODS de la ONU.

### *Caso particular: UCVs de subasta 2022/2023*

El Programa de Reducción y Compensación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) se efectúa en el marco de una prueba piloto para sentar las bases de un registro local que permita el intercambio del atributo de reducción de emisiones mediante un instrumento de mercado definido como Unidad de Carbono Verificada (UCV).

Como parte de esta prueba piloto, que tiene el objetivo de involucrar actores y dar a conocer los mecanismos de funcionamiento, se decidió incorporar proyectos que generan reducción de emisiones existentes, que se han puesto en funcionamiento como fecha límite desde el año 2019.

Si bien estos proyectos no cumplen con el criterio de adicionalidad, se trata de actividades que aun no constituyen una práctica común. La promoción de un instrumento con valor de mercado como la UCV que incentive la implementación de nuevos proyectos de similares características constituye un atractivo mecanismo de descarbonización local.

### *Metodologías simplificadas*

Las metodologías de cálculo de emisiones presentadas en este documento son metodologías simplificadas. Esto significa que definen los lineamientos de cálculo de manera simplificada, considerando la disponibilidad de datos que se pueda tener de los proyectos existentes a nivel local. Estas metodologías se diseñaron tomando como referencia principal las metodologías definidas por Naciones Unidas dentro del programa del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Se trata de un conjunto de procedimientos y reglas técnicas establecidos por la Junta Ejecutiva del MDL, que es parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Estas metodologías



proporcionan pautas detalladas para calcular y verificar las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) generadas por proyectos específicos.

## **Generación Distribuida de Energía Fotovoltaica (GDF)**

### **Metodologías de referencia**

- MDL: Metodología a pequeña escala: generación de electricidad renovable para uso cautivo y miniredes (AMS-I.F.)
- GCC: Metodología para proyectos de generación distribuida de energía renovable que suministran electricidad a la red o a consumidores cautivos.

Ver Anexo 3.1.

### **Aclaraciones generales**

Las reducciones de emisiones serán calculadas para proyectos fotovoltaicos comerciales e industriales instalados en la provincia de Córdoba dentro del marco de la Generación Distribuida.

Sólo será consideradas las reducciones de emisiones por desplazamiento de energía utilizada para autoconsumo. Al total de energía generado se le restará la cantidad de energía inyectada a la red, la cual será considerada dentro del programa de atributos de energía renovable.

Las reducciones de emisiones serán calculadas a partir de la fecha de puesta en funcionamiento del sistema hasta el cierre anual del año previo a la subasta de interés, que para 2023 sería el fin del año 2022. En el caso de oferentes de generación distribuida que ya hayan participado del programa, las reducciones de emisiones serán calculadas sólo para el periodo 2022. Quedan excluidos de la presente aquellos proyectos fotovoltaicos que hayan entrado en funcionamiento durante de realización de la subasta (2023).

### **Línea de base (LB<sub>y</sub>)**

Fórmula de cálculo de las emisiones del escenario de línea de base:

$$LB_y = EG_y \times FE_{CO2,y}$$

LB= línea base de emisiones en el año y (tCO<sub>2</sub>e)

FECO<sub>2,y</sub>= factor de emisión de la red en el año y (tCO<sub>2</sub>e/MWh)<sup>1</sup>

EG<sub>y</sub>= cantidad neta de electricidad desplazada como resultado de la implementación de la actividad del proyecto (MWh)

Donde,

OPCIÓN 1: En caso de contar con información histórica de la generación de energía eléctrica del sistema fotovoltaico.

$$EG_y = E_{g,y} - E_{iny,y}$$

E<sub>g</sub>=energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico en el año y (MWh)

E<sub>iny</sub>=Energía inyectada a la red en el año y, registrada en el medidor bidireccional (MWh).<sup>2</sup>

OPCIÓN 2: En caso de no contar con información histórica de la generación de energía eléctrica del sistema fotovoltaico

$$EG_y = \frac{EPV_{syst,y}}{365} \times P_g \times D_{a,y} - E_{iny,y}$$

EPV<sub>syst</sub> = producción específica (MWh/kWp). Se refiere a la cantidad de MWh generado por kWp, tomando el promedio anual por departamento de la provincia, considerando la instalación de paneles con inclinación de 30° hacia el norte. Las simulaciones fueron realizadas para las capitales de cada departamento a través del simulador PVSyst.

P<sub>g</sub>=Potencia instalada del sistema fotovoltaico especificada en el Certificado de Usuario Generador (kWp)

D<sub>a,y</sub>=Cantidad de días anuales de funcionamiento del sistema fotovoltaico (días/año y). Contabilizar con base anual desde desde la fecha de conexión del sistema, consignada en el Certificado de Usuario Generador.

### ***Emisiones del proyecto (EP<sub>y</sub>)***

Para los proyectos de energía solar fotovoltaica EP<sub>y</sub> = 0.

### ***Fugas (FU<sub>y</sub>)***

No se prevén emisiones de fuga con esta metodología FU<sub>y</sub> = 0.

---

<sup>1</sup> Se considera como factor de emisión las emisiones unitarias promedio de las generación de centrales térmicas (promedio 2019/2020/2021) reportado por CAMMESA. 0,45 tCO<sub>2</sub> /MWh y para el 2022 será 0,48 tCO<sub>2</sub> /MWh. Las centrales térmicas representan las unidades marginales de generación eléctrica.

<sup>2</sup> Los datos de inyección de energía eléctrica serán datos proporcionados por las distribuidoras de energía.

*Reducción de emisiones (RE)*

$$RE_y = LB_y - EP_y - FU_y$$

*Modelo Simulación PVSyst*

Para cada departamento se realizó la misma simulación para un sistema solar de potencia de generación de 5,05 KWp.

Departamentos	kWh/KWp	MWh/KWp
Calamuchita	1617	1,617
Capital	1613	1,613
Colón	1618	1,618
Cruz del eje	1604	1,604
General Roca	1635	1,635
General San Martín	1576	1,576
Ischilín	1620	1,62
Juárez Celman	1610	1,61
Marcos Juárez	1575	1,575
Minas	1595	1,595
Pocho	1596	1,596
Presidente Roque Sáenz Peña	1589	1,589
Punilla	1636	1,636
Río Cuarto	1654	1,654
Río Primero	1563	1,563
Río Seco	1547	1,547
Río Segundo	1575	1,575
San Alberto	1618	1,618
San Javier	1627	1,627
San Justo	1519	1,519
Santa María	1590	1,59
Sobremonte	1548	1,548
Tercero Arriba	1546	1,546
Totoral	1540	1,54
Tulumba	1604	1,604
Unión	1526	1,526

### **Información requerida**

- Certificado de Usuario Generador otorgado por la Secretaría de Energía a través la Plataforma Digital de Acceso Público donde incluirá datos de la empresa, el tipo de tecnología, fecha de conexión y la potencia total de generación.
- Declaración jurada que exprese la no participación del proyecto y sus reducciones de emisiones asociadas en otras iniciativas similares a la presente subasta o mercados de carbono nacionales, regionales y/o internacionales y la renuncia a emisiones de compensación para incorporación a balance propio.
- Información bajo declaración jurada de la energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico por año desde la fecha de funcionamiento hasta diciembre 2022 respaldada por el registro de un medidor calibrado y/o reporte de monitoreo del sistema, ubicación (departamento) del sistema dentro de la provincia de Córdoba y distribuidora a la que pertenece, potencia total de generación y fecha de conexión.

### **Reemplazo de combustible de alta intensidad de carbono por Gas Natural (GN)**

#### **Metodologías de referencia**

- AMS-III.AH: Metodología a pequeña escala. Cambio de la proporción de la mezcla de combustibles de alta intensidad de carbono a la proporción de la mezcla de combustibles de baja intensidad de carbono.
- ACM0009: Cambio de combustible de carbón o petróleo a gas natural.

#### **Aclaraciones generales**

Esta metodología aplica para instalaciones de tipo industrial que hayan realizado el reemplazo del consumo de combustible de alta intensidad de carbono por Gas Natural (GN)

Para el cálculo de la línea de base deberán excluirse ampliaciones de capacidad instalada (cambio de equipo, ampliación de planta, etc).

Las reducciones de emisiones serán calculadas a partir de la fecha de puesta en funcionamiento del sistema hasta el cierre anual del año previo a la subasta de interés, que para 2023 sería el fin del año 2022. En el caso de Oferentes que ya hayan participado del programa, las reducciones de emisiones serán calculadas sólo para el periodo 2022.

#### **Línea de base ( $LB_y$ )**

OPCIÓN 1: En caso de contar con información histórica de consumo del combustible fósil de alta intensidad de carbono.

$$LB_y = CAI_y \times PC_{CAI} \times FE_{CAI}$$

$LB_y$  = línea de base de emisiones durante el año y (tCO<sub>2</sub>e)

$CAI_y$ = consumo anual previo a la instalación del proyecto de GN del combustible fósil de alta intensidad de carbono reemplazado en el proceso industrial (unidad: lilitros, toneladas, etc.)

$PC_{CAI}$ = Poder calorífico neto del combustible fósil de alta intensidad de carbono reemplazado (kwh/unidad)

$FE_{CAI}$ = factor de emisión del combustible fósil de alta intensidad de carbono reemplazado (tCO2/kwh)

OPCIÓN 2: En caso de no contar con información histórica de consumos de combustibles fósiles de alta intensidad de carbono.

$$LB_y = GN_y \times \frac{PC_{GN}}{PC_{CAI}} \times FE_{CAI}$$

$GN_y$ = Cantidad de gas natural consumido por la industria para el proceso industrial correspondiente durante el año y (litros, toneladas, etc.)

$PC_{GN_j}$ = Poder calorífico neto del gas natural (kwh/unidad)

### **Emisiones de la actividad del proyecto ( $EP_y$ )**

$$EP_y = GN_y \times PC_{GN} \times FE_{GN}$$

$FE_{GN}$ = Factor de emisión del Gas Natural (tCO2/kwh)

Se considera que las eficiencias de los procesos no varían con la adopción del nuevo combustible

### **Reducción de emisiones ( $RE$ )**

$$RE_y = (LB_y - EP_y) \times \alpha$$

$\alpha$  = Factor de corrección

- En los casos en los que se cuenta con datos reales de consumo,  $\alpha=0,85$ .
- En los casos en donde no se cuenta con datos reales de consumo sino con el cupo anual contratado de Gas Natural,  $\alpha=0,75$ .

### **Información requerida**

- Información bajo carácter de declaración jurada referida al consumo histórico de los combustibles fósiles de alta intensidad de carbono que fueron reemplazados tras la implementación del proyecto de gas natural así como el consumo anual de gas natural utilizado a partir de la implementación del proyecto. Indicar:
  - Tipo de combustible y consumo anual previo a la incorporación del gas natural (m3, lts, tn).
  - Consumo anual actual de gas natural (m3).



- Si hubo ampliación de planta luego de la incorporación del gas natural. ¿En cuánto aumentó el consumo de gas natural dicha ampliación (indicar en m3 o %)?
- El consumo de gas natural deberá ser respaldado a través de las facturas correspondientes.
- Declaración jurada que exprese la no participación del proyecto y sus reducciones de emisiones asociadas en otras iniciativas similares a la presente subasta o mercados de carbono nacionales, regionales y/o internacionales y la renuncia a emisiones de compensación para incorporación a balance propio.

## **Recuperación de metano de residuos pecuarios (BG)**

### ***Metodologías de referencia***

Se toman como referencias las metodologías listadas a continuación:

- AMS-III.D. Metodología a pequeña escala. Recuperación de metano de sistemas de manejo de residuos pecuarios.
- GCCM003. Metodología para generación de energía de residuos pecuarios.

### ***Aclaraciones generales***

La metodología para reducción de emisiones por captura de metano será aplicable a proyectos de biodigestión anaeróbica controlada (biodigestor) instalados en la provincia de Córdoba, que generan biogás con residuos pecuarios que se encuentren y se dispongan en la provincia de Córdoba y es quemado en una caldera, antorcha o generador eléctrico.

La metodología para reducción de emisiones por sustitución de generación de energía eléctrica y/o térmica con combustibles fósiles será aplicable a proyectos de biodigestión anaeróbica controlada (biodigestor) instalados en la provincia de Córdoba, que generan energía térmica y/o eléctrica a través del biogás producido, desplazando así la generación de energía con combustible fósil.

Sólo será consideradas las reducciones de emisiones por desplazamiento de energía eléctrica utilizada para autoconsumo. Al total de energía eléctrica generada se le restará la cantidad de energía inyectada a la red, la cual será considerada dentro del programa de atributos de energía renovable.

No podrán participar proyectos que generen biogás y energía eléctrica contractualizada en el mercado mayorista.

Las reducciones de emisiones serán calculadas a partir de la fecha de puesta en funcionamiento del sistema hasta el cierre anual del año previo a la subasta de interés, que para 2023 sería el fin del año 2022. En el caso de Oferentes que ya hayan participado del programa, las reducciones de emisiones serán calculadas sólo para el periodo 2022.

### **Línea de base (LB<sub>y</sub>)**

$$LB_y = LB_{CH4,y} + LB_{E/C,y}$$

LB<sub>y</sub>=emisiones de línea de base para el año y (t CO2e)

LB<sub>CH4,y</sub>= emisiones de línea de base referidas a la captura de metano (t CO2e)

LB<sub>E/C,y</sub>= emisiones de línea de base referidas al desplazamiento de CO2 por utilización del biogás para generación de electricidad o calor (t CO2e)

### **Línea de base por captura de metano (LB<sub>CH4,y</sub>)**

La línea de base de las emisiones de metano que serían generadas sin la implementación del proyecto se pueden estimar por tres métodos diferentes: cálculo teórico de generación de emisiones, cálculo estimado en función del consumo de gas en el generador o del consumo para la quema en antorcha o caldera. De estos tres cálculos se seleccionará aquel que represente el menor valor.

$$LB_{CH4,y} = \min(LB_{T,CH4,y}, LB_{G/A/C,CH4,y})$$

LB<sub>T,CH4,y</sub>= emisiones generadas en el tratamiento anaeróbico de los residuos, escenario sin proyecto, cálculo teórico (t CO2e)

LB<sub>G/A/C,CH4,y</sub>= metano capturado y destruido o utilizado en generador, antorcha o caldera (t CO2e)

#### **A. Cálculo teórico de CH4 generado en lagunas de tratamiento (LB<sub>T,CH4,y</sub>)**

$$LB_{T,CH4,y} = GWP_{CH4} \times d_{CH4} \times UF_b \times \sum_{j,LT} MCF_j \times B_{0,LT} \times N_{LT,y} \times VS_{LT,y} \times MS\%_{Bl,j}$$

GWP<sub>CH4</sub>= potencial de calentamiento global metano (kg CO2e/kg CH4)

d<sub>CH4</sub>= densidad de gas metano (kg/m3)

UF<sub>b</sub>= factor de corrección para contabilizar incertidumbres del modelo (0.94)

j= Índice para el sistema de manejo de estiércol animal

LT= Índice para todo tipo de ganado

MCF<sub>j</sub>= Factor de conversión de metano anual para el estiércol del animal de referencia del sistema de gestión j

B<sub>0,LT</sub>= máximo potencial de producción de metano de los sólidos volátiles generados por tipo de animal LT (m3 CH4/kg-dm)

NLT= número medio de animales de tipo LT en el año y

$VS_{LT,y}$  = producción de sólidos volátiles por animal de tipo LT (peso de materia seca, kg-dm/animal/año)

$MS\%_{Bl,j}$  = fracción de estiércol manipulado en el proyecto de referencia del sistema de gestión j

La producción de sólidos volátiles ( $VS_{LT}$ ) se calculó mediante la fórmula definida a continuación:

$$VS_{LT} = \left( \frac{w_{site}}{w_{default}} \right) \times VS_{default} \times nd$$

$w_{site}$  = peso promedio de los animales del sitio del proyecto (kg)

$w_{default}$  = peso promedio de los animales por defecto, según datos del IPCC (kg)

$VS_{default}$ : valor por defecto de la tasa de producción de sólidos volátiles por día (peso de materia seca, kg-dm/animal/año)

nd: número de días que la planta de tratamiento estuvo operativa

La tabla debajo detalla los valores considerados para efectuar el cálculo:

Símbolo	Unidad	Valor	Fuente
GWpch4	t CO2e/t CH4	28	IPCC
$d_{CH4}$	t/m3	6.7E-4	AMS III.D Version 21.0
UFb	-	0.94	FCCC/SBSTA/2003/10/Add.2, page 25.
Vacas			
MCF	-	75%	Valor por defecto de la tabla 10.17 de 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 4 Chapter 10 (T promedio = 16°C)
B0,LT	m3 CH4/kg-dm	0.13	Valor por defecto de la tabla 10 A-4 Dairy cows- Latin America; 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories volume 4 Chapter 10.
VSdefault	kg-dm/animal/day	2.9	Valor por defecto de la tabla 10 A-4 Dairy cows- Latin America; 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories volume 4 Chapter 10.
wdefault	kg	400	Valor por defecto de la tabla 10 A-4 Dairy cows- Latin America; 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories volume 4 Chapter 10

Cerdos			
MCF	-	75%	Valor por defecto de la tabla 10.17 dE 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 4 Chapter 10 (T promedio = 16°C)
B0,LT	m3 CH4/kg-dm	0.29	Valor por defecto de la tabla 10 A-4 Dairy cows- Latin America; 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories volume 4 Chapter 10.
VSdefault	kg-dm/animal/day	0.30	Valor por defecto de la tabla 10 A-4 Dairy cows- Latin America; 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories volume 4 Chapter 10.
wdefault	kg	28	Valor por defecto de la tabla 10 A-4 Dairy cows- Latin America; 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories volume 4 Chapter 10

Fuente: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Chapter 10: Emissions from Livestock and Manure Management

### B. Cálculo estimado de CH4 capturado y utilizado en generador, antorcha o caldera (LB<sub>G/A/C, CH4,y</sub>)

La cantidad total de metano capturado y utilizado se divide por su uso como combustible en un generador eléctrico y/o su quema en antorcha o caldera, de modo que BE<sub>G/A/C,H4</sub> queda definido como:

$$LB_{G/A/C,CH4,y} = (CO2_{G,CH4,y} + CO2_{A/C,CH4,y}) \times \alpha$$

$\alpha$  = factor de corrección (0,80)

#### a. Generador (CO<sub>2,G,CH4,y</sub>)

$$CO2_{G,CH4,y} = \min(Opción 1 CO2_{G,CH4,y}; Opción 2 CO2_{G,CH4,y})$$

$$Opción 1 CO2_{G,CH4,y} = FL_{biogas} \times \%_R \times D_G \times \%_{CH4} \times d_{CH4} \times hs_G \times CI \times Ef \times GWP_{CH4} \times (1 - EP)$$

$$Opción 2 CO2_{G,CH4,y} = B_T \times \%_R \times \%_{CH4} \times d_{CH4} \times Ef \times GWP_{CH4} \times (1 - EP)$$

$CO_{2,G,CH_4,y}$  = toneladas netas de CO2 evitadas en el generador por reducción de metano (tCO<sub>2</sub>e)

$FL_{biogas}$  = flujo de biogás promedio que ingresa al generador por hora (m<sup>3</sup>/h)\*

$D_G$  = disponibilidad del generador (%)

$\%_R$  = Porcentaje promedio de residuos pecuario con lo que se alimenta el biodigestor

$\%_{CH_4}$  = porcentaje de metano en la composición del biogás (%)

$CI$  = coeficiente de intermitencia, factor por el uso discontinuo del equipo, relacionado con el uso de funcionamiento del equipo (80%)

$d_{CH_4}$  = densidad del metano (t/m<sup>3</sup>).

$hs$  = horas de operación de generador a biogás (hs) (horas anuales por año)

$Ef$  = eficiencia del generador (%).

$GWP_{CH_4}$  = potencial de calentamiento global metano (t CO<sub>2</sub>e/t CH<sub>4</sub>)

$EP$  = Porcentaje de emisiones del proyecto, se define un valor de 20%. Este porcentaje se definió en función de las emisiones de proyecto definidas en proyectos de similares características validados en registros reconocidos del mercado voluntario.

$B_T$  = Total de Biogás quemado en el generador en el periodo (m<sup>3</sup>). Esta información deberá ser respaldada con los datos proporcionados por un medidor exclusivo para el biogás que ingresa a la caldera y deberá especificarse por año desde la fecha de funcionamiento.

#### b. Antorcha o caldera ( $CO_{2,A/C,CH_4,y}$ )

$$CO_{2,A/C,CH_4,y} = \min(Opción\ 1\ CO_{2,A/C,CH_4,y};\ Opción\ 2\ CO_{2,A/C,CH_4,y})$$

$$Opción\ 1\ CO_{2,A/C,CH_4,y} = FL_{biogas} \times \%_R \times D_A \times \%_{CH_4} \times d_{CH_4} \times hs_{A/C} \times CI \times Ef \times GWP_{CH_4} \times (1 - EP)$$

$$Opción\ 2\ CO_{2,A/C,CH_4,y} = B_T \times \%_R \times \%_{CH_4} \times d_{CH_4} \times Ef \times GWP_{CH_4} \times (1 - EP)$$

$CO_{2,G,CH_4,y}$  = toneladas netas de CO2 evitadas en la antorcha o caldera por reducción de metano(tCO<sub>2</sub>e).

$FL_{biogas}^2$  = flujo de biogás promedio por hora que ingresa a la antorcha o caldera (m<sup>3</sup>/h).

$\%_R$  = Porcentaje de residuos pecuario con lo que se alimenta el biodigestor.

$D_A$  = disponibilidad de la antorcha o caldera (%)(En el caso de la antorcha se considera una disponibilidad del 100%).

$hs_{A/C}$  = horas de operación del sistema a biogás (hs) (horas anuales por año desde la fecha de inicio funcionamiento).

<sup>2</sup> En el caso de que el biodigestor no solo se alimente de residuos pecuarios, se deberá proporcionar el % de alimentación con dicho residuos del total y multiplicarlo por el Flujo de biogás constante que ingresa a la caldera y/o total de biogás quemado.

Para el cálculo de  $FL_{biogas}$  en calderas se considerará el menor valor que resulte de la capacidad térmica de la caldera /poder calorífico del biogás, o el dato de flujo de biogás promedio que ingresa a la caldera por hora.

EP = Porcentaje de emisiones del proyecto, se define un valor de 20%. Este porcentaje se definió en función de las emisiones de proyecto definidas en proyectos de similares características validados en registros reconocidos del mercado voluntario.

Ef= eficiencia de la antorcha y/o caldera.

CI= coeficiente de intermitencia, factor por el uso discontinuo del equipo, relacionado con el uso de funcionamiento del equipo (80%) (Para el caso de la antorcha es el 100%)

B<sub>T</sub> =Total de Biogás quemado en el periodo. (m3) (Dicha información deberá ser respaldada con los datos proporcionados por un medidor exclusivo para el biogás que ingresa a la caldera o antorcha).

### Línea de base por generación de electricidad o calor (LB<sub>E/C,y</sub>)

$$LB_{E/C,y} = (LB_{GE,y} + LB_{GC,y}) \times \alpha$$

LB<sub>GE,y</sub>= Emisiones de línea de base asociadas a la generación de electricidad en el año y (t CO2e)

LB<sub>GC,y</sub>= Emisiones de línea de base asociadas a la generación de calor en el año y (t CO2e)

α = factor de corrección (0,80)

#### **A. Generador eléctrico (LB<sub>GE,y</sub>)**

$$LB_{GE,y} = (P_G \times D_G \times hs - E_{iny,y}) \times FE_{red}$$

LB<sub>GE,y</sub>= toneladas netas de CO2 evitadas en el generador por generación de electricidad (tCO2e)

P<sub>G</sub>= potencia del generador (MW)

D<sub>G</sub>= disponibilidad del generador (%)

hs= horas de operación del generador a partir de biogás (hs/año)

E<sub>iny</sub>=Energía inyectada a la red en el año y, registrada en el medidor bidireccional (MWh). En caso que aplique, este dato será proporcionado por la distribuidora de energía.

FE<sub>red</sub>= Factor de emisión de la electricidad de la red. Se considera como factor de emisión las emisiones unitarias de las generación de centrales térmicas (promedio 2019/2020/2021) reportado por CAMMESA 0,45 tCO2 /MWh y para el 2022 será 0,48 tCO2 /MWh. Las centrales térmicas representan las unidades marginales de generación eléctrica.

#### **B. Caldera (LB<sub>GC,y</sub>)**

$$LB_{GC,y} = \min(\text{Opción 1 } LB_{GC,y}; \text{Opción 2 } LB_{GC,y})$$

$$\text{Opción 1 } LB_{GC,y} = (FL_{biogas} \times hs_C \times CI \times Ef \times \frac{PC_{BG}}{PC_{CF}} \times FE_{CF}) \times (1 - EP)$$

$$\text{Opción 2 } LB_{GC,y} = B_T \times \frac{PC_{BG}}{PC_{CF}} \times FE_{CF} \times Ef \times (1 - EP)$$



$LB_{GC,y}$  = Emisiones de línea de base asociadas a la generación de calor en el año y (t CO<sub>2</sub>e)

$FL_{biogas}$  = flujo de biogás promedio por hora que ingresa a la antorcha o caldera (m<sup>3</sup>/h).

$hs_c$  = horas anuales de operación de la caldera a biogás (hs)

CI = coeficiente de intermitencia, factor por el uso discontinuo del equipo, relacionado con el uso de funcionamiento del equipo (80%)

Ef = eficiencia de la caldera (%)

$PC_B$  = Poder calorífico del biogás (kcal/m<sup>3</sup>).

$PC_F$  = Poder calorífico del combustible fósil reemplazado (GLP (kcal/Kg); Gas natural (kcal/m<sup>3</sup>))

$FE_f$  = Factor de emisión del combustible fósil reemplazado (GLP (kg CO<sub>2</sub>e/Kg); Gas natural (kg CO<sub>2</sub>e/m<sup>3</sup>))

EP = emisiones del proyecto (%). (Se considera un valor del %, estimación conservadora que se fundamenta en recolección de experiencias locales)

$B_T$  = Total de Biogás quemado en el periodo (m<sup>3</sup>).

### **Reducción de emisiones (RE)**

$$RE_y = LB_y = LB_{CH_4,y} + LB_{E/C,y}$$

### **Información requerida**

Proveer la información que se detalla a continuación bajo modalidad de declaración jurada.

- Población ganadera afectada al proyecto
  - Tipo de animal (vacuno y/o porcino)
  - Número promedio de animales que diariamente generan residuos pecuarios que son tratados en el biodigestor
  - Indique: número de cabezas que el establecimiento atiende a diario o producción anual de cabezas y tiempo de permanencia de cada animal en el establecimiento (ej. 6 meses)
  - Peso promedio de los animales que generan los residuos pecuarios en el sitio del proyecto
  - Número de días que el biodigestor estuvo operativo para el período de análisis (días/año)

- Caldera

*Todos los datos proporcionados son de una caldera que funciona a biogás generado bajo una biodigestión anaerobia controlada (biodigestor) con residuos pecuarios, que se encuentren y se dispongan en la provincia de Córdoba proceso por el cual se captura metano*

- Capacidad térmica de la caldera (kcal/h). Esta información deberá ser respaldada, con una imagen adjunta de la ficha técnica de la caldera.
- Fecha de inicio de funcionamiento de la caldera a biogás
- Horas de operación anuales de la caldera que funciona a biogás(se deberá especificar las horas anuales por año desde la fecha de funcionamiento).
- Flujo de biogás promedio por hora que consume la caldera (m<sup>3</sup>/h)
- Total de Biogás quemado en la caldera por año desde la fecha de funcionamiento (m<sup>3</sup>). Esta información deberá ser respaldada con un registro de datos proporcionados por un medidor exclusivo del biogás que ingresa a la caldera)
- Disponibilidad de la caldera(%)
- Rendimiento de caldera(%)
- Contenido de metano en el biogás (%)
- Eficiencia de caldera (%)
- Combustible anterior que se utilizaban en la caldera (GLP/Gas natural)

- Antorcha

*Todos los datos proporcionados son de una antorcha que funciona a biogás generado bajo una biodigestión anaerobia controlada (biodigestor) con residuos pecuarios que se encuentren y se dispongan en la provincia de Córdoba , proceso por el cual se captura metano.*

- Fecha de inicio de funcionamiento
- Flujo de biogás promedio que ingresa en la antorcha (m<sup>3</sup>/h)
- Disponibilidad de la antorcha(%)
- Porcentaje de metano en la composición del biogás (%)
- Horas de operación anual de la antorcha a biogás:(se deberá especificar las horas anuales por año desde la fecha de funcionamiento).
- Ef= eficiencia de la antorcha (%)
- Total de Biogás quemado en la antorcha por año desde la fecha de funcionamiento (m<sup>3</sup>). Esta información deberá ser respaldada con un registro de datos proporcionados por un medidor exclusivo del biogás que ingresa y se quema en la antorcha.

- Generador

*Todos los datos proporcionados son de un generador que funciona a biogás generado bajo una biodigestión anaerobia controlada (biodigestor) con residuos pecuarios que se encuentren y se dispongan en la provincia de Córdoba, proceso por el cual se captura metano.*

- Fecha de inicio de funcionamiento del generador a biogás
- Horas de operación anual del generador a biogás(se deberá especificar las horas anuales por año desde la fecha de funcionamiento)



- Disponibilidad del generador(%)
  - Eficiencia del generador(%)
  - Porcentaje de metano en la composición del biogás (%)
  - Potencia del generador (MW)
  - Flujo de ingreso de biogás promedio a al generador ( m3/h)
  - Total de Biogás quemado en el generador por año desde la fecha de funcionamiento (m3). Esta información deberá ser respaldada con un registro de datos proporcionados por un medidor exclusivo del biogás que ingresa al generador.
- 
- Declaración jurada que exprese la no participación del proyecto y sus reducciones de emisiones asociadas en otras iniciativas similares a la presente subasta o mercados de carbono nacionales, regionales y/o internacionales y la renuncia a emisiones de compensación para incorporación a balance propio.

## Producción de biocombustible para autoconsumo (BC)

### Metodología de referencia

- ACM0017: Producción de biodiesel para su uso como combustible

### Aclaraciones generales

La presente metodología aplica para la producción de biodiesel para autoconsumo generado por plantas de producción establecidas en la provincia de Córdoba.

Sólo el biodiesel consumido por encima de la normativa obligatoria es elegible a efectos de la actividad del proyecto.

El consumidor y el productor de biodiesel están vinculados por un contrato que permite al productor controlar el consumo de biodiesel y que establece que el consumidor no podrá reclamar los créditos resultantes de su consumo.

Las emisiones por fugas durante los procesos quedan despreciadas en la presente metodología.

Las reducciones de emisiones serán calculadas a partir de la fecha de puesta en funcionamiento del sistema hasta el cierre anual del año previo a la subasta de interés, que para 2023 sería el fin del año 2022. En el caso de Oferentes que ya hayan participado del programa, las reducciones de emisiones serán calculadas sólo para el periodo 2022.

### Línea de base ( $LB_y$ )

$$LB_y = CC_y \times \frac{PC_{BD}}{PC_{diesel}} \times FE_{diesel}$$

$LB_y$  = línea de base de emisiones para el año y ( $tCO_2e$ )

$CC_y$  = cantidad de combustible elegible para compensación (toneladas)

$PC_{BD}$  = valor calorífico del biodiesel (MJ/litro)

$PC_{diesel}$  = valor calorífico del diesel (MJ/litro)

$FE_{gasoil}$  = factor de emisión del gasoil ( $tCO_2e$ /tonelada)

$$CC_{,y} = \min(Opción 1 CC_y; Opción 2 CC_y) \times \frac{\sum C_{BC} \times \frac{f_{BC} - f_{req}}{f_{BC}}}{\sum C_{BC}}$$



$$\text{Opción 1 } CC_y = P_{BC} - P_{BC, \text{in situ}}$$

$$\text{Opción 2 } CC_y = \sum f_{BC} \times C_{BC} - P_{BC, \text{otros}}$$

$P_{BC}$  = cantidad de biocombustible producido en la planta (toneladas)

$P_{BC, \text{insitu}}$  = cantidad de biocombustible consumido en la planta. Para la producción de biocombustible o procesamiento de la biomasa. (toneladas)

$f_{BC}$  = fracción de biocombustible en la mezcla de biocombustible (%)

$C_{BC}$  = cantidad de biocombustible consumido (toneladas)

$P_{BC, \text{otros}}$  = cantidad de biocombustible que es producido con alcoholes distintos a metanol de origen fosil o materias primas o residuos de aceites y grasas diferentes a los elegidos bajo esta metodología (toneladas)

$f_{\text{reg}}$  = fracción de biocombustible en la mezcla de biocombustible que es requerida por regulaciones mandatorias (%)

### **Emisiones del proyecto ( $PE_y$ )**

$$PE_y = PE_{\text{biomasa}} + AF1 \times PE_{\text{MeOH}}$$

$PE_{\text{biomasa}}$  = Emisiones asociadas con la biomasa y los residuos de biomasa (t CO2e)

$PE_{\text{MeOH}}$  = Emisiones de combustibles fosiles debido a la esterificación con metanol de origen fosil (t CO2e)

AF1 = Factor de asignación para la producción de biocombustible (%).

*AF1=1. Según las descripciones en la "Herramienta 25: Prorratio de las emisiones de los procesos de producción entre las principales producto y coproducto y subproducto", aquí se elige la opción (d): Atribuir todas las emisiones a el producto principal. Como enfoque conservador, todas las emisiones de los procesos productivos son contabilizadas como emisiones de proyecto. La Herramienta 25 define: este enfoque no puede usarse para el cálculo de emisiones de línea de base.*

$$PE_{\text{biomasa}} = AF2 \times (PE_B + PE_T + AF2 \times PE_{CB})$$

AF2 = Factor de asignación para el cultivo de la tierra (%)

$PE_B$  = Emisiones resultantes del procesamiento de la biomasa y de la producción de biodiesel (t CO2e)

$PE_T$  = Emisiones resultantes del transporte de biomasa desde el sitio de cultivo hasta el punto de procesamiento (t CO2e)

$PE_{CB}$  = Emisiones resultantes del cultivo de biomasa (t CO2e)

$$PE_B = P_{BC} \times FE_{P,BC}$$

$P_{BC}$  = Cantidad de biocombustible producido en la planta (toneladas)



FE<sub>P,BC</sub>= Factor de emisión de producción de biodiesel<sup>3</sup> (t CO<sub>2</sub>e/tonelada de biocombustible).

$$PE_T = \max\left[ \left( CC_T \times FE_{CT} \right); \left( D \times CBT \times FE_{CTD} \right) \right]$$

CC<sub>T</sub>= Cantidad de combustible utilizado para transporte (litros o toneladas)

FE<sub>CT</sub>= Factor de emisión del combustible (t CO<sub>2</sub>e/litro o tonelada)

D= Distancia de transporte de biomasa (km)

CBT= Carga de biomasa transportada en el período de análisis (toneladas)

FE<sub>CTD</sub>= Factor de emisión del combustible basado en distancia (t CO<sub>2</sub>e/km.tonelada)

$$PE_{CB} = PE_S + \sum A_S \times EF_S$$

PE<sub>S</sub> = Emisiones asociadas con la pérdida de suelo orgánico por el cultivo de la tierra para la producción de la biomasa (t CO<sub>2</sub>e)

A<sub>S</sub>= Area utilizada para el cultivo de la biomasa destinada a la producción de biocombustible (ha)

EF<sub>S</sub>= Factor de emisión por default para los GEI asociados con el cultivo de tierra para producir la biomasa específica del proyecto (t CO<sub>2</sub>e/ha). Ver valores de referencia en la tabla debajo.

BIOMASA	Soja	Maíz	Caña de azucar
FE (tCO <sub>2</sub> e/ha)	0.8	2.1	2.3
Ver más valores de FE aquí: <a href="#">Factores de emisión de cultivo de biomasa</a>			

A continuación se detalla el procedimiento de cálculo para estimar la pérdida de suelo orgánico.

$$PE_S = \max\left[ \left( \frac{44}{12} \times \frac{1.156}{T} \times \sum \Delta SOC \right); 0 \right]$$

ΔSOC se refiere a la pérdida de carbón del suelo en el estrato de suelo comprometido con el cultivo. Este valor se calcula multiplicando la superficie de cultivo por una serie de factores que se refieren al uso del suelo previo y posterior a la implementación del proyecto. En este caso se asume que no hay cambio de suelo, la superficie siempre fue destinada al cultivo de especies de similares características.

Por este motivo, se procede a realizar los cálculos considerando un PE<sub>S</sub>=0 tCO<sub>2</sub>e.

$$PE_{MeOH} = MeOH \times FE_{MeOH} \times \frac{44}{12}$$

<sup>3</sup> Referencia de documento: CÁLCULO DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES PRODUCIDA POR EL CORTE OBLIGATORIO Y LA EXPORTACIÓN DE BODIESEL ARGENTINO-INTA)



MeOH= Cantidad de metanol consumido en la planta de biodiesel (t MeOH)

FE<sub>MeOH</sub>= Fctor de emisión de la producción del metanol, basado en su peso molecular (t CO<sub>2</sub>e/t MeOH)

### *Reducción de emisiones (RE<sub>y</sub>)*

$$RE_y = (LB_y - PE_y) \times \alpha$$

$\alpha$  = factor de corrección (0,80)

### *Información requerida*

Proveer la información que se detalla a continuación bajo modalidad de declaración jurada.

- Fecha de inicio de actividades de reducción
- Indicar las siguientes cantidades referidas al biocombustible (litros o toneladas por año):
  - Cantidad total de biocombustible producido en la planta
  - Cantidad de biocombustible consumido en la planta (en procesos de producción o procesamiento de la biomasa)
  - Cantidad de biocombustible usado para autoconsumo (en otras aplicaciones no relacionadas con la planta de producción de biocombustible)
- Fracción de biocombustible en la mezcla de biocombustible (%)
- Si se utilizan otros biocombustibles producidos con alcoholes distintos a metanol de origen fósil o materias primas o residuos de aceites y grasas diferentes a los elegidos bajo esta metodología, indicar cantidad (litros o toneladas por año)
- Tipo y cantidad de combustible utilizado para el transporte de la biomasa (litros o toneladas por año) o en su defecto indicar distancia de recorrido del transporte (km) y número de viajes realizados anualmente.
- Área destinada al cultivo de la biomasa utilizada para la producción de biocombustible (ha)
- Tipo de biomasa utilizada (soja, maiz,...).
- Cantidad de metanol consumido (litros o toneladas por año).
  
- Declaración jurada que exprese la no participación del proyecto y sus reducciones de emisiones asociadas en otras iniciativas similares a la presente subasta o mercados de carbono nacionales, regionales y/o internacionales y la renuncia a emisiones de compensación para incorporación a balance propio.

## Sistemas de Gestión de la Energía Certificados (SGE)

### Metodologías Consultadas

- CDM: Energy efficiency and/or energy supply projects in commercial buildings

### Aclaraciones generales

Esta metodología propone un cálculo simplificado de las emisiones evitadas por la implementación y certificación de un sistema de gestión de energía. Aplica a empresas con actividades comerciales que hayan certificado y mantengan su Sistema de Gestión de la Energía con de acuerdo a la normativa ISO 50001 versión 2018.

Las reducciones de emisiones se calcularán según el ahorro de energía declarado y evidenciado en la auditoría de certificación y/o mantenimiento de ISO 50001 desde la fecha de inicio de la actividad reducción hasta el cierre anual del año previo a la subasta de interés, que para 2023 sería el fin del año 2022. En el caso de Oferentes que ya hayan participado del programa, las reducciones de emisiones serán calculadas sólo para el periodo 2022.

El ahorro de energía será contemplado sólo para los usos significativos de energía declarados y validados en la auditoría de certificación.

No deberá presentar ninguna no conformidad en la auditoría externa ISO 50001 con respecto a la línea base, metas y objetivos del SGE.

### Línea de base (LB<sub>y</sub>)

La estimación de las emisiones de GEI evitadas se estiman considerando la siguiente fórmula para el cálculo de las emisiones asociadas a la línea de base.

$$LB_y = AE_{E,y} \times FE_{red} + AE_{c,y} \times FE_c + AE_{G,y} \times FE_G$$

LB<sub>y</sub>=emisiones de línea de base para el año y (t CO2e)

AE<sub>E,y</sub>=Ahorro de energía eléctrica anual según línea base (MWh)

FE<sub>red</sub>= Factor de emisión de la red eléctrica nacional (tCO2e /MWh)<sup>4</sup>

AE<sub>c,y</sub>=Ahorro de combustible anual según línea base (litros).

FEC= Factor de emisión de combustible (t CO2e /litro).

AE<sub>g,y</sub>=Ahorro de combustible gaseoso anual según línea base (m3).

FEG= Factor de emisión de combustible gaseoso (tCO2e /m3).

<sup>4</sup> Se considera como factor de emisión las emisiones unitarias promedio de las generación de centrales térmicas (promedio 2019/2020/2021) reportado por CAMMESA, 0,45 tCO2 /MWh y para el 2022 será 0,48 tCO2 /MWh. Las centrales térmicas representan las unidades marginales de generación eléctrica.



$$AE_{E,y} = ELB - EC$$

ELB= Consumo anual de energía eléctrica de escenario de línea de base, previo a la implementación del proyecto de ahorro (MWh)

EC= Consumo anual de energía eléctrica en el año de referencia donde se lleva a cabo el ahorro (MWh)

$$AE_{C,y} = CLB - CC$$

CLB= Consumo anual de combustible líquido de escenario de línea de base, previo a la implementación del proyecto de ahorro (litros)

CC= Consumo anual de combustible líquido en el año de referencia donde se lleva a cabo el ahorro (litros)

$$AE_{G,y} = CGLB - CGC$$

CGLB= Consumo anual de combustible gaseoso de escenario de línea de base, previo a la implementación del proyecto de ahorro (m3)

CGC= Consumo anual de combustible gaseoso en el año de referencia donde se lleva a cabo el ahorro (m3)

### **Reducción de emisiones (RE<sub>y</sub>)**

$$RE_y = LB_y$$

### **Información requerida por parte de la empresa**

Proveer la información que se detalla a continuación bajo modalidad de declaración jurada.



- Certificado de ISO 50.001.
- Periodo de referencia. Indique la fecha de inicio del proyecto. Las emisiones evitadas serán calculadas hasta diciembre de 2022. En el caso de Oferentes que ya hayan participado del programa, las reducciones de emisiones serán calculadas para el periodo 2022.
- Energía eléctrica
  - Consumo de energía previo a la implementación de las medidas de eficiencia energética (MWh)
  - Energía eléctrica consumida en el periodo de referencia donde se lleva a cabo el ahorro (MWh)
  - En el caso de que la empresa haya efectuado la compra de atributos de energía renovable (ej.: I-REC), deberá presentar la cantidad adquirida (MWh) para el período de referencia.
- Combustibles líquidos/gaseosos
  - Tipo de combustible
  - Combustible consumido en el escenario inicial, previo a la implementación del proyecto (litros, m3)
  - Combustible consumido en el período de referencia donde se lleva a cabo el proyecto de ahorro (litros, m3)



En dicha declaración jurada se deberá aclarar que:

- La empresa consume energía proveniente de fuentes fósiles y ahorra energía producto de la implementación de proyectos de eficiencia energética y de un sistema de gestión de energía.
- Los consumos y proyecciones de energía declarados representan los usos significativos de energía del sistema.
- La empresa no presenta ninguna no conformidad en la auditoría externa ISO 50001 con respecto a la línea base, metas y objetivos energéticos del SGE.



## **COMPENSADORES - LINEAMIENTOS DE CÁLCULO DE GENERACIÓN DE EMISIONES DE GEI**

### **Aclaraciones generales del Programa de Reducción y Compensación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)**

Los 'Compensadores' representan aquellos individuos o empresas interesados en compensar su huella de carbono.

La huella de carbono se refiere a la cantidad total de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que se liberan a la atmósfera como resultado de las actividades humanas. Esta medida se expresa en unidades de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>e).

Dentro del Programa de Reducción y Compensación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en el ámbito del Ministerio de Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba se definen los siguientes actores como posibles participantes en el rol de compensador.

- Empresas contratistas del Gobierno de la Provincia de Córdoba
- Funcionarios Públicos
- Otras organizaciones públicas o privadas

Como parte de las experiencias piloto 2022/2023, se definen los siguientes lineamientos:

1. Alternativas para la contabilización de la huella de carbono a compensar:
  - a. Si la empresa cuenta con un cálculo se le pedirá adjuntar dicha información y estos valores serán tomados para la compensación.
  - b. En caso de que la empresa no cuente con un cálculo, se procederá a estimar la huella de carbono en base a una metodología simplificada definida por el Ministerio de Servicios Públicos según el tipo de obra (ver Términos y Condiciones del programa).
2. Las emisiones de Alcance 1 y 2 son obligatorias y las de Alcance 3 complementarias.
3. Se acumulan las emisiones generadas desde enero 2020 hasta hasta el cierre anual del año previo a la subasta de interés, que para 2023 sería el fin del año 2022.

### **Lineamientos de cálculo de generación de emisiones de GEI**

#### ***Estándar de referencia***

Para el cálculo de las emisiones de GEI se define como estándar de referencia el GHG Protocol (Protocolo de GEI). Se trata de un conjunto ampliamente reconocido de normas para medir y gestionar las emisiones de gases de efecto invernadero. Proporciona un marco coherente y transparente para que las organizaciones y entidades midan, informen y gestionen sus emisiones de gases de efecto invernadero, que contribuyen al cambio



climático global. El GHG Protocol fue desarrollado por dos organizaciones sin fines de lucro: el Instituto de Recursos Mundiales (World Resources Institute, WRI) y el Consejo Empresarial Mundial para el Desarrollo Sostenible (World Business Council for Sustainable Development, WBCSD).

### *Alcances de emisiones*

De acuerdo a lo establecido por el GHG Protocol, las emisiones antropogénicas se clasifican en tres alcances, según sus características de generación.

- **ALCANCE 1 (Scope 1).** Las emisiones directas de GEI ocurren a partir de fuentes propiedad o controladas por la empresa, por ejemplo, emisiones provenientes de la combustión en calderas, hornos, vehículos, etc., propios o controlados.
- **ALCANCE 2 (Scope 2).** Se refiere a las emisiones indirectas de GEI provenientes del consumo de electricidad, calor, refrigeración o vapor adquiridos. Estas emisiones son el resultado de las actividades de una empresa, pero ocurren fuera de las instalaciones físicas de una empresa (por ejemplo, en una planta de servicios eléctricos), por lo que las emisiones de alcance 2 se consideran una fuente de emisión indirecta.
- **ALCANCE 3 (Scope 3).** Se refiere a otras emisiones indirectas de GEI. Las emisiones de alcance 3 son consecuencia de las actividades de la empresa, pero provienen de fuentes que la empresa no posee ni controla. Algunos ejemplos de actividades de alcance 3 son la extracción y producción de materiales comprados; transporte de combustibles comprados; y uso de los productos y servicios vendidos.

### *Límites de inventario*

Un inventario de GEI está delimitado por límites, líneas imaginarias que abarcan las emisiones directas e indirectas incluidas en el inventario. Este constituye el primer paso en un proceso de cálculo de huella de carbono.

Los límites de la organización se pueden definir en función de una participación accionaria o de un control operativo o financiero. Como lo establece el GHG Protocol, bajo el enfoque de participación accionaria, una empresa contabiliza las emisiones de GEI de sus operaciones de acuerdo con su participación accionaria en la operación. En el caso del enfoque de control, una empresa representa el 100% de las emisiones de GEI de las operaciones sobre las que tiene control (financiero u operativo).

### *Período de referencia*

El inventario de GEI o huella de carbono debe definirse para un período específico de tiempo.

### *Fuentes de emisiones por alcance*

Una vez que se han determinado los límites organizacionales, deben establecerse los límites operativos. Esto implica identificar las emisiones asociadas con sus operaciones, categorizarlas como emisiones directas e indirectas y elegir el alcance de la contabilidad y la presentación de informes para las emisiones indirectas.

Definidos los límites operativos, se procede a identificar todas las actividades de la organización que son fuentes de emisión de GEI. Respondiendo al principio de relevancia de la contabilidad del carbono, se deben identificar e incluir todas las fuentes relevantes.

#### ALCANCE 1:

- Fuentes estacionarias: Consumo de gas natural y otros combustibles en los equipos estacionarios como generadores, calderas, calefactores, etc.
- Fuentes móviles: consumo de combustibles en vehículos y maquinarias que son propiedad de la empresa u organización
- Fuentes fugitivas: incluye fugas de gases, principalmente del tipo HFC de equipos de refrigeración y aires acondicionados.

#### ALCANCE 2:

- Consumo de electricidad de la red.

#### ALCANCE 3:

El GHG Protocol define 15 categorías de emisiones de alcance 3, las empresas e individuos deberán seleccionar aquellas que sean relevantes para contabilizar en el inventario.

- Bienes y servicios adquiridos
- Bienes de capital
- Actividades relacionadas con la provisión de combustible y electricidad no incluidas en el Alcance 1 o 2
- Transporte y distribución upstream
- Residuos generados en las operaciones
- Viajes de negocios
- Desplazamientos de empleados
- Activos arrendados
- Transporte y Distribución Downstream
- Procesamiento de productos vendidos
- Uso de productos vendidos
- Tratamiento al final de su vida útil de los productos vendidos
- Activos arrendados aguas abajo
- Franquicias
- inversiones



### **Metodología simplificada de estimación de GEI del MINS**

Desde el equipo técnico del MINSP se recomienda y alienta a las organizaciones e individuos que participen del programa como COMPENSADORES a que presenten su propio reporte de inventario de GEI. Este informe debe ser efectuado por un profesional idóneo en la temática y presentado para su validación ante el Comité Técnico del Programa.

Contar con un cálculo propio permite obtener resultados de mayor precisión, relevantes a las operaciones de mayor significancia de la organización y transparente respecto a los datos de actividad y factores de emisión aplicados.

Como parte de estas primeras experiencias piloto, para aquellos casos en que las empresas y/o funcionarios públicos no cuenten con un reporte propio de medición de huella de carbono, se procederá a efectuar una estimación de GEI simplificada para cada caso particular.

#### ***Empresas contratistas de obra pública***

Para estas primeras experiencias piloto, el equipo del Ministerio de Servicios Públicos, definió una metodología simplificada específica para determinar las emisiones de GEI asociadas a las operaciones de las obras, según tipo de obra y extensión de la misma.

Se consideran emisiones de Alcance 1 y 2, excluyendo de esta estimación las emisiones indirectas que podrían incluirse dentro del alcance 3.

- A. Información requerida
  - a. Definición de período a considerar
  - b. Definición de grado de avance de obra
- B. Emisiones de Alcance 1 - Fuentes estacionarias

Cálculo directo	Cálculo indirecto
<ul style="list-style-type: none"><li>• Tipo de combustible</li><li>• Total combustible consumido durante período a considerar</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Tipo de combustible</li><li>• Consumo generador (Ej: lts/hora)</li><li>• Horas de trabajo durante período a considerar</li></ul>



C. Emisiones de Alcance 1 - Fuentes móviles

Cálculo directo	Cálculo indirecto
<ul style="list-style-type: none"> <li>Tipo de combustible</li> <li>Total combustible consumido durante período a considerar</li> </ul>	<p><b>Vehículos:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Tipo de combustible</li> <li>Consumo (Ej: km/lts)</li> <li>Kilómetros recorridos durante período a considerar</li> </ul> <p><b>Maquinaria:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Tipo de combustible</li> <li>Consumo (Ej: lts/hora)</li> <li>Horas de trabajo durante período a considerar</li> </ul>

D. Emisiones de Alcance 2 - Electricidad

- a. Consumo de electricidad de red en oficinas y sitio de la obra.

**Funcionarios públicos**

Esta categoría de compensadores incluye las personas físicas que, en su rol de funcionario, generan emisiones de GEI como consecuencia de viajes de trabajo y de su transporte desde y hacia sus respectivos lugares de trabajo.

El cálculo se efectúa en base a una metodología simplificada definida por el Ministerio de Servicios Públicos (ver Términos y Condiciones).

Los datos de los vuelos son tomados del registro privado del Ministerio y para la estimación de los traslados desde y hacia sus respectivos lugares de trabajo se solicita información específica a cada usuario, según se lista a continuación.

A. Información requerida

- Distancia total recorrido por día de ida y vuelta, desde y hacia el lugar de trabajo, expresada en kilómetros
- Cantidad de días trabajados durante el año calendario
- Medio de transporte utilizado
- Si se utiliza un vehículo propio indicar modelo y tipo de combustible

**Otras organizaciones públicas o privadas**

Para estas primeras experiencias piloto, el equipo del Ministerio de Servicios Públicos, definió una metodología simplificada específica para determinar las emisiones de GEI asociadas a las actividades de otras organizaciones públicas o privadas, contemplando sólo los consumos energéticos que se consideran de relevancia en la región.

Se consideran emisiones de Alcance 1 y 2, excluyendo de esta estimación las emisiones indirectas que podrían incluirse dentro del alcance 3.

A. Información requerida



- a. Definición de período a considerar
  - b. Definición de límite geográfico y operacional. Ej: edificio central, edificio MINSP
- B. Emisiones de Alcance 1 - Fuentes estacionarias
- a. Consumo total de gas natural facturado durante período considerado o consumo de GLP (m3)
- C. Emisiones de Alcance 2 - Electricidad
- a. Consumo total de electricidad de red facturada durante el período de cálculo considerado (kWh)



## REFERENCIAS

Acuerdo de Paris. UNCC.

Fuente: <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>

Argentina (2019). Plan Nacional de Adaptación y Mitigación del Cambio Climático. V1.

Argentina (2021). NDC.

Aydos, E. d. L. P. (2021). Carbon Markets Around the Globe: Sustainability and Political Feasibility. Edward Elgar Publishing Limited.

Cálculo de la reducción de emisiones producida por el corte obligatorio y la exportación de biodiesel argentino-INTA. Fuente:

[https://inta.gov.ar/sites/default/files/script-tmp-inta\\_-\\_calculo\\_reduccion\\_emisiones\\_uso\\_de\\_biodiesel.pdf](https://inta.gov.ar/sites/default/files/script-tmp-inta_-_calculo_reduccion_emisiones_uso_de_biodiesel.pdf)

Clean Development Mechanism (CDM). UNFCCC. Fuente: <https://cdm.unfccc.int/>

Dannecker, C., Giraldo, V., & Plata, A. M. (2016). El Mercado de Carbono en Colombia: elementos de diseño para lograr su eficiencia.

Favasuli, S., Yadav, K., & Vanlaningham, P. (2021, June 10). Voluntary carbon markets: how they work, how they're priced and who's involved. S&P Global. Fuente: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/blogs/energy-transition/061021-voluntary-carbon-markets-pricing-participants-trading-corsia-credits>

Fernandez Jurado, M. (2022). Voluntary vs. Compliance: Carbon Markets. Darcy Partners.

GHG Protocol. WRI & WBCSD. Fuente: <https://ghgprotocol.org/>

Global Carbon Council (GCC) Fuente: <https://www.globalcarboncouncil.com/>

Hamilton, K., Bayon, R., & Hawn, A. (Eds.). (2009). Voluntary Carbon Markets: An International Business Guide to what They are and how They Work. Earthscan.

Pollitt, M. G. (2019). A global carbon market? *Frontiers of Engineering Management*, 6(1), 5-18.

Schneider, H. (2019). The Role of Carbon Markets in the Paris Agreement: Mitigation and Development. In *Climate Change and Global Development. Contributions to Economics*. Sequeira, T., Reis, L. Fuente: [https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-02662-2\\_6](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-02662-2_6)

Seeberg-Elverfeldt, C. (2010). Carbon markets-which types exist and how they work. In *Carbon finance possibilities for agriculture, forestry and other land use projects in a smallholder context*. FAO.

Wissner, N., & Schneider, L. (2022). Ensuring safeguards and assessing sustainable development impacts in the voluntary carbon market.

Zhu, B., & Chevallier, J. (2017). *Pricing and Forecasting Carbon Markets*. Springer.

## ANEXOS

### Factores de emisión de combustibles

Combustible	t CO2/TJ	tCH4/TJ	tNO2/TJ	tCO2e/TJ
Fuel oil	77.4	0.003	0.0006	77.64
Gas natural	56.1	0.001	0.0001	56.15
Leña	112	0.03	0.004	113.9
GLP	63.1	0.001	0.0001	63.15
Gasoil	74.1	0.003	0.0006	74.34
Nafta	69.3	0.025	0.008	72.12
Gasoil	74.1	0.0039	0.0039	75.24
GNC	56.1	0.092	0.003	59.47
Biodiesel	74.1	0.0039	0.0039	75.24

Fuente: TERCERA COMUNICACIÓN NACIONAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA A LA CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO

### Podere caloríficos de combustibles

Combustible	Unidad	kcal/Unidad	kwh/unidad	Densidad
Fuel oil	litros	9261	10.8	0.94
Fuel oil	kg	9800	11.4	
Gasoil	litros	8616	10.0	0.84
Gasoil	kg	10155	11.8	
Nafta	litros	7512	8.7	0.74
Nafta	kg	10152	11.8	
GLP	litros	5961	6.9	0.54
GLP	kg	11100	12.9	
Biodiesel	litros	7832	9.1	0.88
Biodiesel	kg	8900	10.3	
Biogas	kg	4500	5.2	
Gas natural	m3	8300	9.6	0.72
Leña	kg	2300	2.7	

Fuente: Balance Energético Nacional 2015

# PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y COMPENSACIÓN DE EMISIONES DE G.E.I.

