

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL ELÉCTRICO DEL BIOGÁS OBTENIDO DE BIOMASA RESIDUAL
BOVINA Y PORCINA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS DE COLOMBIA

PRESENTADO POR:

ÁNGEL DAVID RODRÍGUEZ VARGAS

LAURA ANDREA MORALES GARCÍA

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO CURRICULAR DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

GRUPO DE COMPATIBILIDAD E INTERFERENCIA ELECTROMAGNÉTICA (GCEM)

BOGOTÁ, D.C.

2017

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL ELÉCTRICO DEL BIOGÁS OBTENIDO DE BIOMASA RESIDUAL
BOVINA Y PORCINA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS DE COLOMBIA

PRESENTADO POR:

ÁNGEL DAVID RODRÍGUEZ VARGAS

LAURA ANDREA MORALES GARCÍA

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE PROFESIONALES EN INGENIERÍA
ELÉCTRICA

DIRECTOR:

I.E. MSc. PhD(c). HERBERT ENRIQUE ROJAS CUBIDES

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO CURRICULAR DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

GRUPO DE COMPATIBILIDAD E INTERFERENCIA ELECTROMAGNÉTICA (GCEM)

BOGOTÁ, D.C.

2017

Trabajo de grado aprobado por la Facultad de Ingeniería en cumplimiento de los requisitos exigidos para otorgar el título de:
Ingenieros Eléctricos

I.E. MSc. PhD(c). Herbert Enrique Rojas Cubides
Director del trabajo de grado

Evaluador

Universidad Distrital Francisco José de Caldas
Bogotá, D.C., 2017

*Dedicada a nuestros padres y a Lina Morales, cuya
compresión y apoyo hicieron posible el desarrollo de
este trabajo*

David y Laura

AGRADECIMIENTO

A la Universidad Distrital Francisco José de Caldas por ser nuestro segundo hogar y brindarnos la oportunidad de crecer personal y profesionalmente.

A nuestro director de trabajo de grado el Ingeniero Herbert Enrique Rojas por sus enseñanzas, colaboración, dedicación y orientación.

Al Doctor Ulf Jeppsson de la Universidad de Lund en Suecia, por asesorarnos en la implementación computacional del modelo de digestión anaerobia No 1.

A nuestros amigos Lina María Morales, Sebastián Gómez y William Pataquiva por su colaboración y sus comentarios que enriquecieron el desarrollo del trabajo

Y por último a nuestros padres que nos brindaron un apoyo incondicional.

RESUMEN

Esta investigación presenta una visión integrada sobre el proceso completo de producción de biogás a partir de residuos pecuarios y su posterior conversión a electricidad. Además, busca de manera general estimar el potencial máximo del residuo (Pr), el teórico aprovechable (Pteo) y el técnico (eléctrico Ptec) del biogás que es producido por la digestión anaerobia (DA) de biomasa residual bovina y porcina. El análisis está orientado principalmente a las zonas no interconectadas (ZNI) de Colombia, donde la disponibilidad de residuos y las necesidades de abastecimiento eléctrico hacen necesario buscar alternativas energéticas sostenibles.

La producción de biogás es estimada usando el *Anaerobic Digestion Model No 1* (ADM1). Mientras que los potenciales energéticos son calculados teniendo en cuenta los parámetros operacionales de las tecnologías involucradas en el proceso de conversión de biogás a electricidad. Estas tecnologías de conversión incluyen celdas de combustible (CC), turbinas de gas (TG) y motores de combustión interna (MCI), las cuales son analizadas a partir de una revisión de la literatura y la aplicación de diferentes modelos matemáticos. Todos los modelos son implementados e integrados en un entorno de simulación desarrollado en MATLAB/Simulink®, con el fin de facilitar y agilizar su uso.

Adicionalmente, se formula una metodología que permite estimar el Pr, el Pteo y el Ptec, y al mismo tiempo, identificar las ZNI de Colombia donde los sistemas de generación de energía eléctrica a partir de biogás (SGEB) tienen mejores perspectivas para su implementación. Esta metodología también es capaz de determinar la cantidad de residuo necesario para abastecer una demanda eléctrica específica. Para presentar la funcionalidad de la metodología propuesta y los modelos implementados, se simuló dos posibles escenarios de aplicación en las ZNI, uno para la biomasa residual bovina y el otro para la biomasa residual porcina.

El potencial máximo del biogás generado por la descomposición anaerobia del 100% de los residuos bovinos y porcinos de todas las ZNI es superior a los 32000 y 600 GJ/día, respectivamente. A su vez, el potencial teórico estimado, tomando en cuenta un factor de recuperación de la biomasa residual del 12,5%, está alrededor de 3800 GJ/día para el residuo bovino y 81 GJ/día para el residuo porcino. Entre tanto, para determinar el potencial eléctrico se consideraron eficiencias de conversión biogás a electricidad del 40, 30 y 50 % en módulos de conversión basados en MCI, TG y CC respectivamente. Para la tecnología con menor eficiencia (TG) el potencial técnico fue de 320,83 MWh/día para la industria bovina y 6,83 MWh/día para la industria porcina. Si se asume un consumo promedio por usuario de 5,06 kWh, los residuos bovinos de todas las ZNI podrían abastecer 63400 hogares y los residuos porcinos 1348 hogares.

Por otro lado, la metodología permitió identificar que para el caso bovino el municipio de *San Vicente del Caguán* presenta buenas perspectivas para la implementación de un sistema de generación eléctrica a partir de biogás. Donde, la localidad que podría presentar un mayor impacto positivo con la instalación de uno de estos sistemas es *San Juan de Caquetania*. En la cual, basta con recolectar menos del 0,2% del residuo (9600 kg/día) del municipio para abastecer completamente la demanda inicial de la localidad (809 kWh/día). En un periodo de proyección de 15 años, este porcentaje de biomasa debe aumentar al 0,35% (22972 kg/día) para abastecer su demanda proyectada (1742 kWh/día). En el caso porcino, la zona que sobresalió fue el municipio de *Puerto Gaitán*, en el cual la localidad que podría presentar un mayor impacto positivo para la instalación de un SGEB es *El Porvenir*. Donde, el 22,2% de la biomasa residual porcina de *Puerto Gaitán* (70155,3 kg/día) es necesaria para abastecer la demanda de energía eléctrica inicial (4035 kWh/día) de la localidad. Mientras que para abastecer la demanda proyectada a 15 años es necesario contar con el 45% de la biomasa residual porcina de todo el municipio.

Palabras Clave: biogás, desarrollo sostenible, digestión anaerobia, energía renovable, entorno de simulación, generación de energía eléctrica, modelamiento computacional, potencial energético, residuos pecuarios, sistemas de conversión de energía, zonas no interconectada

ABSTRACT

This research presents an integrated point of view about the full process of biogas production, starting from livestock waste and its transformation to electricity. Also, it looks for the general way to estimate the maximum potential of the waste (Pr), the usable theoretical potential ($Pteo$) and the technical potential ($Ptec$) of biogas produced by the anaerobic digestion of bovine and porcine biomass waste. The analysis was mainly oriented to non interconnected zones (ZNI) where the waste availability and the electricity supply needs force to find energetic alternatives.

Biogas production is estimated using the Anaerobic Digestion Model No 1 (ADM1). While the energy potentials are calculated taking into account the operational parameters of the technologies involved in the biogas electricity conversion process. These conversion technologies include fuel cells (CC), gas turbines (TG) and internal combustion engines (MCI), which are analyzed from a review of the literature and the application of different mathematical models. All models were implemented and integrated in a simulation environment developed in MATLAB/Simulink® that facilitate and expedite its use.

Additionally, a methodology is formulated to estimate the Pr , the $Pteo$ and the $Ptec$. At the same time, it identify the ZNI of Colombia where the power generation systems from biogas ($SGEB$) have better perspectives for its implementation. This methodology is also able to determine the amount of waste needed to supply a specific electrical demand. In order to present the functionality of the proposed methodology and the implemented models, two possible scenarios of application in the ZNI were simulated, one for anaerobic digestion of cattle slurry and the other for the swine manure.

The maximum biogas potential generated by the anaerobic digestion of 100% of bovine and porcine biomass waste of all the ZNI is over to 32000 and 600 GJ/day, respectively. At the same time, the estimated theoretical potential, taking into account a residual biomass recovery factor of 12,5%, is around 3800 GJ / day for cattle slurry and 81 GJ/day for swine manure. Meanwhile, to determine the electrical potential, 40, 30 and 50% biogas electricity conversion efficiencies were considered in conversion modules based on MCI, TG and CC, respectively. For the technology with the lowest efficiency (TG) the technical potential was 320,83 MWh/day for the bovine industry and 6,83 MWh/day for the swine industry. Assuming an average consumption per user of 5,06 kWh, cattle slurry from all the ZNI could supply 63400 households and 1348 households with swine manure.

On the other hand, the methodology allowed to identify that for the cattle manure, the municipality of *San Vicente del Caguán* presents good perspectives to the implementation of a power generation system from biogas. Where, the locality that could present a greater positive impact with the installation of one of these systems is *San Juan de Caquetania*. For this case is enough to collect less than 0,2% of the waste of the municipality (9600 kg/day) to fully supply the initial demand of the locality (809 kWh/day). Over a projection period of 15 years, this percentage of biomass must increase to 0,35% (22972 kg/day) to supply its projected demand (1742 kWh/day). In the porcine case, the zone that stood out was the municipality of *Puerto Gaitán*, in which the locality that could present a greater positive impact for the installation of a $SGEB$ is *El Porvenir*. Where, the 22,2% of the swine manure of *Puerto Gaitán* (70155,3 kg/day) is necessary to supply the initial electrical energy demand (4035 kWh/day) of the locality. While to supply the projected demand to 15 years is necessary to have 45% of porcine biomass waste of the whole municipality.

Keywords: *anaerobic digestion, biogas, computational modeling, energy conversion systems, energy potential, livestock waste, non interconnected zones, power generation, renewable energy, simulation environment, sustainable development.*

CONTENIDO

AGRADECIMIENTO	IX
RESUMEN.....	XI
ABSTRACT.....	XIII
CONTENIDO	XV
LISTA DE TABLAS.....	XXI
LISTA DE FIGURAS	XXV
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.2 OBJETIVOS	1
1.2.1 OBJETIVO GENERAL	1
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.3 JUSTIFICACIÓN	2
1.4 ESTRUCTURA DE ESTE TRABAJO DE GRADO	2
1.5 PRODUCTOS DE ESTE TRABAJO DE GRADO	4
2 FUNDAMENTOS DE LA DIGESTIÓN ANAEROBIA Y EL BIOGÁS.....	5
2.1 LA BIOMASA COMO FUENTE DE ENERGÍA.....	5
2.1.1 Conversión termoquímica	5
2.1.2 Conversión Bioquímica.....	5
2.2 DIGESTIÓN ANAEROBIA (DA).....	6
2.2.1 Crecimiento microbiano.....	7
2.2.2 Microbiología y bioquímica del proceso de DA	8
2.2.3 Etapas de la digestión anaerobia	9
2.2.4 Factores que afectan el proceso de la DA	10
2.3 PARÁMETROS DE OPERACIÓN EN EL PROCESO DE DA.....	13
2.3.1 Tasa de dilución	13
2.3.2 Tasa de carga orgánica (TCO)	13
2.3.3 Tiempo de retención hidráulica (TRH).....	13
2.3.4 Tiempo de retención de solidos (TRS).....	14
2.3.5 Tiempo de inicio o puesta en marcha del biodigestor	14
2.3.6 Agitación.....	15
2.4 BIODIGESTOR	15
2.4.1 Biodigestores continuos y semi continuos.	16
2.4.2 Biodigestores discontinuos o de régimen estacionario	20

2.4.3	Sistemas compuestos.....	21
2.5	BIOGÁS	21
2.5.1	Poder calorífico del biogás	22
2.5.2	Aplicaciones del biogás	22
2.5.3	Pre tratamientos del biogás	24
3	MODELOS DE DIGESTIÓN ANAEROBIA	25
3.1	MODELO DE DIGESTIÓN ANAEROBIA NÚMERO 1 (ADM1).....	25
3.1.1	Balace de masa	27
3.1.2	Reacciones Bioquímicas	28
3.1.3	Reacciones Fisicoquímicas.....	30
3.1.4	Procesos de inhibición.....	32
3.1.5	Ecuaciones del modelo	32
3.1.6	Implementación del modelo	34
3.1.7	Validación y análisis del ADM1.....	36
3.1.8	Modelo de transformación.....	37
3.2	MODELOS LINEALES	38
3.2.1	Modelo lineal de emisiones de metano producidas por la gestión del estiércol.....	38
3.2.2	Modelo del atlas de potencial energético.....	39
3.2.3	Modelo lineal de la UPME para la implementación de sistemas de producción de biogás.....	39
3.2.4	Modelo de potencial energético simplificado	41
4	TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN BIOGÁS ELECTRICIDAD	43
4.1	MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA (MCI).....	43
4.1.1	Motor de encendido por chispa o provocado (MEP)	44
4.1.2	Motor de encendido por compresión (MEC)	48
4.2	TURBINAS DE GAS (TG).....	49
4.2.1	Modelo termodinámico del Ciclo Brayton.....	50
4.2.2	Modelo de Rowen	51
4.3	CELDA DE COMBUSTIBLE (CC)	54
4.3.1	Celdas de combustible alimentadas con biogás	55
4.3.2	Celda de combustible de óxido solido (SOFC).....	55
4.4	FUNDAMENTOS BÁSICOS DEL GENERADOR SINCRÓNICO	57
4.5	ELEMENTOS COMPLEMENTARIOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN BIOGÁS ELECTRICIDAD	59
4.6	IMPLEMENTACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA DE LOS MODELOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN BIOGÁS ELECTRICIDAD	61

5	ENTORNO DE SIMULACIÓN SGEB	63
5.1	DESCRIPCIÓN GENERAL.....	63
5.2	LIBRERÍAS	63
5.3	INTERFAZ GRÁFICA PRINCIPAL.....	64
5.4	<i>INICIO</i> : PESTAÑA DE INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA	65
5.5	MÓDULO PRODUCCIÓN DE BIOGÁS.....	65
5.5.1	Modelo de digestión anaerobia número 1 (ADM1)	67
5.5.2	Modelo de digestión anaerobia más matriz de transformación.....	70
5.5.3	Modelo lineal que sigue la metodología del atlas de potencial de biomasa residual.....	72
5.6	MÓDULO TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN BIOGÁS ELECTRICIDAD	73
5.6.1	Ciclo Otto	74
5.6.2	Ciclo Brayton.....	75
5.6.3	Modelo de Rowen para una turbina a gas	76
5.6.4	Modelo de una celda de combustible de óxido sólido (SOFC)	77
6	METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE POTENCIAL ELÉCTRICO Y SELECCIÓN DE ESCENARIOS DE APLICACIÓN.....	79
6.1	ANTECEDENTES EN EL USO DE METODOLOGÍAS PARA LA ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA BIOMASA	79
6.1.1	Análisis del potencial técnico de las Energías Renovables en EE. UU	79
6.1.2	Propuesta metodológica para la toma de decisiones sobre bioenergía en un contexto complejo y diverso	80
6.1.3	Inventario del Potencial de Bioenergía de la Columbia Británica.....	81
6.1.4	Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia.....	81
6.1.5	Metodología para la estimación del potencial energético de la biomasa y su aplicación en Colombia	82
6.1.6	Propuesta metodológica para la estimación de potencial energético de la biomasa residual pecuaria.	83
6.2	METODOLOGÍA PLANTEADA PARA LA ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL ELÉCTRICO DEL BIOGÁS.....	86
6.2.1	Fase I – Estimación del potencial máximo, potencial teórico y potencial técnico de la biomasa residual bovina y porcina en ZNI de Colombia.....	87
6.2.2	Fase II – Selección de los escenarios de aplicación.....	95
6.2.3	Fase III–Análisis de los escenarios de aplicación y construcción de funciones de generación de electricidad.....	97
7	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA	105
7.1	CONSIDERACIONES PRELIMINARES	105
7.2	RESULTADOS FASE I.....	106

7.3	RESULTADOS FASE II	111
7.4	RESULTADOS FASE III – CASO 1 – SAN JUAN DE CAQUETANIA	115
7.4.1	Caracterización del caso de estudio.....	115
7.4.2	Estimación de la demanda de los usuarios proyectada a 15 años	115
7.4.3	Estimación de la energía de autoconsumo de la planta y la demanda eléctrica total insatisfecha (DETI) 118	
7.4.4	Construcción de las FGE lineales con variaciones en las dimensiones del reactor	118
7.4.5	Construcción de las FGE no lineales bajo condiciones de diseño del reactor constantes.	119
7.4.6	Dimensionamiento de los módulos de conversión biogás electricidad (MCBE).....	122
7.5	RESULTADOS FASE III CASO 2 – EL PORVENIR – PUERTO GAITÁN.....	123
7.5.1	Caracterización del caso de estudio.....	123
7.5.2	Estimación de la demanda de los usuarios proyectada a 15 años	123
7.5.3	Estimación de la energía de autoconsumo de la planta y la demanda eléctrica total insatisfecha (DETI) 126	
7.5.4	Construcción de las FGE lineales con variaciones en las dimensiones del reactor	126
7.5.5	Construcción de las FGE bajo condiciones de diseño del reactor constantes.....	127
7.5.6	Dimensionamiento de los módulos de conversión biogás electricidad (MCBE).....	130
8	ANÁLISIS EXPLORATORIO DEL COMPORTAMIENTO TRANSITORIO EN UN MÓDULO DE CONVERSIÓN BIOGÁS ELECTRICIDAD	133
8.1	ANÁLISIS TRANSITORIO DE UN MCBE BASADO EN SOFC	133
8.2	ANÁLISIS TRANSITORIO DE UN MCBE BASADO EN TURBINA DE GAS.....	136
9	DISCUSIÓN, CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	139
9.1	DISCUSIÓN Y RECOMENDACIONES	139
9.2	CONCLUSIONES.....	141
9.3	TRABAJOS FUTUROS.....	143
	REFERENCIAS	145
	ANEXOS.....	¡Error! Marcador no definido.
A.	ANEXO: BIOGÁS.....	157
A.1	MÉTODOS DE FILTRADO Y PURIFICACIÓN PARA EL BIOGÁS	157
A.1.1	Purificación del biogás.....	157
A.1.2	Biometanización (Remoción de CO ₂).....	157
A.1.3	Adsorción por variación de presión (PSA por sus siglas en inglés Pressure Swing Adsorption) 157	
A.1.4	Separación por Membrana	157
A.1.5	Separación criogénica.....	157
A.1.6	Secado	157

A.1.7	Métodos “artesanales”	157
A.2	MÉTODOS DE REFORMADO PARA EL BIOGÁS	157
A.3	PROPIEDADES DEL GAS IDEAL DEL AIRE	157
A.4	PROYECTOS DOCUMENTADOS SOBRE EL APROVECHAMIENTO DEL BIOGÁS EN COLOMBIA	157
B.	ANEXO: MODELO DE DIGESTION ANAEROBIA No 1 (ADM1)	157
B.1	ESTRUCTURA BÁSICA DE LA MATRIZ PETERSEN	157
B.2	ECUACIONES DEL ADM1 CON IMPLEMENTACIÓN DAE	157
B.2.1	Tasas cinéticas (ρ_j)	157
B.2.2	Factores de inhibición en los procesos bioquímicos	157
B.2.3	Factores de inhibición no competitiva <i>Inh2 e Inh3</i> y de limitación de Nitrógeno (<i>IIN, lim</i>)	157
B.2.4	Inhibición por variación de pH ($I_{pH,aa}$, $I_{pH,ac}$ e $I_{pH,h2}$)	157
B.2.5	Ecuaciones diferenciales de concentraciones solubles	157
B.2.6	Ecuaciones diferenciales de concentraciones particuladas	157
B.2.7	Ecuaciones algebraicas para el cálculo de pH	157
B.2.8	Ecuaciones diferenciales de cationes y aniones	157
B.2.9	Ecuaciones de los estados iónicos para la implementación con DAE	157
B.2.10	Ecuaciones diferenciales de la fase gaseosa	157
B.2.11	Ecuaciones algebraicas de la fase gaseosa	157
B.3	ECUACIONES DEL MODELO ADM1 CON IMPLEMENTACIÓN ODE	157
B.3.1	Tasas cinéticas de las reacciones acido base para la implementación con ODE	157
B.3.2	Ecuaciones diferenciales de los estados iónicos para la implementación con ODE	157
B.4	SUB PROGRAMA PARA SISTEMA DE ECUACIONES ALGEBRAICAS PARA EL CÁLCULO DEL pH	158
B.5	SUB PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE LA CONCENTRACIÓN DE HIDROGENO S_{H_2}	158
B.6	VARIABLES DE ENTRADA, CONDICIONES INICIALES Y PARÁMETROS DEL ADM1	158
B.7	VALIDACIÓN DEL ADM1	158
B.7.1	Validación datos para residuo Bovino	158
B.7.2	Validación datos para residuo Porcino	158
B.8	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD: Artículo titulado <i>Assessment of the Input Substrate Characteristics Included in the Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1)</i>	158
C.	ANEXO: MODELO DE TRANSFORMACIÓN	158
C.1	MATRIZ DE TRANSFORMACIÓN	158
C.2	METODOLOGÍA DEL MODELO DE TRANSFORMACIÓN	158
C.3	VALORES DE ENTRADA AL MODELO DE TRANSFORMACIÓN	158

D.	ANEXO: VALIDACIÓN DE LOS MODELOS IMPLEMENTADOS EN MATLAB® PARA LOS TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN BIOGÁS ELECTRICIDAD.	158
D.1	VALIDACIÓN DEL MODELO TERMODINÁMICO DEL MEP	158
D.2	VALIDACIÓN DEL MODELO DE ROWEN PARA TURBINA DE GAS.....	158
D.3	VALIDACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE CELDA DE COMBUSTIBLE 158	
E.	ANEXO: MANUAL DE USUARIO.....	158
E.1	TUTORIAL.....	158
F.	ANEXO: CONSIDERACION ADICIONALES DE LA MEPEB_ZNI Y LOS RESULTADOS DE SU APLICACIÓN	158
F.1	CONCEPTOS A TENER EN CUENTA PARA PLANTEAR UNA METODOLOGÍA QUE ESTIME EL POTENCIAL DE LA BIOMASA	158
F.2	MAPAS DEL SECTOR PECUARIO EN COLOMBIA.....	158
F.2.1	Población total sector bovino (con la ubicación del caso 1 San Juan de Caquetania)	158
F.2.2	Población total sector Porcícola (con la ubicación del caso 2–El Provenir Puerto Gaitán)	158
F.3	EJEMPLO CON PASO A PASO PARA LA OBTENCIÓN DE RESULTADOS DE LA FASE I IMPLEMENTANDO LA INTERFAZ SGEB	158
F.4	RESULTADOS DE LA FASE I: Pr, Pteo y Ptec en ZNI CON PRODUCCIÓN RESIDUAL BOVINA Y/O PORCINA	158
F.5	COMPARACION DE RESULTADOS CON OTRAS METODOLOGÍAS.....	158
F.6	RESULTADOS DE LA FASE II: DATOS DE MUNICIPIOS Y LOCALIDADES SELECCIONADAS.....	158
G.	ANEXO: Ponencia <i>Análisis técnico de una microturbina operando con biogás generado por la digestión anaerobia de estiércol bovino</i> International Conference on Technology and Electric Engineering (CITIE), 2017	158

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Fases del crecimiento microbiano.	8
Tabla 2.2. Rangos de temperatura en el proceso de DA.	10
Tabla 2.3. Relación C/N típica de algunos residuos	11
Tabla 2.4. pH optimo y factible para cada etapa de la DA.	12
Tabla 2.5. Estimación de la composición del Biogás para dos tipos de sustratos.	22
Tabla 2.6. PCI del biogás para diferentes concentraciones de CH ₄	22
Tabla 3.1. Concentraciones del flujo de entrada y del flujo de salida.	27
Tabla 3.2. Concentraciones del flujo de biogás producido.....	27
Tabla 3.3. Ecuaciones que describen las tasas de crecimiento poblacional microbiano.....	29
Tabla 3.4. Funciones que describen las tres inhibiciones que el ADM1 tiene en cuenta.....	32
Tabla 3.5. Parámetros de entrada al modelo de transformación.	37
Tabla 3.6. Esquema simplificado de la matriz de transformación.	38
Tabla 3.7. Valores predeterminados de SV y B ₀ para diferentes especies pecuarias en Latinoamérica.	39
Tabla 3.8. Valores y características del estiércol de algunos animales.	40
Tabla 3.9. Metodología del modelo lineal para estimar la producción de biogás UPME.	40
Tabla 4.1. Ecuaciones por estado del ciclo ideal termodinámico Otto	47
Tabla 4.2. Parámetros de salida en un MEP	47
Tabla 4.3. Ecuaciones por etapa del ciclo ideal termodinámico Diésel.....	49
Tabla 4.4. Ecuaciones del ciclo Brayton.	51
Tabla 4.5. Ecuaciones de las constantes que representan la termodinámica del ciclo Brayton para el modelo de Rowen	53
Tabla 4.6. Lista de parámetros del modelo Rowen.....	54
Tabla 4.7. Valores característicos de algunas tecnologías de conversión biogás electricidad.	60
Tabla 5.1. Botones de la paleta de opciones del módulo de producción de biogás.	65
Tabla 6.1. Criterios clave para la selección de tipos de biomasa disponible en una zona determinada.....	80
Tabla 6.2. Puntos clave para la selección de método de conversión de la biomasa seleccionada como disponible.	81
Tabla 6.3. Pasos de la metodología propuesta en[165].	83
Tabla 6.4 Población pecuaria por departamentos.....	90
Tabla 6.5. Producción de estiércol según peso vivo promedio en el subsector Bovino y Porcino.....	92
Tabla 6.6. Características de la biomasa residual pecuaria usadas como entrada en el ADM1	93
Tabla 6.7. Variaciones en parámetros estequiométricos y bioquímicos del modelo ADM1.....	94
Tabla 6.8. Ecuaciones para el cálculo de la demanda energética proyectada total insatisfecha en la localidad k	101

Tabla 7.1. Cantidad de animales de San Vicente del Caguán divididos por grupo etario en el 2016.....	106
Tabla 7.2. Cálculo del caudal de entrada y dimensiones del biodigestor: ejemplo del sector bovino	106
Tabla 7.3. Municipios ZNI con producción residual bovina y/o porcina y mayor potencial energético del residuo (Pr) y teórico (Pteo) obtenidos al aplicar la fase I de la MEPEB_ZNI.....	109
Tabla 7.4. Resumen de indicadores obtenidos de la fase I.....	111
Tabla 7.5. Municipio ZNI con mayor factor de impacto al aplicar la fase II de la MEPEB_ZNI	113
Tabla 7.6. Localidades seleccionadas para la posible aplicación de un SGEGB según la fase II de la MEPEB_ZNI	114
Tabla 7.7 Resumen de los casos de estudio.....	114
Tabla 7.8. $DETI_{,py}$ para el caso 1	118
Tabla 7.9. Cantidad de residuo necesario para abastecer la DETI de <i>San Juan de Caquetania</i> a los 7,5 años y características de diseño del reactor.....	119
Tabla 7.9. Cantidad de residuo necesario para abastecer la demanda inicial, la DETI de 7,5 años y la DETI de 15 años sin variar el volumen del reactor para el caso 1	122
Tabla 7.11. Dimensionamiento de los módulos de conversión para el caso 1.....	123
Tabla 7.12. Ecuaciones utilizadas para el cálculo de la $DETI_{,py}$ en el caso 2.....	126
Tabla 7.13. Cantidad de residuo necesario para abastecer la DETI de <i>El Porvenir</i> a los 7,5 años.....	127
Tabla 7.14. Cantidad de residuo necesario para abastecer la demanda inicial, la DETI de 7,5 años y la DETI de 15 años sin variar el volumen del reactor para el caso 2	130
Tabla 7.15. Dimensionamiento de los MCBE para el caso 2 a los 7,5 y 15 años	130
Tabla A.1. Métodos de reformado	157
Tabla A.2. Propiedades del gas ideal del aire	157
Tabla A.3. Proyectos documentados del aprovechamiento energético del biogás generado por la DA de residuos agropecuarios en Colombia.	157
Tabla A.4. Proyectos identificados por los PERS para el aprovechamiento energético del biogás generado por la DA de residuos orgánicos en Colombia.	157
Tabla B.1. Estructura simplificada de la matriz Petersen.....	157
Tabla B.2. Matriz Petersen Parte 1 Componentes solubles	157
Tabla B.3. Matriz Petersen Parte 2 Componentes particulados.	157
Tabla B.4. Tasas cinéticas.....	157
Tabla B.5. Tasas cinéticas de la transferencia de gas	157
Tabla B.6. Factores de inhibición en los procesos de consumo de biomasa	157
Tabla B.7. Factores de inhibición en los procesos bioquímicos	157
Tabla B.8. Factores de inhibición por variación de pH.....	157
Tabla B.9. Ecuaciones diferenciales concentraciones solubles.....	157
Tabla B.10. Ecuaciones adicionales para cerrar el balance de carbono.....	157

Tabla B.11. Ecuaciones diferenciales de las concentraciones particuladas.....	157
Tabla B.12. Ecuaciones algebraicas para el cálculo de pH y de los procesos ácido base.....	157
Tabla B.13. Ecuaciones diferenciales de cationes y aniones	157
Tabla B.14. Ecuaciones de los estados iónicos para la implementación con DAE.....	157
Tabla B.15. Ecuaciones diferenciales de la fase gaseosa.....	157
Tabla B.16. Ecuaciones algebraicas de la fase gaseosa.....	157
Tabla B.17. Tasas cinéticas de las reacciones ácido base para la implementación con ODE.....	157
Tabla B.18. Ecuaciones diferenciales de los estados iónicos para la implementación con ODE.....	157
Tabla B.19. Características del sustrato de entrada (aguas residuales en el caso base)	158
Tabla B.20. Condiciones iniciales del sustrato	158
Tabla B.21. Parámetros estequiométricos usados en la matriz Petersen	158
Tabla B.22. Parámetros bioquímicos	158
Tabla B.23. Parámetros fisicoquímicos	158
Tabla B.24. Resultados esperados y los obtenidos en la producción de biogás y su contenido de CH ₄ en la validación de la implementación del ADM1 para residuo bovino.....	158
Tabla B.25. Características de la biomasa residual porcina	158
Tabla B.26. Resultados esperados y los obtenidos en la producción de biogás y su contenido de CH ₄ en la validación de la implementación del ADM1 para residuo porcino.....	158
Tabla C.1. Características de la biomasa residual pecuaria usadas como entrada del modelo de transformación	158
Tabla D.1. Características de un MEP y el combustible para la validación de la implementación del modelo del ciclo Otto en la interfaz SGEB	158
Tabla D.2. Validación de la implantación del modelo termodinámico Otto en la interfaz SGEB	158
Tabla D.3. Parámetros de entrada para la validación de la implementación de la interfaz SGEB del modelo Rowen	158
Tabla D.4. Comparación de resultados para la curva característica de la SOFC.....	158
Tabla F.1. Resultados fase I: Pr, Pteo y Ptec en ZNI con producción residual bovina	158
Tabla F.2. Resultados fase I: Pr, Pteo y Ptec en ZNI con producción residual porcina	158
Tabla F.3. Resultados de otras investigaciones y su comparación con los resultados obtenidos con el ADM1.	158
Tabla F.4. Resultados fase II: factor de impacto en los municipios ZNI con biomasa residual bovina.....	158
Tabla F.5. Resultados fase II: factor de impacto en los municipios ZNI con biomasa residual porcina.....	158

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Estructura del trabajo de grado.	3
Figura 2.1. Alternativas de recuperación de la energía almacenada en la biomasa.	5
Figura 2.2. Ventajas en la aplicación de la DA.....	6
Figura 2.3. Crecimiento de poblaciones microbianas.	8
Figura 2.4. Transformación bioquímica del proceso de DA.....	9
Figura 2.5. Esquema general de un biodigestor tipo.	13
Figura 2.6. (a) Biodigestores modernos en una planta de biogás (b) Biodigestor de bajo costo.	16
Figura 2.7. Biodigestor con funcionamiento continuo.	16
Figura 2.8. Biodigestor tipo chino.	17
Figura 2.9. Biodigestor tipo Hindú.	17
Figura 2.10. Biodigestores tipo horizontal.	18
Figura 2.11. Biodigestores de mezcla completa sin recirculación (a) y con recirculación (b).....	19
Figura 2.12. Reactor UASB.....	19
Figura 2.13. Biodigestores de cultivo adherido. (a) Lecho expandido y (b) Lecho fluidizado.....	20
Figura 2.14. Biodigestor de membrana anaerobia.	20
Figura 2.15. Biodigestores tipo Batch.....	21
Figura 2.16. Procesos de conversión de Biogás a Electricidad.....	23
Figura 2.17. Principales productores de electricidad a partir de biogás en 2013.	24
Figura 2.18. Pre tratamientos del biogás.	24
Figura 3.1. Divisiones de la DQO.	25
Figura 3.2. Esquema del ADM1 en un biodigestor tipo de un solo tanque.	26
Figura 3.3. Proceso de DA para el ADM1.	28
Figura 3.4. Diagrama de la implementación del ADM1.	35
Figura 4.1. Cámara de combustión en un MEP.....	43
Figura 4.2. Funcionamiento del Ciclo Otto.	44
Figura 4.3. (a) Ciclo Otto real. (b) Ciclo Otto ideal.....	45
Figura 4.4. Ciclo Diésel ideal.	48
Figura 4.5. (a) Componentes de una turbina de gas de ciclo abierto. (b) Ciclo ideal simple de Brayton.	50
Figura 4.6. Modelo de Rowen de una TG implementado en MATLAB/Simulink®.	51
Figura 4.7. Sistema de combustión del modelo Rowen para la turbina.....	52
Figura 4.8. Sistema de medición y control de la temperatura.....	52
Figura 4.9. Sistema de compresor turbina.	53

Figura 4.10. Celdas de alta temperatura en un sistema de generación de electricidad a partir de biogás (SGEB).	55
Figura 4.11. Diagrama de bloques del modelo SOFC	57
Figura 4.12. Circuito equivalente por fase del generador sincrónico	57
Figura 4.13. Elementos de los módulos de conversión biogás electricidad para cada tecnología de conversión.	59
Figura 5.1. Librerías de producción de biogás.	63
Figura 5.2. Librerías de sistema de conversión biogás electricidad.	64
Figura 5.3. GUI Interfaz General.	64
Figura 5.4. Módulo de producción de biogás.	65
Figura 5.5. Módulo de producción de biogás después de cargar algún archivo <i>.mat</i> de resultados.	66
Figura 5.6. GUI para visualizar gráficamente las salidas del ADM1 y del ADM1+Matriz de transformación	66
Figura 5.7. Implementacion en Simulink® del ADM1.	67
Figura 5.8 Interior del bloque <i>Digestión Anaerobia</i> en Simulink®.	67
Figura 5.9. (a) Máscara del bloque del ADM1 con el botón radial en “Si”. (b) con el botón radial en “No”.	68
Figura 5.10. GUI para el ingreso de variables del ADM1.	68
Figura 5.11. Ventana Ingreso ADM1 luego de dar clic en el botón <i>Entrada</i>	69
Figura 5.12. Ventanas para ingresar los valores de los vectores <i>Condiciones iniciales</i> y <i>Parámetros</i> , respectivamente	70
Figura 5.13. GUI para el ingreso de valores del ADM1 + Matriz de transformación	71
Figura 5.14. (a) Máscara del bloque del ADM1 + matriz de transformación con el botón radial en “Si”. (b) con el botón radial en “No”.	71
Figura 5.15. GUI para el ingreso de valores del ADM1 + Matriz de transformación	72
Figura 5.16. Implementación del modelo lineal en MATLAB/Simulink®.	72
Figura 5.17. Máscara (a) Con el <i>Pop Up</i> en la opción <i>Bovino</i> . (b) Con el <i>Pop Up</i> en la opción <i>Porcino</i> .	73
Figura 5.18. Visualización del módulo de conversión de biogás a electricidad.	73
Figura 5.19. Implementación del ciclo Otto	74
Figura 5.20. Máscara para el modelo del ciclo Otto	75
Figura 5.21. Implementación del ciclo Brayton.	75
Figura 5.22. Máscara para el modelo del ciclo Brayton (a) Sin regenerador. (b) Con regenerador.	76
Figura 5.23. Implementación del modelo de Rowen para una turbina a gas en MATLAB/Simulink®.	76
Figura 5.24. Máscara para el modelo de la turbina a gas de Rowen: parte 1.	77
Figura 5.25. Máscara para el modelo de la turbina a gas de Rowen: parte 2	77
Figura 5.26. Implementación del modelo de una SOFC en MATLAB/Simulink®.	78
Figura 5.27. Máscara para el modelo de la SOFC.	78
Figura 6.1. Valorización energética de biomasa residual en relación al contenido de humedad	84

Figura 6.2. Metodología para la estimación del potencial energético de biomasa pecuaria.....	85
Figura 6.3. Niveles de potencial de la biomasa con sus respectivas definiciones.....	86
Figura 6.4. Diagrama general de la MEPEB_ZNI.....	87
Figura 6.5. Fase I Estimación del potencial técnico de la biomasa residual bovina y porcina en ZNI de Colombia.	88
Figura 6.6. Emisiones equivalentes de CO ₂ en Colombia.	90
Figura 6.7. Fase II: selección de los escenarios de aplicación ZNI con mayor factor de impacto y déficit de cobertura.	96
Figura 6.8. Fase III: análisis de los escenarios de aplicación y creación de Funciones de Generación Eléctrica (FGE)	98
Figura 6.9. Sub sistema 1: cálculo de la DETI _k , DETI _{py,n,k} y DETI _{py,2n,k}	99
Figura 6.10. Sub sistema 2: obtención de las FGE con variaciones en el Vliq del reactor de acuerdo al % de residuo evaluado.....	102
Figura 6.11. Sub sistema 3: obtención de las FGE con Vliq fijo y variando el % de residuo.....	104
Figura 7.1. Aspectos generales a analizar usando la MEPEB ZNI.....	105
Figura 7.2. Interfaz general con los resultados de producción de biogás usando <i>Et, bovino</i>	107
Figura 7.3. Interfaz general con los resultados de producción de biogás usando <i>Etrecolectable, bovino</i>	108
Figura 7.4. Curva de carga promedio diaria mensual, (a) Solano, Solano, Caquetá de junio 2017. (b) primer periodo en <i>San Juan de Caquetania</i> , San Vicente del Caguán, Caquetá.....	116
Figura 7.5. Historial de consumo eléctrico y horas de cobertura en Solano, Solano, Caquetá	117
Figura 7.6. FGE para el caso 1 <i>San Juan de Caquetania</i>	119
Figura 7.7. FGE para una celda de combustible (CC) con Vliq =524,93 [m ³] y Vgas=174,97 [m ³] para el caso 1	120
Figura 7.8. FGE para el motor de combustión interna (MCI) con Vliq =654,61[m ³] y Vgas= 218,2 [m ³] para el caso 1	121
Figura 7.9. FGE para la turbina de gas (TG) con Vliq =870,75 [m ³] y Vgas=290,25 [m ³] para el caso 1	121
Figura 7.10. (a) Curva de carga promedio diaria mensual para Mapiripán junio 2017 (b) Curva de carga estimada del primer mes para el caso 2: <i>El Porvenir</i>	124
Figura 7.11. (a) Historial de consumo eléctrico y horas de cobertura en Mapiripán. (b) Proyección de la demanda.....	125
Figura 7.12. FGE para el caso 2 – <i>El Porvenir</i>	127
Figura 7.13. FGE para la SOFC con Vliq =3301,39 [m ³] y Vgas=1110,46 [m ³] para el caso 2 – <i>El Porvenir</i>	128
Figura 7.14. FGE para el MCI con Vliq =4164,89 [m ³] y Vgas=1388,29 [m ³] para el caso 2 – <i>El Porvenir</i> . 129	
Figura 7.15. FGE para la turbina a gas (TG) con Vliq =5554,06 [m ³] y Vgas=1851,35 [m ³] para el caso 2 – <i>El Porvenir</i>	129
Figura 8.1. Montaje en Simulink® para la simulación de un MCBE basado en una SOFC de 100 kW.	133
Figura 8.2. Curva de carga del caso 1 <i>San Juan de Caquetania</i>	134

Figura 8.3. (a) Tensión de salida de la SOFC (b). Corriente de salida en la SOFC.....	134
Figura 8.4. (a) Potencia de salida en la SOFC (b) Flujo de hidrógeno en el ánodo de la celda.....	135
Figura 8.5. (a) Potencia en la carga (b) índice de modulación del regulador de tensión.	136
Figura 8.6. (a) Tensión en la carga. (b) Corriente en la carga.	136
Figura 8.7. Montaje en Simulink para la simulación de un MCBE basado en microturbina de gas.	137
Figura 8.8. (a) Montaje simplificado del MCBE basado en una TG de 60 kW. (b) potencia mecánica en la turbina a gas.	137
Figura 8.9. Demanda de combustible para la carga promedio.....	138
Figura A.1. Costo específico de algunos métodos de purificación y filtrado del biogás a 2014.....	157
Figura B.1. Diagrama del subprograma “Cal_pH”. Basado en la implementación de Rosen & Jeppsson [96].	158
Figura B.2. Diagrama del subprograma “Cal_Sh2”. Basado en la implementación de Rosen & Jeppsson [96].	158
Figura B.3. TRH, Tasa de carga de SV y caudal de entrada.....	158
Figura B.4. Datos de la producción de biogás [m ³ /día] esperados.	158
Figura B.5. Contenido de CH ₄ en el biogás esperado.	158
Figura B.6. (a) tasa de producción de biogás [m ³ /día] y (b) contenido de CH ₄ en el biogás, obtenidos de la implementación del ADM1 en MATLAB/Simulink®.....	158
Figura B.7. Caudal y ST de entrada.....	158
Figura B.8. Caudal y ST de entrada simulados	158
Figura B.9. Producción de biogás [m ³ /día] esperado.	158
Figura B.10. Contenido de CH ₄ en el biogás esperado.	158
Figura B.11. Producción de biogás [m ³ /día] obtenido de la implementación del ADM1 en MATLAB/Simulink®.	158
Figura B.12. Contenido de CH ₄ en el biogás obtenido de la implementación del ADM1 en MATLAB/Simulink®.	158
Figura D.1. Configuración de la máscara del bloque MEP y resultados obtenidos en Simulink®.....	158
Figura D.2. Montaje en Simulink® para la validación del modelo de Rowen.....	158
Figura D.3. Configuración de la máscara del modelo de Rowen para la TG.....	158
Figura D.4. Resultados esperados luego de escalón de velocidad de 0,3% (a) Potencia mecánica de salida de la TG. (b) Temperatura de los gases de escape en una TG.	158
Figura D.5. Resultados obtenidos luego de escalón de velocidad de 0,3% (a) Potencia mecánica de salida de la TG. (b) Temperatura de los gases de escape en una TG.	158
Figura D.6 (a) Resultados esperados para la curva característica de la SOFC simulada en [160]. (b) resultados obtenidos	158
Figura D.7 Montaje de la simulación para obtener la curva característica de la SOFC presentada en [160].	158
Figura D.8 Configuración de la máscara del modelo SOFC	158

Figura E.1. Código QR con el enlace al video tutorial.....	158
Figura F.1. Tipos de estudios encontrados en la literatura para la estimación del potencial de la biomasa.	158
Figura F.2. Mascara ADM1.....	158
Figura F.3. Ingreso de variables al ADM1.....	158
Figura F.4. Mensaje: volver a Simulink®.	158
Figura F.5. Resultados de la simulación del modelo ADM1 en Simulink®.	158
Figura F.6. Abrir proyecto en el Módulo Biogás	158
Figura F.7. Interfaz general con los resultados de producción de biogás usando <i>Et, bovino</i>	158

1 INTRODUCCIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Las políticas ambientalmente sostenibles que se han formulado para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, han impulsado el desarrollo de las energías renovables en el mundo. Al mismo tiempo, se ha buscado valorizar energéticamente la gran cantidad de residuos derivados de las actividades productivas de países industrializados y no industrializados [1]. En este contexto, surge como alternativa el biogás, el cual es producido a partir de la descomposición controlada de residuos orgánicos en un proceso bioquímico y fisicoquímico llamado digestión anaerobia (DA) [2]. Con este proceso se logran beneficios ambientales, sociales y económicos, lo que ha llevado a varios países a formular proyectos orientados a masificar su uso mediante esquemas de energización rural que integren y fortalezcan las actividades productivas de una región [3], [4]. Este enfoque ha demostrado ser una herramienta efectiva para impulsar un desarrollo sostenible [5], [6].

En Colombia, la imposibilidad de llevar energía eléctrica a algunas zonas remotas y rurales ha hecho que dichos lugares presenten un rezago social, económico y tecnológico, lo cual es alarmante si se tiene en cuenta que las zonas no interconectadas (ZNI) representan el 58% de la extensión del territorio nacional [7]. Para solventar el déficit eléctrico de las ZNI se recurrió a la generación distribuida, la cual en el contexto colombiano se basa en motores diésel que impulsan pequeños generadores [8]. Sin embargo, estos motores producen emisiones de gases de efecto invernadero e incurrir en altos costos de operación, mantenimiento y administración, debidos en parte a la dificultad de transportar el combustible hasta estas zonas apartadas del país [9]. Esta situación crea la necesidad de buscar fuentes alternativas de generación eléctrica que aprovechen los recursos renovables disponibles en las ZNI [3].

La mayoría de las ZNI basan su economía en el sector pecuario, el cual genera anualmente más de 105 millones de toneladas de residuos en todo el país [10]. Lamentablemente, un gran porcentaje de estos residuos son vertidos sin ningún tratamiento a las cuencas hidrográficas o son dispuestos en rellenos sanitarios donde se liberan gases contaminantes como el metano y el dióxido de carbono [11]. No obstante, el impacto negativo de estos residuos puede minimizarse si son sometidos a procesos de tratamiento adecuados como la digestión anaerobia (DA), el cual es un proceso que transforma la materia orgánica en subproductos aprovechables como el biogás y el bioabono [2], [12].

El biogás es un biocombustible que puede ser usado como fuente de energía renovable para la producción de energía térmica, mecánica y eléctrica [12]. Sin embargo, este biocombustible no ha sido ampliamente utilizado en el país debido a la falta de conocimiento sobre el complejo proceso de DA y a los pocos incentivos financieros para este tipo de proyectos [9]. Otros obstáculos para la difusión del biogás han sido los costos de inversión considerables en los equipos e infraestructura necesaria para su explotación y la necesidad de mano de obra capacitada para la instalación y mantenimiento de las plantas que lo producen [2]. En consecuencia, la producción de biogás se encuentra en una fase temprana de desarrollo [13] y su ingreso al mercado energético colombiano ha sido lento.

Por otro lado, en el ámbito académico colombiano existen pocas investigaciones que incorporen todas las etapas del proceso de conversión biogás electricidad por lo que el verdadero potencial de este proceso es subestimado. De este contexto surge la siguiente problemática ¿Cómo determinar el potencial eléctrico de un sistema de generación de energía eléctrica a partir de biogás (SGEB) en ZNI de Colombia, que tengan disponibilidad de residuos pecuarios?

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Estimar el potencial eléctrico de un sistema de generación de electricidad a partir de biogás para zonas no interconectadas de Colombia que tengan disponibilidad de biomasa residual bovina y porcina.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir el proceso de digestión anaerobia para identificar los parámetros operacionales y las características del sustrato que más lo afectan.
- Determinar el comportamiento de las tecnologías de conversión biogás electricidad (motor de combustión interna, turbina de gas y celda de combustible) y las condiciones operativas necesarias para la generación de energía eléctrica a partir de biogás.
- Formular una metodología que permita estimar el potencial de generación de energía eléctrica a partir de biogás en zonas no interconectadas de Colombia.
- Aplicar la metodología desarrollada a dos escenarios de estudio con alta disponibilidad de biomasa residual y alto déficit de cobertura eléctrica.

1.3 JUSTIFICACIÓN

El biogás ha demostrado ser un biocombustible capaz de responder a las necesidades energéticas de las comunidades [14]–[17]. Adicionalmente, su producción y uso trae beneficios sociales, económicos y ambientales como la valorización energética de los residuos [1], el tratamiento de las aguas residuales [18], el control de patógenos [19] y la reducción de la huella de carbono de los productos de origen agropecuario [20]. Al mismo tiempo, fomenta el empleo y mejora la competitividad del sector agropecuario [21].

Una de las formas más comunes para aprovechar el contenido energético del biogás es mediante su conversión a electricidad, realizada por módulos de conversión biogás electricidad basado en tecnologías como el motor de combustión interna, las celdas de combustible y la turbina de gas [12]. Estos módulos presentan diferentes ventajas y desventajas que deben ser evaluadas en cada caso particular con el fin de realizar una correcta selección y dimensionamiento de los SGEB. En el caso colombiano, el biogás puede ser muy útil en las ZNI, ya que con pequeñas modificaciones a los motores existentes se puede reemplazar gran parte del diésel con el que operan la mayoría de los grupos electrógenos [22]–[24].

Por otro lado, la Ley 1715 de 2014 del Congreso de la República incentiva el uso de la biomasa residual como fuente no convencional de energía (principalmente en las ZNI). La resolución N° 087 de 2016 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas abre la posibilidad de comercializar el biogás como sustituto del gas natural domiciliario [25], [26]. Estos cambios en la regulación hacen necesario desarrollar herramientas de análisis y tener conocimientos sólidos sobre la producción del biogás y sus aplicaciones, para aprovechar de manera óptima su potencial energético y apoyar el desarrollo de las zonas rurales del país en el marco del posconflicto. En consecuencia, deben formularse herramientas como metodologías y análisis de casos de estudio que estén orientados a estas zonas del país, con el fin de identificar los municipios con mejores perspectivas para desarrollar un SGEB.

Este trabajo de grado sigue la línea de investigación del proyecto curricular de ingeniería eléctrica en *fuentes de energía alternativa* y será desarrollado al interior del grupo de investigación de compatibilidad electromagnética (GCEM) de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

1.4 ESTRUCTURA DE ESTE TRABAJO DE GRADO

Este documento está organizado de la siguiente manera: el capítulo 2 describe un marco conceptual que está orientado a facilitar la comprensión del lector sobre el complejo proceso bioquímico y fisicoquímico que permite la descomposición de la biomasa en compuestos más simples como el biogás. El capítulo 3 presenta al lector algunos modelos matemáticos que representan la DA, centrándose en el ADM1 (*Anaerobic Digestion Model No 1*). Por su parte, el capítulo 4 describe los conceptos básicos de las tecnologías de conversión de biogás a electricidad y sus modelos matemáticos. En el capítulo 5 se describe el funcionamiento de la interfaz de usuario (GUI) desarrollada por los autores, donde se implementan los modelos matemáticos de la DA y los módulos de conversión biogás electricidad, con el fin de facilitar su operación y la obtención de resultados del presente trabajo de grado.

En el capítulo 6 se formula una metodología para estimar de manera general los potenciales: máximo, teórico y técnico (eléctrico) de la biomasa residual bovina y/o porcina de las ZNI. En el capítulo 7 se aplica esta metodología, se simulan 2 posibles escenarios de aplicación para un SGEB y se presentan los resultados obtenidos. Entre tanto, en el capítulo 8 se desarrolla un análisis exploratorio del comportamiento transitorio dinámico ante variaciones en la carga del módulo de conversión biogás electricidad. Por último, en el capítulo 9 se presentan una discusión, las conclusiones y los trabajos futuros de esta investigación.

Debido a la gran cantidad de información secundaria necesaria para el desarrollo de este trabajo de grado, el documento cuenta con siete (7) anexos. Donde se pueden encontrar todas las ecuaciones usadas en la implementación del ADM1, información complementaria sobre las tecnologías de conversión y las validaciones de los modelos. Además, se pueden consultar los datos adicionales de las ZNI que fueron usados para la metodología y algunos mapas y tablas que fueron construidos con los resultados. Asimismo, se incluye el manual de usuario del entorno de simulación. Toda la estructura de este trabajo de grado puede ser resumida en el esquema presentado en la Figura 1.1.

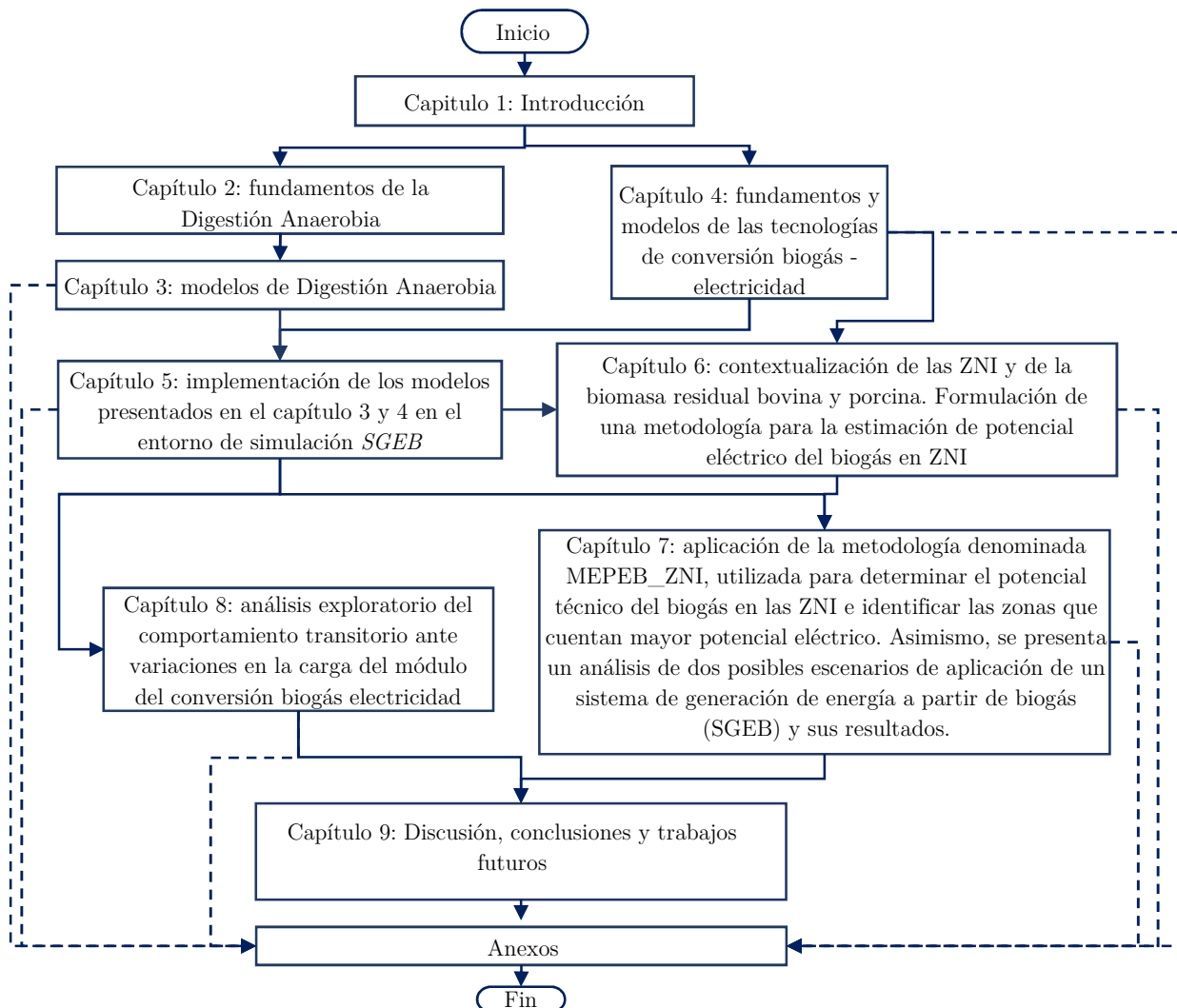


Figura 1.1. Estructura del trabajo de grado.

Fuente: autores.

1.5 PRODUCTOS DE ESTE TRABAJO DE GRADO

A partir del desarrollo de este trabajo de grado se obtuvieron una serie de productos asociados a la publicación en revistas de investigación y participaciones en eventos científicos que son listados a continuación.

- Ponencia *Generación eléctrica a partir de biodigestores en Colombia* Simposio internacional de ingeniería y Desarrollo de nuevas tecnologías, 2015, Universidad Santo Tomas, Tunja.
- Ponencia *Integrated Assessment of the Input Substrate Characteristics Included in the IWA Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1)*, Workshop on Engineering applications (WEA), 2016, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá.
- Artículo en revista *Assessment of the Input Substrate Characteristics Included in the Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1)*, Revista Ingeniería, vol. 22, no. 2, pp. 269–282, 2017.
- Ponencia *Simulación de un sistema de generación de energía eléctrica a partir de biogás producido por la digestión anaerobia de estiércol bovino*. III Congreso Internacional de Energía Sostenible, 2016, Universidad Santo Tomas, Bogotá.
- Ponencia *Análisis técnico de una microturbina operando con biogás generado por la digestión anaerobia de estiércol bovino* International Conference on Technology and Electric Engineering (CITIE), 2017, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá.
- Artículo en revisión – *Aprovechamiento del biogás y su aplicación en Colombia*, Revista Tecnura. Proceso iniciado en Marzo 22 de 2016.

2 FUNDAMENTOS DE LA DIGESTIÓN ANAEROBIA Y EL BIOGÁS

En este capítulo, se presentan los conceptos básicos que aproximan al lector al proceso de la digestión anaerobia (DA), incluyendo sus ventajas, sus retos, los factores que pueden afectarla y los microorganismos que hacen posible su aparición. De igual forma, se explica como la DA puede ser considerada una fuente de energía renovable gracias a su principal producto, el biogás. Adicionalmente, se dan a conocer algunas aplicaciones de este biocombustible y diferentes consideraciones que se deben tener en cuenta para su uso. Todos estos conceptos serán importantes más adelante para comprender los modelos matemáticos usados para describir la DA.

2.1 LA BIOMASA COMO FUENTE DE ENERGÍA

La biomasa puede ser considerada como todo tipo de material susceptible a ser descompuesto por efectos biológicos, es decir, cualquier material vegetal o sus derivados. Asimismo, la biomasa es una forma indirecta de energía solar. Esta se acumula en forma de carbono, que es producido por el metabolismo de las microorganismos fotótrofos al realizar la fotosíntesis [27]. Entre los derivados de la biomasa se encuentran residuos agroindustriales, forestales, animales y domésticos, entre otros.

En la antigüedad la madera era el principal combustible del mundo, ofreciendo calefacción e iluminación, hasta que fue desplazada por los combustibles fósiles [28]. En tiempos recientes se han desarrollado nuevos vectores energéticos llamados biocombustibles, que permiten aprovechar de manera más eficiente la energía almacenada en la biomasa (ver Figura 2.1.). Lo anterior es clave, si se piensa que las perspectivas para el futuro se centran en asegurar la renovación del recurso sin incurrir en conflictos con el uso del suelo [28]. Por esta razón, ha surgido el concepto de biomasa sostenible, compuesta por los cultivos energéticos y la biomasa residual, con los que se puede generar energía con un menor impacto ambiental negativo [29].

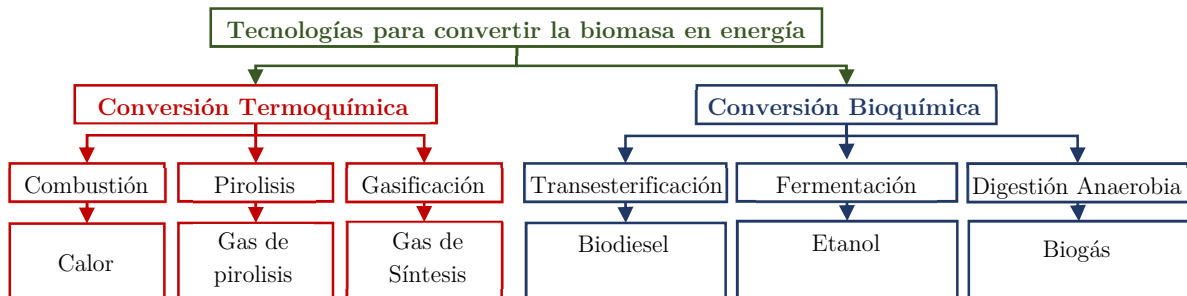


Figura 2.1. Alternativas de recuperación de la energía almacenada en la biomasa.

Fuente: adaptado de [30].

2.1.1 Conversión termoquímica

La conversión termoquímica es un proceso de transformación donde la biomasa en ambientes controlados (control de temperatura, presión y cantidad de oxígeno) se convierte en diferentes biocombustibles y productos químicos [29]. Existen tres procesos principales en la conversión termoquímica: la combustión, la pirólisis y la gasificación. Estos procesos se diferencian principalmente por la cantidad de oxígeno presente en la conversión, lo que determina los subproductos y las características del proceso. En la pirólisis, no hay presencia de oxígeno, en la gasificación, existe una presencia parcial del mismo; mientras que en la combustión, existe un exceso de este [29].

2.1.2 Conversión Bioquímica

La conversión bioquímica es la degradación de biomasa con características acuosas a partir de reacciones químicas y biológicas desarrolladas por el metabolismo de algunos microorganismos [31]. Gracias a estas reacciones, se pueden obtener diferentes tipos de biocombustibles dependiendo del proceso bioquímico utilizado

[31]. Este tipo de conversión es preferida cuando la biomasa presenta un alto contenido de humedad, ya que en los procesos termoquímicos se gasta mucha energía para evaporar dicha humedad, disminuyendo así su eficiencia global.

Los principales procesos de conversión bioquímica son la fermentación, la transesterificación y la DA. Los dos primeros están orientados a la producción de biocombustibles líquidos, mientras que la digestión anaerobia produce un biocombustible gaseoso [32]. Debido a las características de alta humedad de la biomasa residual de origen pecuario, el mejor método de conversión es la DA, este proceso será explicado con mayor detalle en la siguiente sección (Sección 2.2).

2.2 DIGESTIÓN ANAEROBIA (DA)

La DA comprende una red de reacciones secuenciales y paralelas de naturaleza bioquímica y fisicoquímica desarrolladas en un ambiente sin oxígeno [33], [34]. Estas reacciones se dan como producto del metabolismo de bacterias específicas que se interrelacionan para descomponer y transformar la materia orgánica biodegradable en un combustible gaseoso compuesto principalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2) llamado biogás [35]. De la misma manera, es posible generar como subproducto del proceso un fango efluente (digestato) rico en minerales (Nitrógeno [N], Fosforo [P], Potasio [K], Calcio [Ca], etc.) que lo convierten en un fertilizante natural [36].

La DA es muy útil para el tratamiento de aguas residuales ya que reduce la demanda química de oxígeno (DQO)¹ y tiene gran capacidad para tratar sustratos lentamente degradables y con altas concentraciones de sólidos suspendidos [34], [37], [38]. Asimismo, ayuda al control de patógenos, reducción de olores, y posibilita la generación de energía mecánica y/o eléctrica a partir de la combustión del CH_4 producido.

De igual forma, al comparar la DA y los procesos aerobios en el tratamiento de aguas residuales, la DA resulta ser mucho más eficiente, ya que no necesita energía para el suministro de aire en el proceso (ventilación forzada)[35]. En la Figura 2.2 se observan otras ventajas en la aplicación de la DA como proceso de conversión de biomasa en energía.

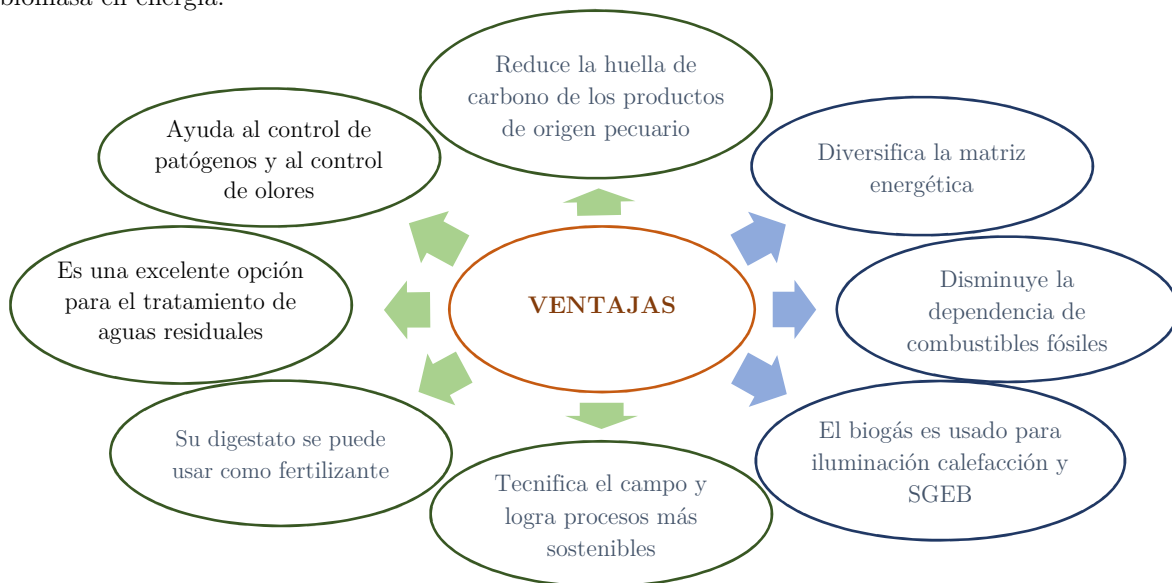


Figura 2.2. Ventajas en la aplicación de la DA.

Fuente: Autores

¹ Medida del oxígeno requerido por las bacterias para la oxidación de la materia orgánica presente en aguas contaminadas.

Existen varios tipos de materia orgánica que se pueden utilizar para la producción de biogás, algunos ejemplos de estos son: los residuos agrícolas [22], los cultivos energéticos [39], las plantas acuáticas [40], [41], las aguas residuales [42], [43], los residuos sólidos urbanos [44], [45], los desperdicios de comida [46] y los residuos de la industria ganadera [47], porcina [48] y avícola [49]. Asimismo, es posible usar la codigestión de residuos que consiste en la descomposición simultánea de dos o más sustratos para aumentar la concentración de CH_4 en el biogás [50]–[53].

Aunque estas consideraciones lo hacen atractivo para su aplicación, el proceso de DA presenta varios retos para su expansión comercial. Uno de estos retos es el tiempo de arranque del sistema, donde se debe esperar a que las poblaciones microbianas alcancen condiciones de estado estable. Este tiempo depende directamente del inóculo usado y de la cantidad y tipo de residuo a tratar (puede variar desde semanas a meses) [54]. Además, los microorganismos son muy sensibles a las sobrecargas y perturbaciones del proceso afectando en gran medida su productividad global. En consecuencia, es necesario desarrollar un sistema de control y supervisión que permita mantener a los principales parámetros en valores donde el proceso funcione.

Este control es complejo debido a la gran cantidad de microorganismos involucrados en el proceso y al gran número de variables para monitorear y controlar [34]. Aun así, la interpretación de la DA y los procesos de operación y diseño han avanzado en los últimos 20 años gracias a una mayor comprensión de los procesos microbianos y químicos que se dan en la DA [35]. Este avance se refleja en el aumento del número de plantas de biogás y en el desarrollo y aplicación de modelos matemáticos para describirlas.

2.2.1 Crecimiento microbiano

Los microorganismos juegan un papel crucial en la DA. Por esto, es importante tener modelos biológicos que representen los ciclos de vida y muerte de las poblaciones microbianas que participan en el proceso. Los ciclos microbianos varían dependiendo del tipo de microorganismo, del medio de crecimiento y de las condiciones del cultivo [27].

2.2.1.1 Cinética de crecimiento microbiano

Las cinéticas de crecimiento permiten predecir el comportamiento de un cultivo microbiano en un tiempo determinado. Una de las funciones que describe el crecimiento exponencial microbiano es presentada en las ecuaciones (2.1), (2.2) y (2.3).

$$N = N_0 * 2^n \quad (2.1) \quad \log N = \log N_0 * n \log 2 \quad (2.2)$$

$$n = \frac{\log N - \log N_0}{\log 2} \quad (2.3) \quad g = \frac{t}{n} [h] \quad (2.4)$$

Donde N_0 es el número de células inicial, N es el número de células final y n es el número de generación. En estas relaciones matemáticas se evalúa el consumo de nutrientes de un sustrato, la síntesis de los componentes celulares y la división celular luego de que estas han logrado duplicar su masa y material genético en un tiempo determinado. Este tiempo es denominado tiempo de generación (g) de una población microbiana en crecimiento exponencial [27]. Por otro lado, la ecuación (2.4) determina el tiempo de generación donde t es el tiempo de crecimiento exponencial a partir de N y N_0 , las cuales son variables medibles en laboratorio [27].

Una población microbiana inicialmente tiene un comportamiento exponencial gracias a su proceso de fisión binaria (división celular en la que a partir de una célula se producen dos). Sin embargo, en sistemas tipo Batch (sistema cerrado o con medio no renovado), la población no puede crecer indefinidamente porque existen restricciones físicas que llevan al sistema a un punto de saturación. En la Tabla 2.1 se describen las 4 fases de crecimiento microbiano (latencia, exponencial, estacionaria y de muerte). Estas fases son presentadas gráficamente en la Figura 2.3, donde adicionalmente se compara el crecimiento teórico de una población microbiana, con una curva obtenida en el laboratorio mediante el método de densidad óptica para el conteo de células totales o viables [27].

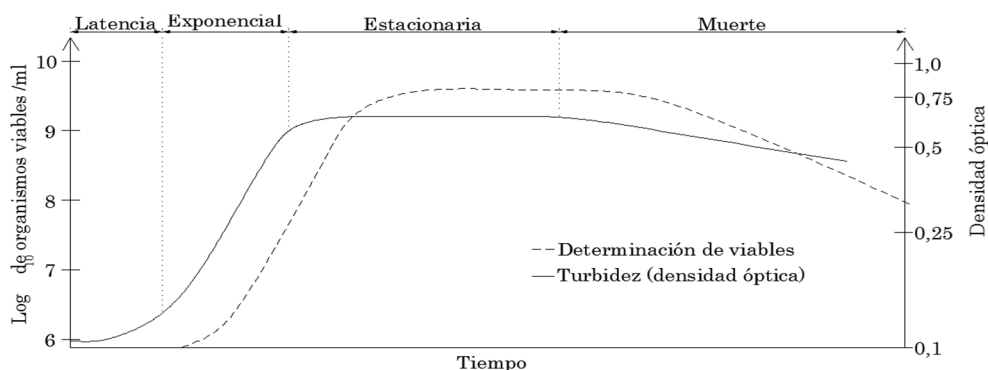


Figura 2.3. Crecimiento de poblaciones microbianas.

Nota: las células viables son aquellas capaces de reproducirse.

Fuente: adaptado de [27]

Tabla 2.1. Fases del crecimiento microbiano.

Fases	Descripción
Fase de latencia (<i>lag</i>)	Se relaciona al tiempo que tarda una población microbiana inoculada en iniciar su crecimiento. Este tiempo depende de las condiciones y cantidad del inoculo usado. Puede ser breve si el cultivo microbiano usado como inoculo fue desarrollado bajo las mismas condiciones de su nuevo medio o puede ser prolongado si el inoculo está en su fase estacionaria o presenta deterioro por tóxicos, calor o radiación
Fase exponencial	Al inicio los microorganismos se multiplican usando la fisión binaria durante un periodo de tiempo que depende de los recursos disponibles en el medio. La velocidad de esta fase depende de la capacidad que tengan los microorganismos para metabolizar los nutrientes, de sus características genéticas, del medio en el que se desarrollen y de la temperatura
Fase estacionaria	Cuando en el medio se acumulan componentes que pueden resultar tóxicos en grandes cantidades o cuando el consumo excesivo de algún nutriente del sustrato hace que este escasee, se presenta un efecto inhibitorio que detiene y estabiliza el crecimiento de los microorganismos. Aunque el crecimiento sea casi nulo, el metabolismo energético y los procesos biosintéticos continúan
Fase de muerte	La fase de muerte o decaimiento se presentan cuando las condiciones son muy agresivas para los microorganismos. También puede tener un comportamiento exponencial, aunque es más lenta en comparación a la velocidad de crecimiento en fase exponencial

Fuente: adaptado de [27].

2.2.2 Microbiología y bioquímica del proceso de DA

Las células son estructuras formadas principalmente por una mezcla de componentes químicos llamados macromoléculas (proteínas, ácidos nucleicos, lípidos y polisacáridos) y por un conjunto de precursores de las macromoléculas y de iones inorgánicos, necesarios para el metabolismo de los microorganismos [27]. El metabolismo es un comportamiento físico en el que los microorganismos adquieren nutrientes del medio en el que se desarrollan y los transforman químicamente para producir energía y eliminar sus desechos a través de diferentes reacciones químicas [27]. La energía requerida para que los microorganismos desarrollen su metabolismo, puede ser obtenida a partir de la luz, de compuestos orgánicos (glucosa, acetato, etc.) o de compuestos inorgánicos (amonio $[NH_4^+]$, ácido sulfhídrico $[H_2S]$, hidrogeno $[H_2]$, entre otros). Esta energía se produce a partir de la oxidación de un compuesto determinado como el oxígeno para microorganismos aerobios y se conserva en la célula como un compuesto de alta energía, llamado trifosfato de adenosina (ATP) [27]. En el caso de los microorganismos anaerobios estrictos, este proceso se desarrolla con aceptores de electrones distintos del oxígeno (SO_4^{2-} , S^0 y CO_2) [27].

Como resultado de la actividad metabólica y de las complejas interacciones desarrolladas por varios grupos de microorganismos aerobios facultativos (desarrollan su metabolismo en un ambiente con o sin oxígeno) y anaerobios estrictos, se produce la DA, la cual se ha estudiado a profundidad desde el punto de vista bioquímico

y microbiológico [34], [52]. Estos estudios han permitido establecer 4 etapas principales en el proceso de la DA: hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis.

2.2.3 Etapas de la digestión anaerobia

La DA controlada se desarrolla en diferentes tipos de biodigestores, los cuales son básicamente tanques o reactores sellados donde se deposita materia orgánica que es transformada en biogás mediante la interacción de diferentes poblaciones microbianas siguiendo el proceso descrito en la Figura 2.4 [55].

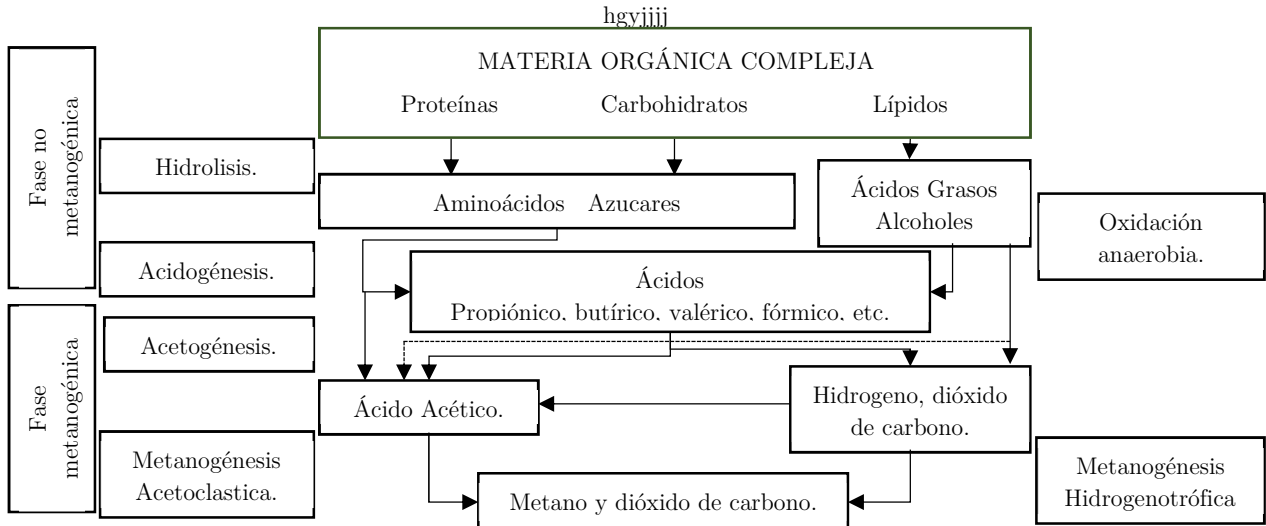


Figura 2.4. Transformación bioquímica del proceso de DA.

Fuente: [52]

En general, las etapas del proceso de la DA pueden ser clasificadas en dos fases, la fase no metanogénica y la metanogénica. En la primera fase ocurre de manera secuencial la hidrólisis (ruptura) y la acidogénesis mientras que en la segunda ocurre de manera paralela la acetogénesis y la metanogénesis. En la hidrólisis el material orgánico compuesto por carbohidratos, proteínas y lípidos (compuestos poliméricos de difícil degradación), es dividido en moléculas más simples como aminoácidos, azúcares y ácidos grasos, gracias a la liberación de exoenzimas desarrollada por poblaciones bacterianas facultativas como *Enterobacteriaceae*, *Bacillus*, *Bacteroides*, *Micrococcus*, *Peptostreptococcus*, *Clostridium* y *Propionibacterium* [52], [54]. El proceso de hidrólisis permite el paso de las moléculas más simples a través de la membrana celular de las bacterias fermentativas pertenecientes a la siguiente etapa de la fase no metanogénica, denominada acidogénesis o fermentación, en la cual las bacterias fermentativas usan su metabolismo para transformar los compuestos solubles producidos en la hidrólisis, en hidrogeno, dióxido de carbono, ácidos grasos volátiles (AGV: ácido acético, propiónico, butírico y valérico) y pequeñas cantidades de etanol [52], [56].

Cabe resaltar que el tiempo en el que ocurre la fase no metanogénica puede verse afectado por la presencia de altos contenidos de lignina en la materia orgánica residual utilizada en el proceso de DA, debido a que la lignina es un polímero tridimensional que da rigidez a la pared celular de las células vegetales, lo cual restringe el proceso de hidrólisis [35]. No obstante, el tiempo de la fase no metanogénica también puede ser reducido al realizar pre tratamientos, térmicos, químicos o mecánicos (trituración y ultrasonido) a la biomasa antes de que esta sea ingresada al biodigestor, haciendo más eficiente el proceso global de DA [52].

La siguiente fase es la metanogénica, en donde ocurre de manera paralela la acetogénesis y la metanogénesis, debido a que una gran parte de carbono orgánico generado en la acidogénesis, no podrá ser metabolizada por los organismos metanógenos, permaneciendo en forma de AGV y alcoholes. Compuestos que pueden ser utilizados por los microorganismos acetógenos en el desarrollo de su metabolismo [27].

En la acetogénesis las bacterias anaerobias acetogénicas reducen el CO_2 (aceptor de electrones) a acetato (CH_3COOH), empleando como donador de electrones el H_2 para el desarrollo de su metabolismo energético [27]. De igual manera, en otras reacciones estos microorganismos utilizan como donador de electrones los azúcares, ácidos orgánicos, aminoácidos, alcoholes y algunas bases nitrogenadas, entre otros [27]. De igual manera, en la acetogénesis los alcoholes y los AGV se oxidan convirtiéndose en ácido acético, hidrógeno y dióxido de carbono [56], [57].

Por su parte, en la metanogénesis se pueden establecer dos grandes grupos de microorganismos metanogénicos en función del sustrato principal que metabolizan, los hidrogenotróficos que consumen H_2 y CO_2 y los acetoclásticos que consumen compuestos metílicos y acetato [27], [52]. El primer grupo de microorganismos es un grupo de arqueas (microorganismos unicelulares de morfología procariota) anaerobias estrictas que desarrollan la reducción del CO_2 a CH_4 utilizando como acepto de electrones al H_2 de forma semejante a las bacterias acetogénicas. No obstante, algunos metanógenos pueden utilizar al formiato, el monóxido de carbono y hasta alcoholes como donadores de electrones para la reducción del CO_2 [27]. El segundo grupo cataboliza el metanol y el acetato convirtiéndolo en CH_4 y CO_2 . En la reducción de metanol se produce en mayor proporción CH_4 [27].

2.2.4 Factores que afectan el proceso de la DA

Los microorganismos que desarrollan el proceso de DA son altamente sensibles por lo que cualquier variación en las condiciones del reactor que los contiene, o el residuo que los alimenta, podría llegar a inhibir o dañar el proceso de DA [34], [38], [58]. Esto obliga a tener un adecuado control sobre múltiples factores del proceso como la temperatura, el pH, la relación carbono nitrógeno (C/N), la velocidad de carga de carga orgánica, los compuestos tóxicos y el tiempo de retención hidráulica y de sólidos [38], [59].

Para aumentar la velocidad del proceso y reducir el tiempo de arranque una de las principales estrategias es el disminuir el tamaño de la biomasa mediante pre tratamientos como la maceración, los ultrasonidos y combinación de altas presiones y temperaturas [36]. El principal problema con no realizar un pre tratamiento a la biomasa es el alto contenido de sólidos volátiles que ingresa al reactor, lo que es convertido por la DA en una alta concentración de ácidos grasos volátiles que disminuyen el valor del pH [60].

2.2.4.1 Temperatura

La temperatura tiene un alto impacto tanto en los aspectos fisicoquímicos como biológicos del proceso de DA, entre los cuales se encuentran el aumento de la velocidad de las reacciones bioquímicas y la inhibición o daño irreversible de los microorganismos por fluctuación repentinas en la temperatura [61]. Teniendo en cuenta que cada grupo de microorganismos tienen una temperatura óptima diferente, se han establecido temperaturas de operación que ayudan al buen funcionamiento de los reactores anaerobios, dividiéndola en tres rangos como se observa en la Tabla 2.2 [35].

Tabla 2.2. Rangos de temperatura en el proceso de DA.

Etapa térmica	Rango de temperatura
Psicofílico	10 a 30 °C
Mesofílico	De 30 a 40 °C
Termofílico	De 40 a 70 °C

Fuente: [35]

Muchas plantas de tratamiento anaerobio modernas funcionan bajo un rango de temperatura mesófila o termófila [57]. Esto se debe a que para temperaturas inferiores a 30°C se obtienen menores eficiencias en el proceso de DA. Asimismo, no se recomiendan los cambios abruptos en la temperatura ya que causan una disminución en el rendimiento del biodigestor, siendo aconsejable mantener los cambios por debajo de los 2°C/día [35].

Aunque el aumento de la temperatura reduce el tiempo de retención y facilita la degradación [57], este implica un control más robusto, un mayor gasto de energía, un aumento en las concentraciones de ácidos orgánicos (lo que disminuye el valor del pH) [35] y hace al proceso más vulnerable ante agentes inhibidores como el amoniaco [36]. Igualmente, la viscosidad del sustrato es inversamente proporcional a las variaciones de temperatura, ya que con bajas temperaturas el sustrato se hace más denso, por lo que se necesitan sistemas de bombeo y mezcla más robustos y costosos [35], [57]. Por otro lado, el aumento de temperatura puede reducir el rendimiento microbiano y aumentar el contenido de vapor de agua en la fase gaseosa, lo que disminuye la calidad del biogás y la solubilidad del mismo [35].

2.2.4.2 Relación carbono nitrógeno (C/N)

El carbono y el nitrógeno son nutrientes esenciales para el metabolismo de las bacterias que interactúan en la DA. En este sentido, se debe mantener una relación (C/N) óptima entre 20 y 30, ya que el consumo de carbono es 30 veces mayor al del nitrógeno [56]. Cuando la relación C/N es alta, la producción de biogás puede reducirse debido a un alto consumo de nitrógeno por bacterias metanógenas y cuando la relación C/N es baja, puede generarse una acumulación de amonio y un aumento en el pH llegando a valores superiores a 8.5, lo que causa inhibición en el proceso (ver sección 2.2.4.3). La relación C/N de algunos residuos se puede observar en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Relación C/N típica de algunos residuos

Tipo de residuos	Relación C/N	% de N
Estiércol de vaca, oveja, búfalo, cerdo y caballo	15 40	1,4 3,8
Gallinaza	5,2	6,3
Estiércol humano	6 – 10	6
Restos de pescado	5,1	6,5
Residuos de mataderos	2 – 4	7 – 14
Aserrín	200 511	0,1 – 0,25
Bagazo, paja de trigo y arroz	120 150	0,3 – 0,5
Tallos de maíz	60	0,8
Residas vegetales de cocina	16	3,3

Fuente: [19]

La mejor forma para controlar la relación C/N es tener un sistema de codigestión (digestión simultánea de 2 o más residuos) en donde se ingresen residuos que compensen esta relación [56], [62]. No obstante, en muchas ocasiones las plantas de biogás utilizan residuos con una relación C/N nitrógeno diferente a la óptima [24].

2.2.4.3 Inhibición y toxicidad

Dentro de las restricciones de los procesos biológicos se encuentran el deterioro de la función bacteriana llamada comúnmente inhibición (puede ser reversible o irreversible) y la toxicidad, que es un efecto negativo irreversible ejercido por algunas sustancias sobre el metabolismo de las bacterias [35], [63]. En consecuencia, cuando se diseña una planta de biogás es necesario tener en cuenta que si algunos productos formados en el proceso de DA alcanzan altas concentraciones pueden llegar a ser inhibitorios e incluso tóxicos [12].

La inhibición en el proceso de DA, depende de la concentración de los inhibidores, de la composición del sustrato, de la adaptación de los diferentes microorganismos y del tipo de ecosistema en el que se encuentren [12]. De igual forma, la inhibición depende muchas veces del tipo de biodigestor que sea utilizado, por ejemplo en biodigestores discontinuos donde solo existe una carga de materia orgánica, se deben evitar tiempos de exposición muy largos y sobrecargar el reactor ya que se puede causar daños irreversible al proceso [12].

Algunas sustancias tóxicas (detergentes, desinfectantes, aldehídos, nitrocompuestos, cianuro, antibióticos y electrófilos) pueden llegar a generar una disminución en la producción de biogás, una mala remoción del material orgánico y una afectación global del proceso por la muerte de los microorganismos. Las sustancias tóxicas pueden provenir del material orgánico que será degradado (afluente) o generadas por el metabolismo de los microorganismos [52].

- Inhibición por pH

El estado de acidez o alcalinidad de cualquier solución esta expresada en una escala de pH entre 0 y 14, siendo 7 el valor neutro, las soluciones con valores inferiores a este se definen como ácidas y las superiores alcalinas o básicas. El pH es una función logarítmica, lo que representa que un cambio en una unidad en su escala, representa un cambio de 10 veces en la concentración de iones de hidronio [mol/L] [27].

La DA es un proceso muy sensible a ambientes muy alcalinos o muy ácidos. Se ha establecido como rango óptimo de operación un pH entre 6,8 y 7,4 por fuera de esta rango se presenta una alta mortandad de microorganismos y un desequilibrio en todo el proceso [62], [64]. Normalmente cuando el proceso supera este umbral, es tarde para tomar medidas correctivas, pero si se detecta a tiempo la caída del pH puede ser controlada con la adición de químicos como carbonato de sodio, bicarbonato de sodio, amonio, potasio e hidróxido de sodio [56].

Se debe tener en cuenta que cada tipo de microorganismos del proceso de DA tiene un pH determinado óptimo para su buen funcionamiento. En la Tabla 2.4 se puede observar el pH óptimo y viable del proceso dividido por etapas. En muchos biodigestores que operan con aguas residuales con altas cargas de hidratos de carbono, requieren un dosificador para mantener el pH entre los límites recomendados, generando mayores costos de inversión y operación en las plantas de DA [35]. Además, cuando los residuos se encuentran con bajas concentraciones de ácidos o bases, el pH se ve afectado ya que los microorganismos metanógenos se inhiben, lo que a su vez genera una acumulación de ácido acético, provocando una disminución aun mayor del pH [35].

Tabla 2.4. pH optimo y factible para cada etapa de la DA.

Etapa de DA	pH optimo	pH factible ^a
Hidrolisis	6	5
Acidogénesis	5,5 – 8	4
Acetogénesis	6,5 – 8	5
Metanogénesis	7 – 8	6

Nota: ^a desde que valor de pH es posible que los microorganismos desarrollen cada etapa. Fuente: adaptado de [35].

- Amoniac

Uno de los compuestos inhibitorios generados en el proceso de DA es el amoniac [NH_3], que proviene principalmente de las proteínas [57]. Un sustrato como el estiércol animal, es generalmente inhibitorio debido a su alta concentración de amoniac originado por la orina. Para evitar que la concentración de amoniac sea toxica y deteriore el proceso de DA es necesario mantener su valor por debajo de los 80 mg/l .

La temperatura de operación, es un factor que afecta globalmente el proceso de DA, como ya se habló anteriormente también influye en la inhibición por amoniac, ya que la concentración de amoniac libre es directamente proporcional a la temperatura, haciendo más riesgosa la inhibición en sistemas termofílicos que en mesofílicos [57]. Por lo que en un sistema termofílico, la solución a la inhibición por amoniac libre sería la disminución de la temperatura, pero al disminuir la temperatura drásticamente a 50 °C o menos, la tasa de crecimiento de los microorganismos se vería reducida drásticamente, lo que disminuye la productividad del sistema de DA [57].

- Ácidos grasos volátiles (AGV)

Los AGV son compuestos intermedios del proceso de DA, como el acetato, el propionato, el butirato y el lactato. Estos ácidos pueden llegar a acumularse causando inestabilidad en el proceso de DA al disminuir el pH. Aunque existen algunas sustancias que pueden funcionar como amortiguadores del proceso [57]. Un ejemplo de esto, es cuando un biodigestor que funciona a partir de estiércol animal presenta un exceso de alcalinidad, se incrementan los AGV a niveles inhibitorios, pero aun así no se detectan cambios en el pH por estas sustancias amortiguadoras [57]. Los AGV, son un componte que depende totalmente del tipo sustrato que será ingresado al sistema de DA. Esto puede deberse a que cada biodigestor tiene poblaciones microbianas diferentes. Lo que hace necesario hacer una caracterización propia en cada sistema de DA [57]

2.3 PARÁMETROS DE OPERACIÓN EN EL PROCESO DE DA

2.3.1 Tasa de dilución

La tasa de dilución (D) es un parámetro operacional que brinda la relación existente entre el máximo caudal de entrada (Q_{IN}) [$m^3/día$] y el volumen líquido (V_{liq}) del biodigestor [m^3] (ver Figura 2.5), la cual debe ser tenida en cuenta en el diseño de este y cuidadosamente controlada, evitando una posible inhibición por lavado de biomasa (salida de un grupo microbiano activo). Por lo tanto, se tiene como condición de operación que D sea menor a la tasa de crecimiento de la especie más lenta, dando el tiempo suficiente a esta población microbiana para que pueda reproducirse dentro del biodigestor. De lo contrario, el proceso se verá inhibido por falta de microorganismos [65]. La tasa de dilución está definida matemáticamente por la ecuación (2.5).

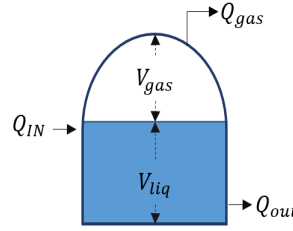


Figura 2.5. Esquema general de un biodigestor tipo.
Fuente: Autores

$$D = \frac{Q_{IN}}{V_{liq}} [día^{-1}] \quad (2.5)$$

2.3.2 Tasa de carga orgánica (TCO)

La tasa de carga orgánica TCO, es un parámetro operacional que indica la cantidad de materia orgánica seca o de sólidos volátiles (SV) del afluente, con respecto al volumen del reactor y el tiempo transcurrido. Esta relación se muestra en la ecuación (2.6).

$$TCO = \frac{Q_{IN} * \rho_{IN} * SV_{IN}}{V_{liq}} \left[\frac{kg_{SV}}{m^3 día} \right] \quad (2.6)$$

Donde, ρ_{IN} es la densidad aparente del afluente [kg de materia fresca/ m^3] y SV_{IN} son los sólidos volátiles contenidos en el afluente [kg_{SV}/kg de materia fresca] [65]. Valores bajos de TCO conllevan a una concentración baja de carga orgánica en el afluente, así como un elevado tiempo de retención. Mientras que un incremento en la TCO, significa una reducción en la producción de biogás con respecto al material orgánico del afluente [36].

Por otro lado, la TCO también indica el esfuerzo ejercido por los microorganismos que hacen parte del proceso de DA para metabolizar los componentes orgánicos del sustrato. Esto afecta la DQO, la alcalinidad del efluente y la producción de biogás y su composición (porcentaje de CH_4 y CO_2) [64]. Este comportamiento se debe en parte a que una elevada carga orgánica requiere una alta actividad de los microorganismos, y si existe un aumento de carga orgánica repentina, muy probablemente los microorganismos no serán capaces de biodegradarla, generando la inhibición e incluso un daño irreversible en el proceso de DA [66].

2.3.3 Tiempo de retención hidráulica (TRH)

El tiempo de retención hidráulica, TRH es el tiempo promedio de permanencia del sustrato dentro del biodigestor [36], [57]. Matemáticamente, la TRH es el cociente entre el volumen líquido del biodigestor y el caudal de salida de este (Q), como se muestra en la ecuación (2.7) [65]. Sin embargo, si se desarrolla la

aproximación mostrada en la ecuación (2.8) y la masa del biogás es menor a la masa del afluente ($m_{gas} \ll m_{afluente}$), se puede relacionar el TRH con Q_{IN} como se observa en la ecuación (2.9). Donde el TRH está en [días] y Q es la tasa de flujo volumétrico del efluente [$m^3/día$].

$$TRH = V_{liq}/Q \quad (2.7)$$

$$Q \approx Q_{IN} * \left(1 - \frac{m_{gas}}{m_{afluente}}\right) \quad (2.8)$$

$$TRH = \frac{V_{liq}}{Q_{IN} * \left(1 - \frac{m_{gas}}{m_{afluente}}\right)} \approx \frac{V_{liq}}{Q_{IN}} \quad (2.9)$$

Durante el proceso, se debe asegurar que la cantidad de microorganismos presentes en el sustrato interno del biodigestor sea mayor a la cantidad de microorganismos presentes en el efluente del mismo. En otras palabras, se debe garantizar que la población microbiana dentro del biodigestor no sea expulsada con el efluente, ya que podría llegar a disminuir la eficiencia del biodigestor e incluso podría llegar a detener la DA. Esto se logra garantizando un TRH lo suficientemente largo para que los microorganismo se dupliquen [57].

Adicionalmente, el TRH depende en gran medida de la temperatura de funcionamiento del biodigestor pero no cuenta con un criterio unificado de cálculo. Debido a esto, en [37] se tuvo en cuenta una curva de tendencia logarítmica para obtener un valor aproximado del TRH con respecto a la temperatura de funcionamiento (T) llegando a una correlación del 88,17%. Esta relación se muestra en la ecuación (2.10).

$$TRH \approx -51,227 * \ln T + 206,72 \quad (2.10)$$

2.3.4 Tiempo de retención de solidos (TRS)

El TRS al igual que la TRH, es un parámetro importante a la hora de diseñar y mantener el buen funcionamiento de un biodigestor, ya que controla el tiempo en el que la masa microbiana debe permanecer en el reactor para alcanzar la estabilización de los residuos, logrando mantener estándares específicos junto con una velocidad adecuada para la buena biodegradación del afluente [64]. Entre más tiempo permanezcan los sólidos en el reactor más tiempo tendrán los microorganismos para degradarlos completamente.

Niveles altos de TRS o de TRH generan mayor estabilidad y tolerancia a componentes tóxicos y una rápida recuperación ante componentes de este tipo [64]. No obstante, altos niveles de TRS o de TRH conllevan una mayor inversión al hacer necesario un reactor de gran volumen [64]. En muchos sistemas de DA se ha preferido asumir los altos costos de inversión en la construcción del reactor para garantizar un alto TRS con un TRH bajo y sin riesgo de lavado de biomasa. Esto es posible instalando un tanque de sedimentación de lodos transitorio, para luego ser devuelto al reactor [64].

Debe tenerse en cuenta que en reactores que cuentan con agitación continua se supone que dentro del reactor la biomasa está distribuida de manera homogénea por lo que el TRS y TRH son iguales y pueden ser calculados de la misma forma que el TRH mostrado en la ecuación (2.9) [52].

2.3.5 Tiempo de inicio o puesta en marcha del biodigestor

La puesta en marcha es el periodo en el que los microorganismos de un cultivo previamente formado (inoculo) logran biodegradar el sustrato, hasta alcanzar condiciones de estado estable [61], [64]. Este parámetro es indicado por la tasa de crecimiento de los microorganismos que serán capaces de desarrollar el proceso de DA en el reactor, tasa que es bastante baja y depende directamente del tipo de materia orgánica que será utilizada como inoculo [64]. Durante el periodo de puesta en marcha se deben tener más precauciones que durante el resto del proceso de DA, ya que en esta etapa el proceso es altamente sensible a condiciones de inhibición y compuestos tóxicos [61].

Un periodo de puesta en marcha común es de 2 o 4 meses, en un rango de temperatura mesófila, mientras que en condiciones psicrófilas puede llegar a necesitar un periodo de hasta 1 año [64]. Sin embargo, este periodo puede ser disminuido si se tiene un gran porcentaje de inoculo (biomasa activa) en el sustrato inicial, ya que el inoculo contiene microorganismos necesarios en el proceso que inducen una velocidad más alta en la reacción de arranque del biodigestor [61], [64]. Un escenario ideal para el arranque de un sistema sería contar con un llenado completo de sustrato en estado estable (fase estacionaria de crecimiento microbiano) de un reactor que ya se encuentre en operación. El inoculo es tomado generalmente de los lodos de un reactor de aguas residuales que ya esté en funcionamiento [61].

Si no se cuenta con inoculo suficiente en algunas ocasiones se considera su dilución en agua, no obstante en este caso los sistemas buffer (ver sección 3.1.3.1) se reducen a medida que se aumenta la dilución, generando mayor probabilidad de inhibición por desbalances y variación en el pH [54], [61]. Otra opción para utilizar como sustrato en la etapa de arranque es el estiércol bovino ya que contiene arqueas metanógenas que hacen que el proceso se estabilice por sí mismo de forma rápida. El estiércol de cerdos también es una buena opción como inoculo pero no tienen la misma cantidad de arqueas metanógenas que el bovino [61].

Para garantizar que la etapa de arranque del sistema de DA haya finalizado, primero se debe asegurar que los niveles de pH estén en neutro, que el porcentaje de producción de CH_4 esté por encima del 50% y que los ácidos grasos de cadena corta estén por debajo de 2000 mg/l. En condiciones prácticas se tiene como referencia que el estado estable del proceso se logra después de un tiempo igual a tres veces el tiempo de retención del sustrato dentro del reactor [61].

2.3.6 Agitación

La agitación estimula el contacto directo de los microorganismos que desarrollan el proceso de DA con el sustrato, previene la separación térmica del sustrato y la formación de nata dentro del biodigestor [67]. También permite que los sólidos se mantengan suspendidos evitando la formación de sólidos inorgánicos en el fondo que pueden llegar a generar zonas muertas en el reactor (sin poblaciones microbianas)[67]. A menudo se usan agitadores mecánicos para que el contenido del reactor sea homogéneo lo que facilita y acelera el proceso de DA. Estos sistemas electromecánicos suelen ser uno de los mayores gastos energéticos en la operación del reactor por detrás de los sistemas de calentamiento y bombeo [68].

2.4 BIODIGESTOR

Un biodigestor es un reactor hermético en el que ocurre el proceso de DA, el cual genera como productos principales digestato y biogás. Los biodigestores pueden presentar diferentes niveles de complejidad. En Europa por ejemplo, se tienen modernas plantas de biogás que cuentan con sistemas de calefacción que incluyen aislamiento térmico, mezclado mecánico y sistemas de control con monitoreo continuo de varios parámetros [12]. En estas plantas, el biogás es utilizado para la producción de energía eléctrica o para la inyección de biogás refinado (biometano) en redes de gas natural (ver Figura 2.6.a).

Por su parte los países que están en vía de desarrollo cuentan con plantas a escala familiar mucho más austeras. Estas son usadas en pequeñas actividades agrícolas o del hogar donde el biogás generado es usado principalmente para cocción y/o para iluminación. De esta forma, se establecen niveles operativos muy simples y materiales más baratos que permiten obtener bajos costos de construcción, operación y mantenimiento [57]. Estos biodigestores familiares no necesitan sistemas de control de la temperatura muy robustos, debido a que muchos de estos se encuentran localizados en zonas que tienen una temperatura cálida y estable, permitiendo mantener temperaturas en el rango mesófilo (ver Figura 2.6.b) [57].



Figura 2.6. (a) Biodigestores modernos en una planta de biogás (b) Biodigestor de bajo costo.

Fuente: (a) [http://www.biotran.com/instalaciones/planta de biogas/](http://www.biotran.com/instalaciones/planta%20de%20biogas/). (b) <http://www.aqualimpia.com/proyectos.htm>.

Los biodigestores se pueden clasificar según su TCO (baja o alta velocidad), por su tipo de mezclado o por su proceso de carga (continuo o discontinuo) [36]. Los biodigestores de baja velocidad no cuentan con un sistema de mezclado, ni de control de parámetros como la temperatura y el TRS. Por otro lado, los biodigestores de alta velocidad son diseñados para mantener un alto nivel de carga orgánica (TCO entre 5 y 30 $kg\ DQO/m^3\ día$ o superiores), pero se hace necesario mantener las condiciones ambientales adecuadas para mejorar el rendimiento del reactor [32].

2.4.1 Biodigestores continuos y semi continuos.

Estos reactores presentan continuamente el ingreso y salida de materia orgánica, pero se caracterizan por mantener a lo largo del tiempo la misma cantidad de sustrato en su interior. En estos biodigestores, el volumen del sustrato que ingresa (afluente) es igual a la cantidad de sustrato que sale (efluente), tal y como se puede observar en la Figura 2.7 [61]. Algunas de las ventajas en la implementación de este sistema de alimentación es que permite tener una generación elevada y continua de biogás y bioabono [36]. Debido a esto, son utilizados normalmente en grandes industrias que cuentan con una elevada cantidad de residuos que deben o pueden ser tratados de manera anaerobia.

En este tipo de sistemas siempre existe la posibilidad de que se extraiga el sustrato que acaba de ingresar llegando a entorpecer el proceso [61], lo que hace necesario un sistema de alimentación y control que permita mantener niveles adecuados del sustrato al interior del reactor evitando la inhibición del proceso de DA por lavado de biomasa activa [32]. De igual forma, si el pozo de pre digestión no se encuentra sellado, los gases generados por la pre digestión de la materia orgánica pueden ser liberados al medio y ocasionar problemas ambientales.

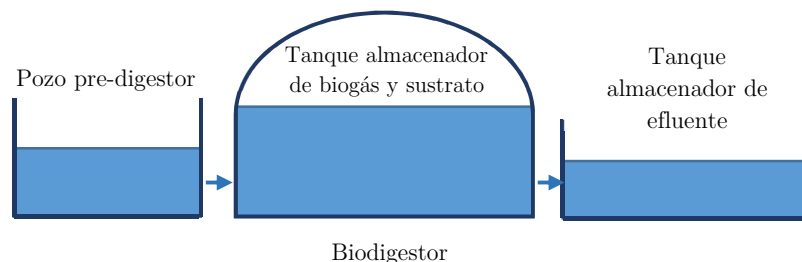


Figura 2.7. Biodigestor con funcionamiento continuo.

Fuente: adaptado de [61].

Por otro lado, existen los biodigestores semi continuos en los cuales inicialmente se hace una gran carga de materia orgánica en el biodigestor y luego es recargado dependiendo del TRH, el volumen del reactor y las necesidades del proceso [32]. Dentro de esta categoría se pueden mencionar diferentes tipos de reactores simples como los de campana fija (tipo chino) o reactores más complejos como los de lecho fluidizado [32].

2.4.1.1 Biodigestor tipo Chino

Los biodigestores tipo chino son también llamados tipo Campana o de techo fijo. Este tipo de reactores son más propicio en climas fríos y en aplicaciones rurales y cuentan con una sola estructura rígida que debe ser construida bajo tierra [36], [57] (ver Figura 2.8). Generalmente, son alimentados con aguas residuales domésticas y agrícolas de forma semi continua, es decir, son alimentados una vez al día pero con proporciones líquidas similares después de eliminar el sustrato decantado en un tanque de pre digestión [57].

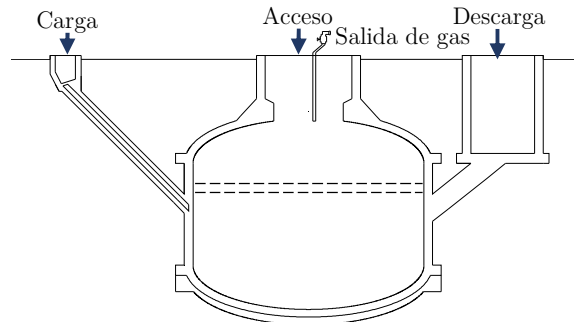


Figura 2.8. Biodigestor tipo chino.
Fuente: adaptado de [32].

De igual forma, este tipo de biodigestores no cuentan con un sistema de agitación, lo que hace necesario la remoción de la sedimentación de sólidos suspendidos 2 o 3 veces por año. Sin embargo, se debe asegurar que dentro del reactor quede aproximadamente un quinto de biomasa activa para que esta sirva luego como inóculo [57]. Adicionalmente, este reactor no cuenta con gasómetro, lo que genera aumentos de presión cuando se acumula mucho biogás. Esta condición hace que el sustrato líquido del reactor se vea forzado a salir del mismo, generando variaciones en la presión del biogás y dificultando su uso directo en sistemas de conversión biogás electricidad [32]. Por otro lado, el biodigestor tipo chino es poco eficiente para producir biogás, pero es muy útil si se quiere obtener bioabono, ya que permite una reducción del 50 % de materia orgánica con tiempos de retención orgánica largos (30 a 60 días)[32].

2.4.1.2 Biodigestor tipo Hindú

Los biodigestores tipo hindú son también llamados de campana flotante o techo móvil. Estos son muy similares al tipo chino en su parte inferior, pero en la parte superior cuenta con una campana flotante, la cual se comporta como depósito de gas móvil y permite que la presión sobre el sustrato sea muy baja y constante [32], [36](ver Figura 2.9).

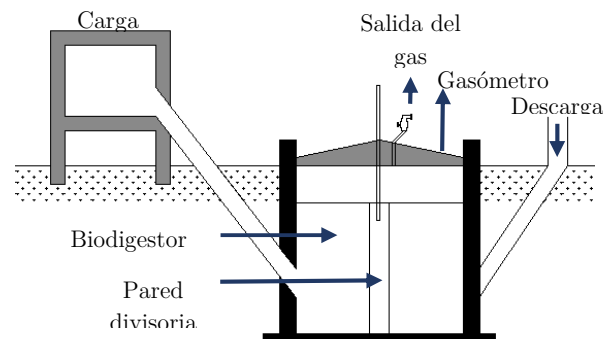


Figura 2.9. Biodigestor tipo Hindú.
Fuente: adaptado de [32]

Estos biodigestores son cargados por efecto de la gravedad una vez al día. Esta carga provoca movimiento dentro del biodigestor y una salida en igual proporción de efluente [32]. En general, este tipo de biodigestores

son verticales y tienen buenas tasas de producción de biogás ya que si presentan condiciones favorables son capaces de generar entre el 50 y el 100% del volumen del reactor [32].

2.4.1.3 Biodigestores Horizontales

Este tipo de biodigestores, al igual que el tipo chino e hindú, operan en un régimen semi continuo, pero son enterrados de manera horizontal y a poca profundidad. Para su dimensionamiento, se recomienda una relación de largo y ancho entre 5:1 a 8:1, y su sección transversal puede ser circular, cuadrada o triangular (ver Figura 2.10) [32]. Estos biodigestores se usan cuando las excavaciones profundas para reactores tipo chino o hindú son difíciles [32].

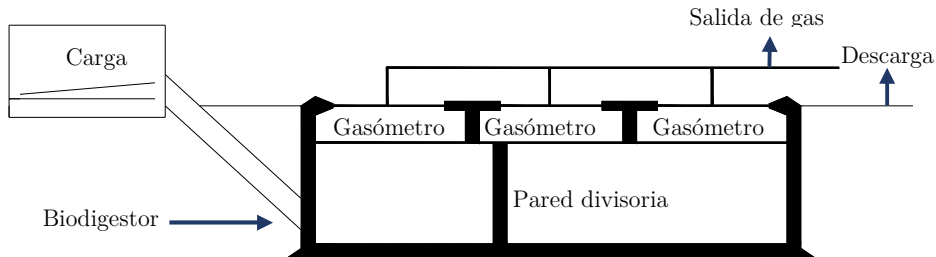


Figura 2.10. Biodigestores tipo horizontal.

Fuente: [32].

2.4.1.4 Biodigestores tipo Bolsa

En la década de los 80 estos biodigestores de estructura flexible fueron construidos con plástico en países como Colombia y Etiopía [69]. Posteriormente, se decidió mejorar el diseño y el plástico fue remplazado por membranas de polietileno que demostraron ser más resistentes y económicas [70]. Estos biodigestores tienen una estructura alargada al igual que los biodigestores horizontales y son diseñados en general para grandes cantidades de sustrato. Se caracterizan por su bajo costo y por su fácil instalación que reduce los problemas constructivos y la inversión inicial. Estas razones hacen que en países en vías de desarrollo sean preferidos por encima de los tipo chino e hindú [36].

Los biodigestores tipo bolsa son instalados en zanjas o excavaciones y generalmente son resguardados por techos que impiden el ingreso de radiación UV lo que garantiza su vida útil. La misma membrana o bolsa sirve como gasómetro para almacenar el biogás generado, el cual es conducido por tubos de PVC que desembocan en una válvula de seguridad que impide el ingreso del aire [70].

2.4.1.5 Biodigestor de mezcla completa o continuamente agitado (CSTR)

Comúnmente llamado CSTR (por sus siglas en inglés continuous stirred tank reactor). Estos biodigestores cuentan con un sistema de agitación que idealmente permite mantener a la mezcla dentro del reactor en condiciones homogéneas, es decir que las concentraciones de las sustancias sean de igual valor en todo el volumen del reactor. Esto facilita el modelamiento del reactor y aumenta la producción de metano, por lo cual es uno de los reactores más usados en el mundo para la DA [65], [71].

Un CSTR tiene una fase líquida en el fondo y una fase gaseosa en la parte superior. Además, pueden clasificarse en sistemas con recirculación o no, donde los primeros (Figura 2.11.b) cuentan con sistemas de agitación a baja velocidad permitiendo un contacto constante entre el sustrato y los microorganismos. Asimismo, su sistema de recirculación hace que poblaciones microbianas presentes en el efluente entren de nuevo al sistema, haciéndolo más eficiente el proceso de DA.

Por otro lado, los sistemas sin recirculación (Figura 2.11.a) generan regímenes estacionarios en los microorganismos, lo que a su vez hace necesario TRS muy altos que permita mantener durante el mayor tiempo posible las poblaciones microbianas activas dentro del reactor [32]. Adicionalmente, los biodigestores de tipo

chino, hindú y bolsa, pueden convertirse en CSTR si se les agrega agitación continua para mejorar la producción de biogás.

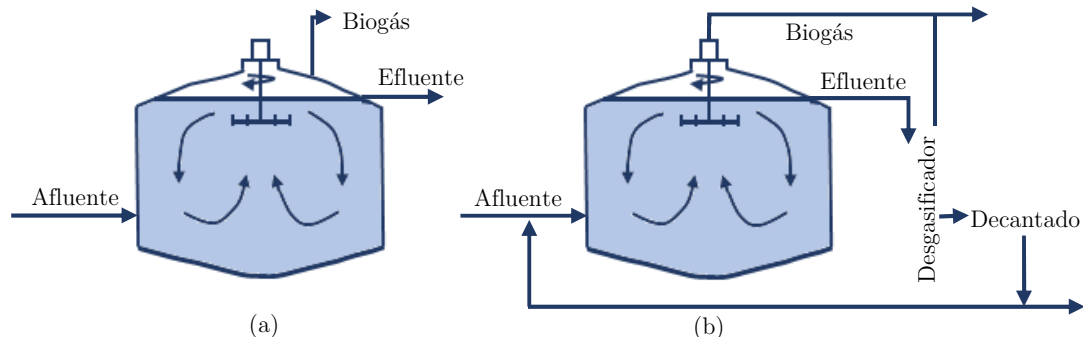


Figura 2.11. Biodigestores de mezcla completa sin recirculación (a) y con recirculación (b).

Fuente: adaptado de [32]

2.4.1.6 Biodigestores de flujo Ascendente (UASB)

Los UASB (por sus siglas en inglés, Up flow Anaerobic Sludge Blanket) son reactores continuos utilizados en su mayoría en plantas de tratamiento de aguas residuales [35]. Este tipo de reactores están compuesto principalmente por un cilindro vertical y un precipitador ubicado en la parte superior del reactor que se usa para separar el líquido dentro del reactor, los sólidos (lodos) y el biogás (ver Figura 2.12) [12]. El afluyente ingresa por la parte inferior del reactor y circula de forma ascendente con la ayuda de un sistema de bombeo exterior, esto hace que el líquido afluyente tenga contacto continuo y directo con las poblaciones microbianas que se encuentran sedimentadas en la parte inferior del reactor. Estas poblaciones microbianas son llamadas biomasa activa y son las encargadas de realizar el proceso de DA [12].

Los reactores UASB son usados para afluentes con alta concentración de sólidos y carga orgánica debido a su alta velocidad de sedimentación [32]. Además, la DA es más completa en estos reactores ya que su tiempo de retención de sólidos es mayor al tiempo de retención hidráulica (TRH), lo que le da más tiempo a los microorganismos de descomponer la materia orgánica. En algunos casos el líquido dentro del reactor es recirculado por el sistema para aumentar la eficiencia global del proceso de DA [12]. Estas características hacen posible implementar estrategias de control y optimizar la cantidad de biogás producido.

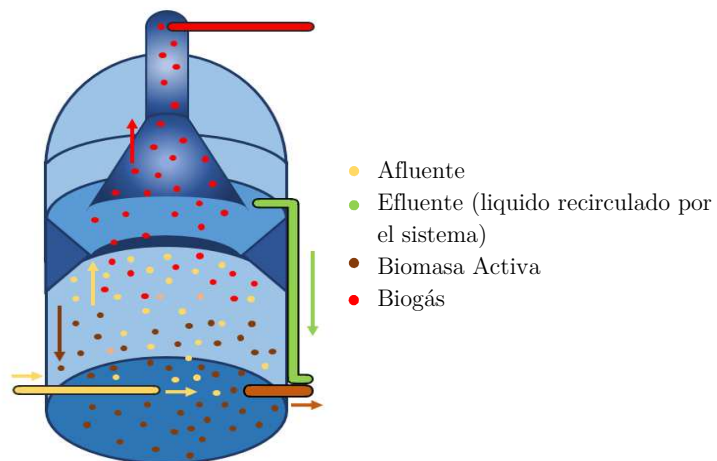


Figura 2.12. Reactor UASB

Fuente: adaptado de [12]

2.4.1.7 Biodigestor o reactor de lecho expandido (RLE) y fluidizado (RLF).

Este tipo de sistemas también son llamados de cultivo adherido ya que cuentan con un sistema interno de pequeño tamaño que sirve como soporte de un cultivo de microorganismos (biomasa activa) en el interior del

reactor [52]. Por su parte, los RLE cuentan con dispositivos que pueden ser de arena, carbón activado granular y medios plásticos sintéticos, los cuales presentan una concentración elevada de biomasa. La expansión del lecho se da gracias al flujo generado por la recirculación del sistema, como se muestra en la Figura 2.13.a, en donde se mantiene la velocidad ascendente hasta permitir una expansión del lecho entre un 15 y 30 % [32].

Por otro lado, en la Figura 2.13.b se muestra biodigestor RLF o de película fija, en donde la biomasa activa suspendida puede ser retirada de los reactores debido a altas velocidades del lecho ascendente. En este caso, se debe tener cuidado de no extraer demasiada biomasa activa que cause un déficit de microorganismos [32].

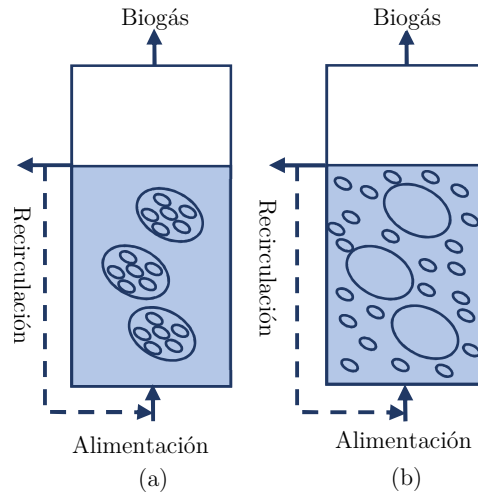


Figura 2.13. Biodigestores de cultivo adherido. (a) Lecho expandido y (b) Lecho fluidizado
Fuente: adaptado de [32].

2.4.1.8 Biodigestor de membrana anaerobia (BMA)

Estos biodigestores son sistemas que cuentan con una membrana dentro o fuera del reactor, como se muestra en la Figura 2.14. Esta membrana separa y retiene la biomasa de sustrato, permitiendo una operación del sistema con un largo TRS, pero con un TRH muy corto. Lo que hace al sistema más eficiente y estable.

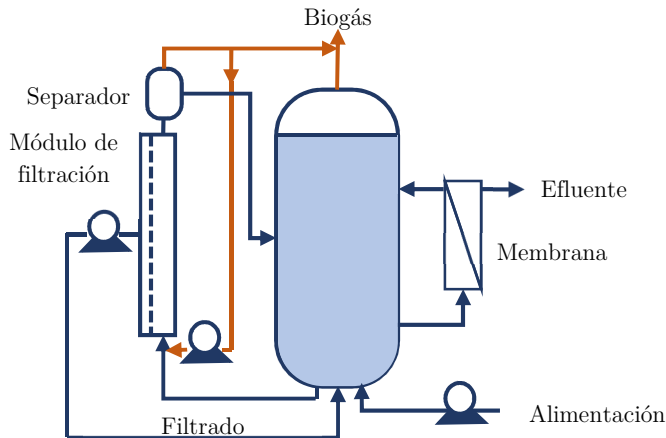


Figura 2.14. Biodigestor de membrana anaerobia.
Fuente: adaptado de [32].

2.4.2 Biodigestores discontinuos o de régimen estacionario

En los biodigestores de régimen estacionario (también llamados tipo Batch) se realiza una sola carga de materia orgánica. Luego de un periodo determinado de tiempo, cuando el volumen de biomasa ha disminuido y la producción de biogás ha cesado, el reactor es vaciado para iniciar nuevamente con el ciclo de operación [32],

[72]. Una de sus condiciones operativas es que deben tener un lugar de almacenamiento para el sustrato de entrada y otro lugar de mayor capacidad para la reserva de gas [72].

Los ciclos de operación en biodigestores tipo Batch se dividen en cuatro etapas principales [32]:

- Alimentación: ingreso de afluente (mezcla de agua y materia orgánica).
- Reacción: se da el proceso de DA.
- Sedimentación: la biomasa se decanta, y es separada del efluente.
- Descarga: el efluente es retirado del reactor.

Generalmente, para aumentar la funcionalidad en un sistema de producción de biogás con biodigestores tipo Batch se recomienda instalar más de uno para tenerlos en diferentes etapas de su ciclo de operación, lo que permite mantener casi constante la producción global de biogás a lo largo del tiempo (ver Figura 2.15)[32]. Los biodigestores CSTR y los tipo chino, hindú y bolsa también pueden trabajar en modo Batch.

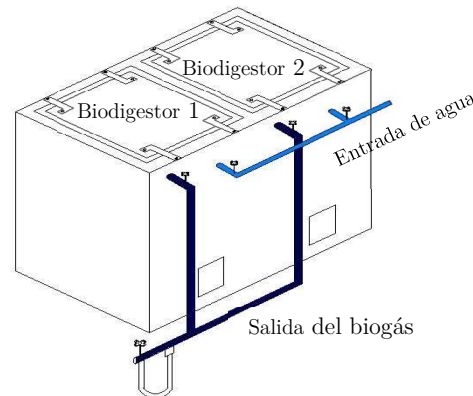


Figura 2.15. Biodigestores tipo Batch
Fuente: adaptado de [32]

2.4.3 Sistemas compuestos

Por otra parte se han realizado diseño híbridos de biodigestores que combinan los conceptos de los reactores anteriormente descritos. Las configuraciones simples de un solo reactor son llamadas de una etapa y agrupan las anteriormente explicadas, pero existen configuraciones que incluyen ciclos de retroalimentación y recirculación que son conocidas como sistemas de dos o más etapas [36]

Estos sistemas cuentan con un reactor principal en el cual ocurre la fase de hidrólisis de la DA y donde se tiene un tiempo de retención elevado. Además, cuenta con un reactor secundario con un tiempo de retención bajo, en el cual se descompone la materia orgánica y los ácidos producidos por el primer reactor. El efluente o líquido ya tratado es recirculado al primer reactor para generar estabilidad en la producción de biogás [32], [36].

Por otro lado, los sistemas de DA constituidos por dos reactores en serie donde el primer reactor se encarga de la fase Acidogénica y el segundo de la metanogénica, se denomina sistemas de dos fases. El objetivo principal en la aplicación de este tipo de sistemas es disminuir el TRS global del sistema, haciéndolo más eficiente [36]. Siendo el TRS menor el primer reactor, ya que los microorganismos encargados del proceso de acidogénesis tienen una tasa de crecimiento mayor a los microorganismos de la fase metanogénica [32].

2.5 BIOGÁS

Como se explicó anteriormente, el biogás es un biocombustible generado por la DA de materia orgánica. Su poder calorífico depende del contenido de CH_4 ; cuando la composición del biogás es de 60% CH_4 y 40% CO_2 su poder calorífico es aproximadamente 17,8 MJ/kg [73]. Según estimaciones experimentales, 1 m^3 de biogás equivale a 0,5 0,6 litros de diésel, que son aproximadamente 6 kWh y 0,6 m^3 de gas natural [36], [74]. Como

se observa en la Tabla 2.5, la composición del biogás producido depende en gran medida del sustrato que se elija.

Tabla 2.5. Estimación de la composición del Biogás para dos tipos de sustratos.

Componentes	Aguas residuales (%)	Biomasa residual agrícola (%)
Metano (CH ₄)	65 – 75	45 75
Dióxido de Carbono (CO ₂)	20 – 35	25 55
Monóxido de Carbono (CO)	<0,2	<0,2
Nitrógeno (N ₂)	3,4	0,01 5
Oxígeno (O ₂)	0,5	0,01 2
Gas de Hidrogeno (H ₂)	Trazas	0,5
Ácido Sulhídrico (H ₂ S)	Trazas	Trazas

Fuente: adaptado de [12]

2.5.1 Poder calorífico del biogás

El poder calorífico de un combustible se define como la cantidad de calor que se desprende por combustión completa de una unidad de volumen. Este poder calorífico depende de la fase en la que se encuentre el agua en los productos de la reacción de combustión. Si el agua está en fase líquida se llama poder calorífico superior (PCS) y si el agua está en fase gaseosa se llama poder calorífico inferior (PCI). Es decir, que el PCI es el calor liberado por la combustión una vez se ha descontado el calor necesario para evaporar el agua. Por esta razón, en los estudios termodinámicos se suele usar este valor en los procesos de combustión [75]. Como se puede observar en la Tabla 2.6 el PCI del biogás depende de las concentraciones de CH₄ y la densidad del mismo, ya que este es el único componente que aporta energía en la combustión.

Tabla 2.6. PCI del biogás para diferentes concentraciones de CH₄

Diferentes composiciones	Densidad a 15,6 °C (kg/m ³)	PCI [kJ/kg]
100% CH ₄ ^a		50014 ^a
90% CH ₄ y 10% CO ₂	0,8	38258,81
70% CH ₄ y 30% CO ₂	1,037	22927,41
50% CH ₄ y 50% CO ₂	1,275	13319,73

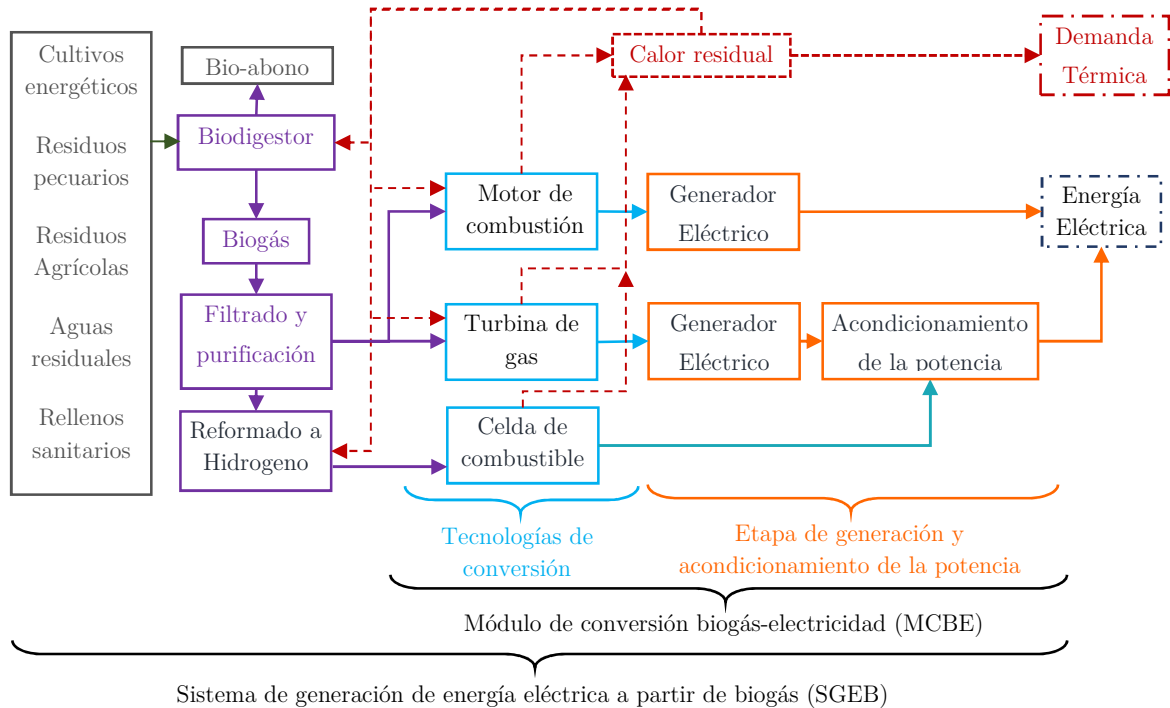
Nota: ^a dato tomados de [76].

Fuente: adaptado de [73], [76].

2.5.2 Aplicaciones del biogás

El potencial calorífico del biogás lo convierte en un biocombustible que puede sustituir parcialmente a los combustibles fósiles y ser aprovechado para la generación de energía térmica en calderas, estufas e incubadoras. El biogás también ha sido usado como combustible para vehículos y es una buena materia prima para elaborar productos químicos [77]. Además, si se aumenta la concentración de metano en el biogás se puede igualar el potencial energético del gas natural. Este nuevo gas con muy bajo contenido de CO₂ es llamado biometano y puede ser comprimido e inyectado a las redes de distribución de gas natural [78].

En la actualidad, la principal forma de aprovechar la energía de este biocombustible es la generación de electricidad [6]. Esta aplicación presenta amplias expectativas de crecimiento en el mundo y puede realizarse mediante módulos de conversión basados en tecnologías como el motor de combustión interna (MCI), las turbinas de gas (TG) y la celdas de combustible (CC) [16], [61]. Además, la conversión de biogás en electricidad implica la generación de calor residual que es normalmente aprovechado en plantas de cogeneración (CHP por sus siglas en inglés), donde se obtienen eficiencias globales (eficiencia térmica + eficiencia eléctrica) más altas. Los sistemas de cogeneración modernos alcanzan eficiencias globales de 85 90% [12]. En la Figura 2.16 se pueden observar diferentes caminos para transformar el biogás en electricidad.



Sistema de generación de energía eléctrica a partir de biogás (SGEB)

Figura 2.16. Procesos de conversión de Biogás a Electricidad.

Fuente: autores.

Note que la definición de un SGEB engloba todo el proceso desde la recolección del residuo, incluyendo la DA, la producción de biogás, los procesos de purificación y filtrado, hasta el módulo de conversión biogás electricidad (MCBE). Este último módulo a su vez está compuesto por las tecnologías de conversión y una etapa de generación y acondicionamiento de la potencia, que normaliza la frecuencia de trabajo al valor de la red.

La configuración típica para el MCBE, es la de un MCI que usa el biogás como combustible sustituto o complementario, acoplado directamente o por medio de bandas a un generador eléctrico para la producción de electricidad [79], [80]. Los MCI que funcionan con biogás están disponibles comercialmente en países como Alemania, China y Estados Unidos. Por su parte, tecnologías más modernas como las CC y las microturbinas de gas están limitadas a pequeñas potencias y ubicaciones experimentales debido a que requieren una mayor inversión inicial, pero se espera que a largo plazo se conviertan en las tecnologías dominantes [55].

Por otro lado, se estima que en el 2012 la producción mundial de electricidad usando biogás como combustible estuvo entre 47 y 95 TWh de electricidad [28]. En la Figura 2.17 se presentan los principales productores de electricidad usando biogás con plantas que están dedicadas exclusivamente a la generación de energía eléctrica y las que hacen parte de plantas de cogeneración. En esta figura se observa que Europa es la región del mundo donde más se ha avanzado en el tema, allí sobresale Alemania con un mercado consolidado y una producción de 29 TWh de electricidad [6]. Sin embargo, en los últimos años países como China han modernizado sus plantas de producción de biogás y han orientado su comercialización a proyectos de gran escala donde la producción de electricidad ha demostrado mejorar la sostenibilidad de las plantas [16]; lamentablemente no se tiene un dato consolidado de la producción total de este país por lo que no fue incluido en la Figura 2.17.

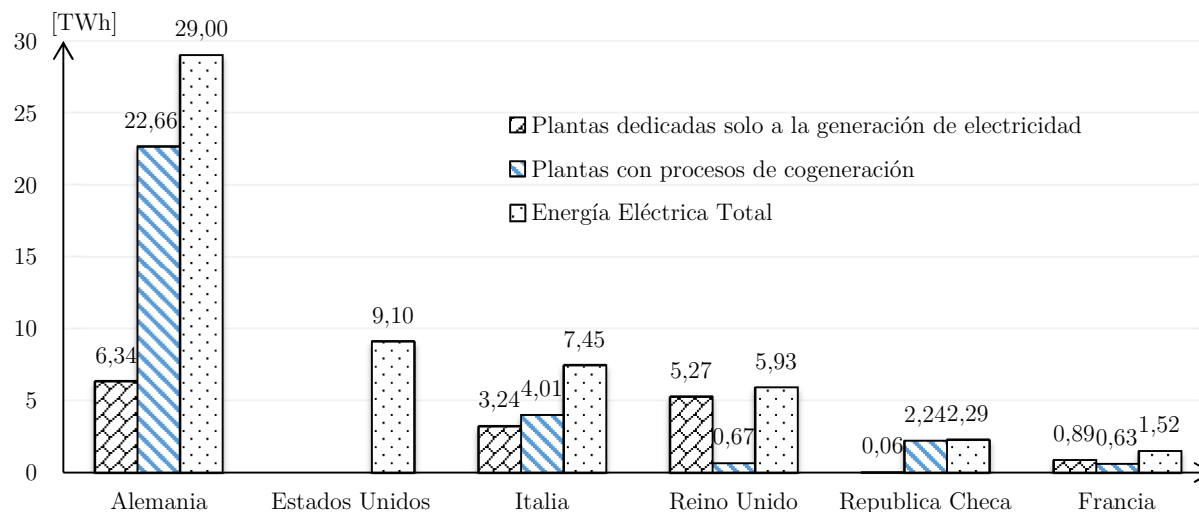


Figura 2.17. Principales productores de electricidad a partir de biogás en 2013.

Nota: para Estados Unidos solo se incluyó la producción total de electricidad. Fuente: Datos tomados de [6], [28].

En contraste la producción de energía usando biogás en Colombia es mínima comparada con los países de la Figura 2.17. Incluso Colombia no cuenta con datos consolidados de la producción de energía eléctrica a partir de biogás. Sin embargo, existen varias industrias que han incursionado en la aplicación de esta fuente de energía, estos proyectos pueden ser consultados en el anexo A.4.

2.5.3 Pre tratamientos del biogás

Antes de usar el biogás es necesario someterlo a una etapa de purificación y filtrado (desulfuración y secado) para eliminar algunos contaminantes como el vapor de agua y el ácido sulfhídrico que disminuyen su poder calorífico y pueden causar corrosión en las tecnologías de conversión biogás electricidad [81]. Si la aplicación requiere que el biogás sea muy puro (contenido de CH₄ por encima del 90%), este puede someterse a procesos complementarios como la biometanización o el reformado a hidrogeno (Ver Figura 2.18). Sin embargo, estas etapas extra de purificación necesitan equipos e infraestructura adicional que aumentan el costo en la producción del biogás [82]. Para más información remítase al anexo 0.

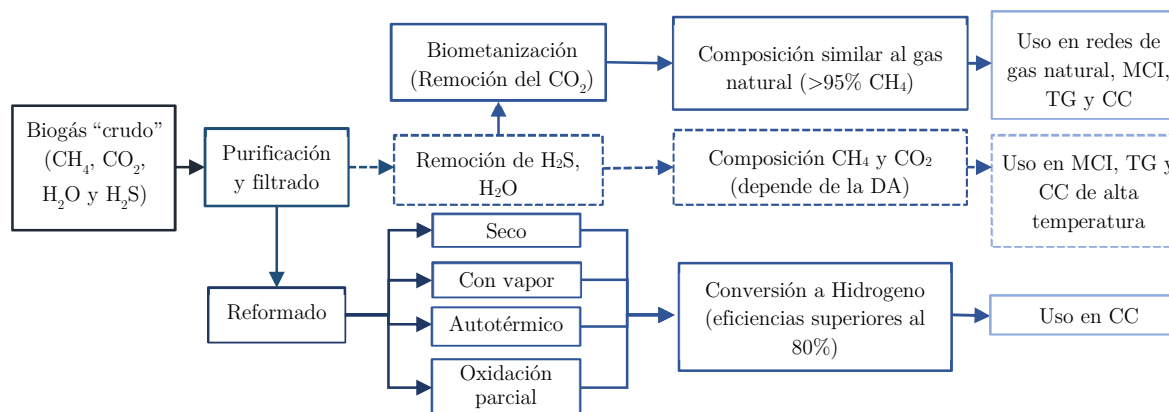


Figura 2.18. Pre tratamientos del biogás.

Fuente: autores.

3 MODELOS DE DIGESTIÓN ANAEROBIA

Este capítulo se enfoca principalmente en el modelo de digestión anaerobia (ADM1, Anaerobic Digestion Model 1) y su estructura. Además, se realiza una completa descripción matemática de todas las ecuaciones que lo componen y se presentan algunas consideraciones generales para su implementación. Adicionalmente, se desarrolla la validación del modelo y un análisis de sensibilidad. Al final, se explican brevemente algunos modelos lineales que son usados en la literatura para estimar la producción de biogás.

3.1 MODELO DE DIGESTIÓN ANAEROBIA NÚMERO 1 (ADM1)

La DA es un proceso susceptible a varios parámetros operacionales (temperatura, pH, relación C/N, entre otros), lo que genera a menudo problemas de estabilidad que solo pueden minimizarse mediante estrategias de control adecuadas [83]. En general, estas estrategias requieren el desarrollo de modelos matemáticos que sean capaces de estimar el comportamiento de la DA dentro de un amplio rango de condiciones de operación y que sirvan para optimizar y monitorear el proceso [38], [68], [84]. Los modelos pueden simular las condiciones reales de operación de las instalaciones a escala de laboratorio o escala de planta piloto, minimizando el riesgo económico con una reducción notable del tiempo y de la energía requerida para la obtención de resultados [85].

Los primeros modelos del proceso de DA estaban compuestos por un número de ecuaciones limitadas que permitían estimar el comportamiento de los grupos de microorganismos de forma general con tasas cinéticas sencillas [52]. La siguiente generación de modelos tenía una estructura más compleja, basada en las etapas del proceso (hidrolisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis) [33], [86], [87]. En estos modelos se definieron las relaciones estequiometrias con las que se logró describir detalladamente los procesos de bioconversión de la DA, así como las tasas de crecimiento microbiano y sus inhibiciones [88]. De estos modelos, el más usado y extendido es el ADM1 que fue desarrollado en el 2002 bajo el auspicio de la IWA (International Water Association) [33].

El ADM1 ha sido usado ampliamente alrededor del mundo para simular la DA [85], [89]–[92], gracias a su capacidad de representar condiciones transitorias, cambios en el pH, equilibrios ácido base y varios tipos de inhibiciones presentes en el proceso [93]. De igual forma, el modelo tiene una correlación del 95 % entre los valores simulados y los obtenidos mediante mediciones de laboratorio, siempre y cuando se realice una adecuada caracterización del residuo de entrada y una buena calibración de sus parámetros [51]. Estas razones convierten al ADM1 en un modelo que facilita la comprensión del proceso de la DA, la validación de modelos simples, el desarrollo de diseños experimentales óptimos y la formulación de estrategias de control [38]. Además, el modelo permite tener una base común de validación y desarrollo, obteniendo resultados comparables y compatibles con medidas experimentales, por lo que se ha convertido en una herramienta muy importante para la academia y la industria [94]. Sin embargo, el modelo desprecia algunos procesos y especies de microorganismos para no exceder la complejidad de los cálculos [52].

El ADM1 usa como base común la demanda química de oxígeno (DQO) para modelar las diferentes concentraciones de biomasa, ya que esta permite relacionar el sustrato orgánico, la biomasa activa y el oxígeno utilizado manteniendo los balances de masa. Además, la prueba para estimar la DQO es rápida y repetible lo que permite monitorear el proceso de DA más fácilmente [95]. La DQO total es dividida como se observa en la Figura 3.1, para representar eficientemente las diferentes tasas de degradación de la materia orgánica.

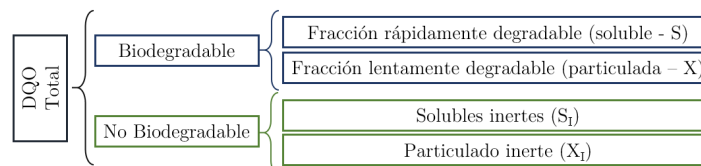


Figura 3.1. Divisiones de la DQO.

Fuente: adaptado de [95].

Un esquema simplificado del modelo es mostrado en la Figura 3.2, donde q_{in} es el caudal de entrada, q_{out} es el efluente y q_{gas} es el flujo de biogás producido. En su estructura, el ADM1 se divide en una fase líquida y otra gaseosa las cuales se relacionan mediante tasas de transferencia de masa líquido gas ($_{gas, T}$). La fase líquida reúne las concentraciones de los componentes fisicoquímicos del residuo de entrada y las que se encuentran dentro del reactor, mientras que la fase gaseosa agrupa los gases producidos por la DA de la biomasa al interior del biodigestor.

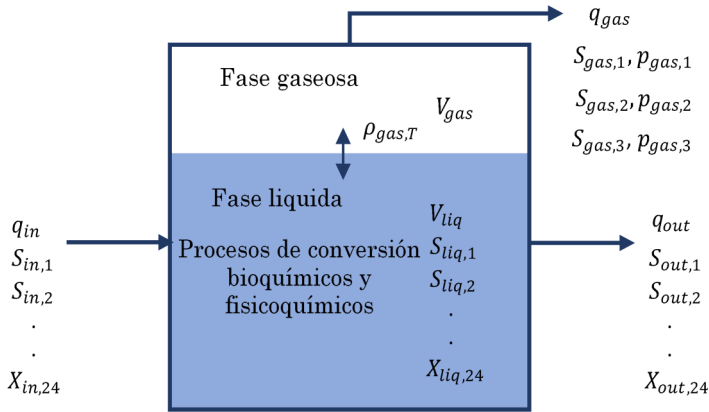


Figura 3.2. Esquema del ADM1 en un biodigestor tipo de un solo tanque.

Fuente: adaptado de [33]

Adicionalmente, el modelo se basa en dos tipos de reacciones, las bioquímicas y las fisicoquímicas. Las primeras describen tres pasos biológicos generales (acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis) e incluyen un paso de desintegración extracelular y uno de hidrólisis extracelular. Aunque las reacciones bioquímicas por sí solas pueden describir un sistema anaerobio [33], es necesario adicionar las funciones fisicoquímicas en el modelo. Estas reacciones describen fenómenos que no son mediados por los microorganismos pero que afectan directa o indirectamente el crecimiento de las poblaciones bacterianas (pH, equilibrio ácido base y las concentraciones de gases)[33].

El ADM1 posee 29 variables de estado que se calculan mediante balances de masa y están divididas en 26 variables para la fase líquida (ver Tabla 3.1) y 3 para la fase gaseosa (ver Tabla 3.2). Todas estas variables se relacionan con las concentraciones de diferentes compuestos que integran cada residuo y son agrupadas en una matriz de procesos (matriz *Peterson* Ver anexo B.1) donde interactúan con los 19 procesos bioquímicos presentes en el modelo. En la Tabla 3.1 se presentan las concentraciones solubles (S) y las concentraciones particuladas (X) que sirven como vector de entrada al ADM1 y en las que se tienen en cuenta las diferentes velocidades de degradación de la biomasa [96].

Para la fase gaseosa, el ADM1 supone que el biogás producido está compuesto por 4 gases: metano, hidrogeno dióxido de carbono y vapor de agua. El modelo considera que la suma de las presiones parciales de los gases es igual a la presión total del biogás (ver ecuación (3.19))[96]. Sin embargo, el vapor de agua no es considerado como variable de estado ya que se calcula con una sencilla ecuación algebraica donde se ajusta a la temperatura de operación (ver ecuación (3.18)). A continuación, se describirán de forma básica los términos y conceptos del modelo ADM1 para facilitar su comprensión y mejorar el entendimiento de las ecuaciones que lo componen (ver sección 3.1.5).

Tabla 3.1. Concentraciones del flujo de entrada y del flujo de salida.

Solubles			Particuladas o insolubles		
z^*	Variable	Descripción	z^*	Variable	Descripción
1	S_{su}	Monosacáridos	13	X_c	Sustratos compuestos
2	S_{aa}	Aminoácidos	14	X_{ch}	Carbohidratos
3	S_{fa}	Ácidos grasos de cadena larga (AGCL)	15	X_{pr}	Proteínas
4	S_{va}	Valerato total	16	X_{li}	Lípidos
5	S_{bu}	Butirato total	17	X_{su}	Consumidores de azúcar
6	S_{pro}	Propionato total	18	X_{aa}	Consumidores de aminoácidos
7	S_{ac}	Acetato total	19	X_{fa}	Consumidores de LCFA
8	S_{h2}	Hidrógeno gas	20	X_{c4}	Consumidores de valerato y butirato
9	S_{ch4}	Metano gas	21	X_{pro}	Consumidores de propionato
10	S_{IC}	Carbono inorgánico	22	X_{ac}	Consumidores de acetato
11	S_{IN}	Nitrógeno Inorgánico	23	X_{h2}	Consumidores de hidrógeno
12	S_I	Solubles inertes			
25	S_{cat}	Cationes de base fuertes	24	X_I	Partículas inertes
26	S_{an}	Aniones de ácidos fuertes			

Nota: * z hace referencia a la posición de la variable dentro del vector de entrada. Todas las unidades están expresadas en Kg DQO/m³, excepto S_{IC} , S_{IN} , S_{cat} y S_{an} que son expresadas en Kmol/m³. Fuente: adaptado de [93], [97]

Tabla 3.2. Concentraciones del flujo de biogás producido.

Variable	Descripción	Unidades
S_{h2}	Concentración de hidrogeno	(kg DQO/ m ³)
S_{CH4}	Concentración de metano	(kg DQO/ m ³)
S_{CO2}	Concentración de dióxido de carbono	(k mole C/ m ³)

Fuente: adaptado de [93], [97].

3.1.1 Balance de masa

Los balances de masa son fundamentales para el ADM1 ya que pueden formular el consumo o producción de una especie química o biológica determinada y estimar su concentración en cualquier instante de tiempo [64]. Todas las variables de estado poseen un balance de masa representado por una ecuación diferencial ordinaria (ODE) que tiene en cuenta el flujo másico de entrada ($\dot{m}_{x,in}$), el flujo másico de salida ($\dot{m}_{x,out}$) y una tasa de generación de masa neta al interior del sistema (\dot{r}), como se muestra en la Ecuación (3.1) [64].

$$\frac{dm_x}{dt} = \dot{m}_{x,in} - \dot{m}_{x,out} + \dot{r} \quad (3.1)$$

$$\frac{dS_x}{dt} = \frac{q_{in}S_{x,in}}{V_{reactor}} - \frac{q_{out}S_x}{V_{reactor}} + \dot{\rho}_x \quad (3.2)$$

$$0 = \frac{q_{in}S_{x,in}}{V_{reactor}} - \frac{q_{out}S_x}{V_{reactor}} + \dot{\rho}_x \quad (3.3)$$

$$\frac{dS_x}{dt} = \dot{\rho}_x \quad (3.4)$$

Cuando el balance másico se aplica a un reactor anaerobio con agitación continua, se puede asumir que la concentración del efluente es igual a la concentración del sustrato en el interior del sistema (S_x). De esta manera, el balance de masa descrito en la ecuación (3.1) se convierte en la expresión mostrada en la ecuación (3.2), donde $S_{x,in}$ es la concentración del sustrato en el afluente, $\dot{\rho}_x$ es la razón volumétrica de generación de masa y q_{in} y q_{out} son los caudales de entrada y salida respectivamente. Con la ecuación (3.2) se busca conocer la concentración del material S_x en cualquier instante y es válida bajo las restricciones de que el volumen líquido del reactor ($V_{reactor}$) no cambie con el tiempo y la mezcla del sustrato sea homogénea [52].

Para calcular el balance de masa inicialmente se debe determinar $\dot{\rho}_x$ que depende de varios parámetros como inhibiciones, constantes de saturación media, tasas de producción de biomasa y tasas de crecimiento y decaimiento microbiano [52]. Además, cuando el sistema alcanza el estado estacionario, la razón de cambio del sustrato (dS_x/dt) se vuelve cero y la ecuación puede ser solucionada algebraicamente (ver ecuación (3.3)). Por

otro lado, si el balance se aplica a un sistema cerrado con una concentración inicial dada (biodigestor tipo Batch), la expresión (3.2) puede reducirse a la ecuación (3.4), donde dS_x/dt dependerá únicamente de ρ_x [52].

3.1.2 Reacciones Bioquímicas

Como se mencionó anteriormente las reacciones bioquímicas describen los pasos biológicos de la DA y están estructurados siguiendo los procesos mostrados en la Figura 3.3 donde se presenta la transformación de compuestos complejos a biogás. Estos procesos están definidos a partir de funciones que representan la dinámica de las poblaciones microbianas y su efecto en las diferentes concentraciones de sustrato en un sistema anaerobio. Para esto, se debe describir el crecimiento global de los microorganismos, apoyándose en conceptos como la tasa de crecimiento global de una población microbiana que depende de su concentración (x) y su tasa específica de crecimiento (μ) (ver ecuación(3.5)) [52].

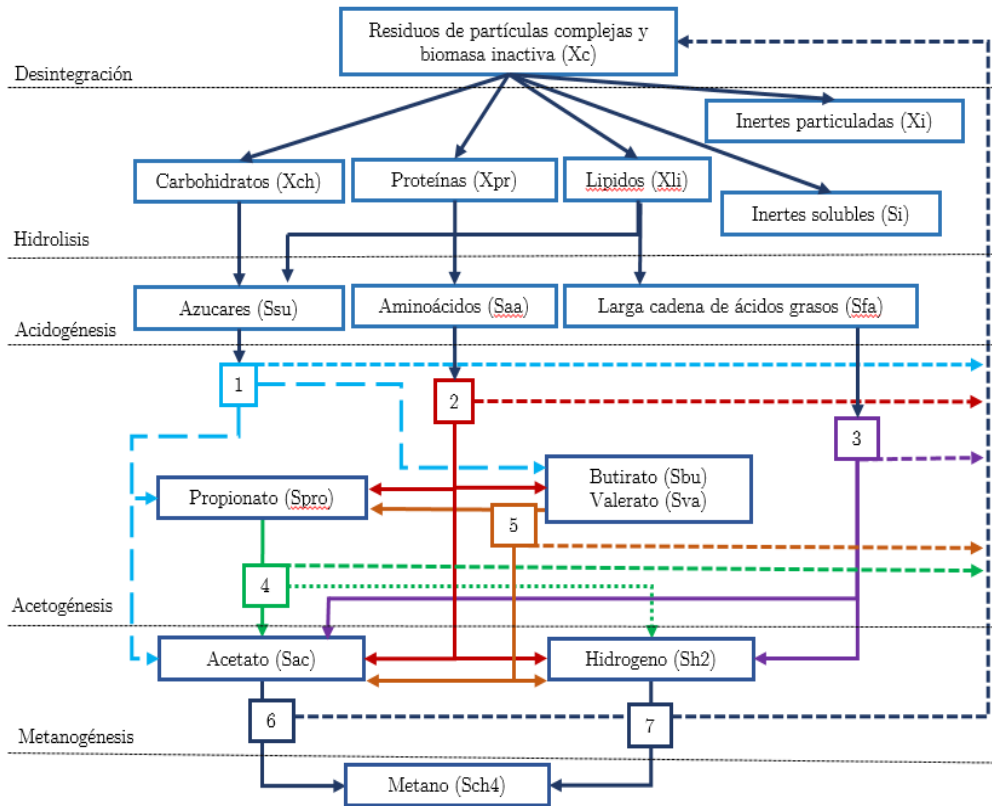


Figura 3.3. Proceso de DA para el ADM1.

Nota: reacciones bioquímicas del proceso de DA: (1) acidogénesis de azúcares, (2) acidogénesis de aminoácidos, (3) acidogénesis de ácidos grasos de cadena larga, (4) acetogénesis del propionato, (5) acetogénesis del butirato y valerato, (6) metanogénesis acetoclastica y (7) metanogénesis hidrogenotrófica.

Fuente: adaptado de [33], [88]

La tasa de crecimiento microbiana puede ser escrita en función de la concentración del sustrato que consume usando la Cinética de Monod (ver ecuación (3.6)), la cual considera la limitación del crecimiento microbiano cuando se consume en exceso algún sustrato. En esta cinética de crecimiento, μ_{max} representa a la tasa máxima de crecimiento específico y la constante de saturación (K_s) describe la correlación entre el grupo microbiano y el sustrato consumido, es decir, que esta relación explica cuánto afecta la falta o exceso de determinando sustrato al crecimiento de un grupo microbiano [33].

Adicionalmente, para definir la razón de crecimiento global de una población es necesario incluir la tasa de decaimiento del grupo microbiano, la cual es expresada en función del coeficiente de respiración endógeno (K_{dec}) (ver ecuación (3.7)) [52]. Al combinar los parámetros de crecimiento y decaimiento microbiano, junto

con la concentración del sustrato consumido, es posible determinar la razón neta de crecimiento de los microorganismos, mostrado en la ecuación (3.8) [52].

Tabla 3.3. Ecuaciones que describen las tasas de crecimiento poblacional microbiano.

Tasas de crecimiento poblacional microbiana	Ecuaciones que la describen	Numeración
Razón de crecimiento global microbiano	$\frac{dx}{dt} = \mu * x$	(3.5)
Función de relación entre el crecimiento microbiano y la concentración del sustrato (cinética de Monod)	$\mu = \mu_{max} * \frac{S}{K_s + S}$	(3.6)
Tasa de decaimiento microbiano	$\frac{dx_{dec}}{dt} = k_{dec} * x$	(3.7)
Razón de crecimiento global	$\frac{dx}{dt} = \mu_{max} * \frac{S}{K_s + S} * x - K_{dec}x$	(3.8)

Fuente: adaptado de [52].

3.1.2.1 Tasas de producción de biomasa

Dentro del ADM1 el término biomasa se utiliza para especificar la masa de los organismos biológicos y enzimas que cohabitan en el biodigestor [65]. La cinética microbiana del modelo también tiene en cuenta el metabolismo de los microorganismos mediante el coeficiente de producción de biomasa (Y), que se relaciona con el consumo de un sustrato con la ecuación (3.9), donde también se incluye el decaimiento de las poblaciones microbianas [52]. Al combinar y reordenar las ecuaciones (3.8) y (3.9) se obtiene la tasa de utilización del sustrato que es usada en todos los procesos consumidores de biomasa agrupados en la matriz Petersen, donde S y x son las concentraciones solubles y particuladas respectivamente (Ver ecuación (3.10)).

$$\frac{dx}{dt} = Y * \frac{dS}{dt} - K_{dec}x \quad (3.9)$$

$$\frac{dS}{dt} = \mu_{max} * \frac{S}{K_s + S} * \frac{x}{Y} \quad (3.10)$$

3.1.2.2 Matriz Petersen

Es una estructura usada con frecuencia para modelar interacciones químicas y biológicas. En el caso del ADM1, cada fila de la matriz (j) representa un proceso bioquímico y cada columna (i) representa los componentes solubles y particulados incluidos en la Tabla 3.1, excluyendo a S_{an} y S_{cat} que son usados para calcular el pH. La matriz incluye una columna con la razón cinética de cada proceso (ρ_j) (ver Tabla B.1). Además, las filas y columnas se relacionan mediante coeficientes estequiométricos (V_{ij}) que describen la velocidad con la que se realizan los procesos bioquímicos de las concentraciones solubles y particuladas [97]. Dentro del ADM1 la estequiometría es considerada constante y representa de manera simplificada los procesos bioquímicos de la DA [33]. Debido a su extensión la matriz Petersen es presentada en el anexo B.1.

La matriz Petersen cuenta con 19 procesos bioquímicos que están divididos según la descripción dada en la Figura 3.3. Los 4 primeros procesos ($j=1$ a 4) describen la desintegración e hidrólisis de las macromoléculas (carbohidratos, lípidos y proteínas). En los procesos 5 a 12, se tienen en cuenta las etapas de acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis donde se transforman productos intermedios (azúcares, AGCL y aminoácidos) en CH_4 y CO_2 . Por último, los procesos 13 a 19 tienen en cuenta el decaimiento de las poblaciones bacterianas, que para el caso del ADM1 original son siete [33]. Es importante resaltar que en versiones posteriores este modelo fue modificado para incluir n poblaciones bacterianas haciéndolo más robusto y preciso [98].

3.1.3 Reacciones Físicoquímicas

El ADM1 considera 2 tipos de procesos o reacciones fisicoquímicas, las líquido líquido (asociación y disociación de iones) y la transferencia de masa en los intercambios líquido gas. Estas reacciones fisicoquímicas sirven para describir los equilibrios ácido base y los factores de inhibición biológica debido a variaciones en el pH y a concentraciones de gases disueltos [33], [96]. Las funciones que representan estos procesos pueden ser descritos a partir de ecuaciones diferenciales algebraicas (DAE) debido a que son más rápidos en comparación a las reacciones bioquímicas [33].

Al mismo tiempo, estas reacciones son indispensables para calcular las concentraciones de los gases generados por la DA (CO_2 , CH_4 , H_2 y H_2O). Con el fin de obtener resultados más precisos, el modelo incluye los efectos generados por los cambios de temperatura en los parámetros fisicoquímicos (constantes de la ley de Henry y constantes de equilibrio ácido base) [96].

3.1.3.1 Reacciones líquido líquido

Dentro de estas reacciones, el ADM1 incluye los equilibrios ácido base que determinan el equilibrio químico de la DA y se calculan mediante la asociación y disociación de iones que pueden ser modelados con DAE (Ver Tabla B.14) o con ecuaciones diferenciales ordinarias (ODE) (Tabla B.17). Además, describen los efectos causados por sistemas buffer (sistemas de amortiguamiento) sobre la concentración del ion de hidronio (S_{H^+}), relacionado directamente con el valor de pH mediante la ecuación (3.11) [52].

$$pH = -\log(S_{H^+}) \quad (3.11)$$

Los sistemas buffer están encargados de mantener el pH relativamente constante mediante el ingreso de sustancias amortiguadoras en los cultivos de microorganismos en ambientes cerrados como los biodigestores [27]. En el modelo se incluyen como sustancias amortiguadoras cuatro ácidos grasos de cadena corta: el ácido valérico, el ácido butírico, el ácido propiónico y el ácido acético; y tres ácidos inorgánicos: ácido carbónico (H_2CO_3), bicarbonato (HCO_3^-) y amonio (NH_4^+) [52].

Si se usa una implementación ODE, es necesario calcular las tasas cinéticas de la Tabla B.17 con las que se puede determinar los estados iónicos mostrados en la Tabla B.18 Posteriormente se estima el balance de carga de las sustancias amortiguadoras presentado en la ecuación (3.12). En este balance de carga se incluyen S_{cat^+} y S_{an^-} que representan la disociación de iones cargados positivamente de las bases fuertes y la disociación de iones cargados negativamente de los ácidos fuertes respectivamente. Los coeficientes que acompañan a los ácidos grasos de cadena corta cumplen la función de convertir las unidades de gDQO/L a mol/L. Después de calcular θ , se puede obtener el valor de S_{H^+} mediante la ecuación (3.13), donde K_w es un coeficiente de equilibrio [96].

$$\theta = S_{cat^+} + (S_{IN} - S_{NH_3^+}) - S_{HCO_3^-} - \frac{S_{ac^-}}{64} - \frac{S_{pro^-}}{112} - \frac{S_{bu^-}}{160} - \frac{S_{va^-}}{208} - S_{an^-} \quad (3.12)$$

$$S_{H^+} = -\frac{\theta}{2} + \frac{\sqrt{\theta^2 + 4K_w}}{2} \quad (3.13)$$

Si por el contrario, la implementación de los equilibrios ácido base y el cálculo de S_{H^+} se realiza con DAE, los estados iónicos deben calcularse como se muestra en la Tabla B.14. Estas relaciones son no lineales por lo que se usa un método iterativo como el Newton Raphson donde el valor de S_{H^+} es calculado para cada iteración k como se muestra en la ecuación (3.14) [96].

$$S_{H^+,k+1} = S_{H^+,k} - \frac{E(S_{H^+,k})}{(dE(S_{H^+})/dS_{H^+})|_{S_{H^+,k}}} \quad (3.14)$$

Donde el valor de $E(S_{H^+,k})$ es igual a θ en el paso k y $S'_{H^+,k}$ es la primera derivada del balance de carga con respecto a S_{H^+} (Ver ecuación (3.15)). Normalmente se requieren solo 2 o 3 iteraciones para resolver la ecuación en un instante de tiempo determinado [96].

$$S'_{H^+,k} = 1 + \frac{K_{a,IN} * S_{IN}}{(K_{a,IN} + S_{H^+})^2} + \frac{K_{a,CO2} * S_{IC}}{(K_{a,co2} + S_{H^+})^2} + \frac{1}{64} * \frac{K_{a,ac} * S_{ac}}{(K_{a,ac} + S_{H^+})^2} + \frac{1}{112} * \frac{K_{a,pro} * S_{pro}}{(K_{a,pro} + S_{H^+})^2} + \frac{1}{160} * \frac{K_{a,bu} * S_{bu}}{(K_{a,bu} + S_{H^+})^2} + \frac{1}{208} * \frac{K_{a,va} * S_{va}}{(K_{a,va} + S_{H^+})^2} + \frac{K_w}{(S_{H^+})^2} \quad (3.15)$$

3.1.3.2 Transferencia liquido gas

Las trasferencias liquido gas están basadas en la ley de Henry que establece que la concentración de un gas en un líquido es proporcional a la presión parcial que origina el gas sobre este líquido [64]. En el ADM1 se supone que el gas producido solo está compuesto por CH_4 , CO_2 y H_2 , por lo que la suma de estos tres gases más un porcentaje de vapor de agua conforman el biogás generado dentro del reactor. La ley de Henry se expresa forma general como se muestra en la ecuación (3.16) mediante tasas cinéticas de transferencia de masa para un gas i ($\rho_{T,i}$) (ver Tabla B.5).

$$\rho_{T,i} = K_L a * (S_{liq,i} - K_{H,i} P_{gas,i}) \quad (3.16)$$

Donde $K_L a$ es el producto del coeficiente global de transferencia de masa, K_L y el área específica de transferencia a , $S_{liq,i}$ es la concentración del gas i en la fase liquida, $K_{H,i}$ es el coeficiente de la ley de Henry para el gas i y $P_{gas,i}$ es la presión parcial del gas i en la fase gaseosa. Las presiones parciales pueden ser calculadas usando la ley del gas ideal como se muestra en la ecuación (3.17) [52].

$$p_{gas,i} = S_{gas,i} * RT_{op} \quad (3.17)$$

Donde $S_{gas,i}$ es la concentración del gas i en la fase gaseosa, R es la constante de los gases ideales y T es la temperatura del gas [52]. También se debe calcular la presión del vapor de agua (ecuación (3.18)) para obtener la presión total del gas (ecuación (3.19)).

$$p_{gas,H_2O} = 0,0313 \exp\left(5290 * \left[\frac{1}{298} - \frac{1}{T_{op}}\right]\right) \quad (3.18)$$

$$p_{gas,total} = p_{gas,h_2} + p_{gas,ch_4} + p_{gas,co_2} + p_{gas,H_2O} \quad (3.19)$$

Por otro lado, se encuentra el flujo volumétrico de gas generado (q_{gas}), el cual puede ser calculado a partir de la ecuación (3.20) o de la ecuación (3.21). La primera, puede arrojar problemas numéricos por lo que la implementación hecha en [96] recomienda usar la segunda ecuación.

$$q_{gas} = \frac{RT_{op}}{P_{atm} - p_{gas,H_2O}} * V_{liq} \left(\frac{\rho_{T,8}}{16} + \frac{\rho_{T,9}}{64} + \rho_{T,10} \right) \quad (3.20)$$

$$q_{gas} = K_p (p_{gas,total} - P_{atm}) * \frac{P_{gas,total}}{P_{atm}} \quad (3.21)$$

Donde $\rho_{T,i}$ es la tasa de transferencia liquido gas del modelo, R es la constante de los gases, T_{op} es la temperatura de operación, P_{gas} es la presión dentro del biodigestor, P_{atm} es la presión externa y k_p es una constante que considera la fricción de las moléculas en el gas de salida y que debe ser calibrada para cada caso [33]. La ecuación (3.21) para q_{gas} incluye una compensación de la sobrepresión al interior del reactor con el

factor P_{gas}/P_{atm} , es decir que q_{gas} se encuentra a presión atmosférica. Note que esta compensación hace que el caudal de gas de salida este normalizado, es decir en unidades de $[Nm^3/día]$.

3.1.4 Procesos de inhibición

La inhibición es un término usado cuando el metabolismo microbiano se reduce por diversas afectaciones en su entorno (ver sección 2.2.4.3). La Tabla 3.4 presenta los 3 tipos de inhibición que son considerados por el ADM1: inhibición por variaciones de pH fuera del rango permitido (6,5 – 8) (ecuaciones (3.22) y (3.23)), inhibición por captación no competitiva (ecuación (3.24)) e inhibición por limitación de nitrógeno (ecuación (3.25)) [33], [99].

Tabla 3.4. Funciones que describen las tres inhibiciones que el ADM1 tiene en cuenta.

Descripción	Ecuación
Limitación por valores de pH basada en la concentración de iones de hidrogeno, con $w = aa, ac$ y h_2 (Función de Hill)	$I_{pH,w} = \frac{pH_{lim,w}^{n_w}}{(SH_+)^{n_w} + pH_{lim,w}^{n_w}} \quad (3.22)$ <p>Con: $pH_{lim,w} = 10^{-\frac{pH_{UL,w} - pH_{LL,w}}{2}}$ $n_w = 3/(pH_{UL,w} - pH_{LL,w})$</p>
Limitación por valores de pH inferiores	$I_{pH,w} = \begin{cases} \exp\left(-3\left(\frac{pH - pH_{UL,j}}{pH_{UL,j} - pH_{LL,j}}\right)^2\right) & : pH < pH_{UL,j} \\ 1 & : pH > pH_{UL,j} \end{cases} \quad (3.23)$
Donde:	$I_{pH,w}$ Indica la función de inhibición por pH en un proceso w , pH_{LL} y pH_{UL} representan el nivel inferior y superior del pH respectivamente, donde el proceso es inhibido un 50%.
Inhibición no competitiva	$I_{i,j} = \frac{K_{I,i,j}}{K_{I,i,j} + S_i} \quad (3.24)$
Donde:	$I_{i,j}$, indica la inhibición generada por la especie química i en el proceso j , $K_{I,i,j}$ es la concentración de la especie inhibitoria i que inhibe el proceso j en un 50%
Inhibición por falta de S_{IN}	$I_{IN,lim} = \frac{S_{IN}}{S_{IN} + K_{S,IN-j}} \quad (3.25)$
Donde:	Donde I_{IN} es el factor de inhibición generada por defecto del sustrato nitrógeno inorgánico S_{IN} y $K_{S,IN}$ es la concentración del sustrato S_{IN} inhibitoria en un 50% del proceso j .

Fuente: adaptado de [33], [52], [96]

La inhibición no competitiva se da con altas concentraciones de sustancias inhibitorias como el amoniaco y el hidrogeno [100]. Por su parte, la inhibición por nitrógeno limitado se da cuando la concentración de nitrógeno inorgánico (S_{IN}) es muy baja, lo que impide a las poblaciones microbianas desarrollarse completamente [68]. Las inhibiciones por variación del pH y por falta de nitrógeno inorgánico afectan a todos los procesos de consumo de productos intermedios incluidos en la matriz Petersen ($j=5:12$). Los diferentes tipos de inhibición son combinados con la tasa de utilización de sustrato para determinar las tasas cinéticas de los procesos bioquímicos presentes en la matriz Petersen (Tabla B.6).

3.1.5 Ecuaciones del modelo

La implementación DAE del ADM1 se compone de 29 ecuaciones diferenciales divididas de la siguiente forma: 12 son de los balances de masa de las concentraciones solubles, 12 son de las concentraciones particuladas, 3 son de los componentes gaseosos y las últimas dos pertenecen a los cationes y aniones. Además, posee ecuaciones algebraicas para el cálculo del pH y los estados iónicos [33].

En las siguientes subsecciones se presentan de manera general las ecuaciones del modelo. No obstante, debido al gran número de ecuaciones del ADM1 todas son agrupadas en el anexo B, donde se presenta una descripción más completa de las mismas.

3.1.5.1 Ecuaciones de la fase líquida

La fase líquida del proceso incluye los balances de masa de las concentraciones solubles y particuladas, los equilibrios ácido base y los estados iónicos (aniones y cationes)[97]. El balance de masa de la fase líquida del proceso está descrito por la ecuación (3.27). Sobre esta ecuación se pueden realizar las mismas simplificaciones descritas en la sección 3.1.1. De esta manera, si el sistema es tipo Batch el balance de masa se convierte en la ecuación (3.28) [33], [97]. Adicionalmente, los balances de masa tienen en cuenta la razón volumétrica de generación de masa al interior del sistema (r_i), la cual para una concentración i es la sumatoria de los coeficientes estequiométricos $V_{i,j}$ multiplicados por las tasas cinéticas (ρ_j) presentes en la matriz Petersen (ver ecuación(3.26)). Todas la ecuaciones de la fase líquida presentes en el ADM1 se pueden ver en el anexo B.2.5 y B.2.6.

$$\dot{\rho}_x = r_i = \sum_{j=1-19} \rho_j V_{i,j}, \text{ con } i = 1:24 \quad (3.26)$$

$$\frac{dS_{liq,i}}{dt} = \frac{q_{in} S_{in,i}}{V_{liq}} - \frac{S_{liq,i} q_{out}}{V_{liq}} + \sum_{j=1-19} \rho_j V_{i,j} \quad (3.27)$$

$$\frac{dS_{liq,i}}{dt} = \sum_{j=1-19} \rho_j V_{i,j} \quad (3.28)$$

Donde q_{in} y q_{out} son el caudal de entrada y salida respectivamente del biodigestor, V_{liq} es el volumen de la fase líquida en el interior del biodigestor, $S_{liq,i}$ es la concentración del compuesto i en la fase líquida (dentro del reactor) y $S_{in,i}$ es la concentración del compuesto i en el afluente.

En el caso de $i=10$ y 11 , que corresponden a las concentraciones de carbono (S_C) y de nitrógeno inorgánico (S_N), se tienen en cuenta algunas consideraciones adicionales para mantener el balance de carbono y de nitrógeno en todo el sistema (ver Tabla B.10). Las ecuaciones ácido base también hacen parte de la fase líquida del proceso y están compuestas por los estados iónicos del balance de carga (ecuación (3.12)). Estos estados iónicos pueden ser implementados con DAE (Ver Tabla B.14) o con ODE (Ver Tabla B.18). Aunque con las dos tipos de ecuaciones se llega al mismo resultado, la implementación DAE logra tiempos de simulación considerablemente más cortos [96].

3.1.5.2 Ecuaciones de la fase gaseosa

Como se mencionó anteriormente las 3 variables de estado de la fase gaseosa son la concentración de CH_4 , CO_2 y H_2 , las cuales se relacionan con la fase líquida mediante las tasas de transferencia líquido gas ($\rho_{T,i}$). Las concentraciones de los gases de salida también están representadas por balances de masa (ver ecuación (3.27)), no obstante, al inicio del proceso las concentraciones gaseosas del afluente son cero por lo que se puede eliminar el primer término (ver ecuación (3.29)). Las tres ecuaciones completas son mostradas en la Tabla B.15.

$$\frac{dS_{gas,i}}{dt} = 0 - \frac{q_{gas} * S_{gas,i}}{V_{gas}} + \rho_{T,i} * \frac{V_{liq}}{V_{gas}}, \text{ con } i = 8,9 \text{ y } 10 \quad (3.29)$$

Por otro lado, una de las ventajas del ADM1 es que permite estimar la composición del biogás (porcentaje de CH_4 , CO_2 y H_2) mediante las presiones parciales de los gases generados, lo que es útil para determinar con mayor precisión el potencial energético de los residuos sometidos a la DA (ver Tabla B.16) [76]. A partir de estos porcentajes es posible calcular el volumen de los gases producidos. Sin embargo, las unidades volumétricas en algunas ocasiones no son parámetros de comparación directa, ya que es necesario normalizar la presión y la temperatura del gas de trabajo.

Por esta razón, se recomienda convertir la cantidad de CH_4 dentro del biogás a unidades de masa [kg] usando la ecuación (3.30) presentada en [76], ya que así es más fácil comparar la cantidad generada y determinar su poder calorífico sin depender del volumen y de la presión al interior de la cúpula de gas. Al tener el CH_4 en unidades de masa es mucho más fácil y preciso calcular el poder calorífico teórico con el que cuenta el gas producido por la DA, ya que se sabe que el contenido de energía de 1 kg de CH_4 es de 50014 kJ [76].

$$CH_4 \left[\frac{Kg CH_4}{dia} \right] = \frac{1_{mol CH_4}}{0,064_{kg DQO}} * \frac{0,016_{kg CH_4}}{1_{mol CH_4}} * S_{gas, CH_4} * \left(q_{gas} * \frac{P_{atm}}{p_{gas, total}} \right) \quad (3.30)$$

Donde S_{gas, CH_4} se encuentra en [kg DQO/día] por lo que es necesario transformar sus unidades para obtener la producción de CH_4 en unidades de masa. Recuerde que 1 mol de CH_4 es igual 64 g DQO y que el peso molecular del CH_4 es 16 g/mol. Note que el factor $P_{atm}/P_{gas, total}$ es usado para desnormalizar el valor de q_{gas} .

De igual forma, la concentración de CO_2 y de H_2 del biogás pueden ser convertidos a unidades de masa [kg/día] aplicando las ecuaciones (3.31) y (3.32), respectivamente [76]. Tomando como referencia que la concentración de CO_2 (S_{gas, CO_2}) está en [kmol C/m³] y que una mol de CO_2 pesa 44 g. Mientras que una mol de H_2 pesa 2,01588 g y corresponde a 16 g de DQO [76].

$$CO_2 \left[\frac{Kg CO_2}{dia} \right] = \frac{44_{kg CO_2}}{1_{kmol CO_2}} * S_{gas, CO_2} * \left(q_{gas} * \frac{P_{atm}}{p_{gas, total}} \right) \quad (3.31)$$

$$H_2 \left[\frac{Kg H_2}{dia} \right] = \frac{1_{mol H_2}}{0,016_{kg DQO}} * \frac{0,00201588_{kg H_2}}{1_{mol H_2}} * S_{gas, H_2} * \left(q_{gas} * \frac{P_{atm}}{p_{gas, total}} \right) \quad (3.32)$$

3.1.6 Implementación del modelo

El ADM1 fue implementado dentro de una interfaz de usuario (GUI) en MATLAB/Simulink® (ver sección 5.5.1) basándose en la investigación desarrollada en [96] con la colaboración del PhD Ulf Jeppsson de la Universidad de Lund, Suecia. Esta implementación usa bloques S functions que le permiten a Simulink® acceder a las ecuaciones diferenciales del modelo escritas en lenguaje C y previamente compiladas como archivo “.MEX”. Con esto se logra que el sistema de ecuaciones sea resuelto para cada instante de la simulación [97].

Para la conversión de unidades y el cálculo de la composición del biogás se usaron los bloques tradicionales de Simulink® junto con scripts (archivos.m). Adicionalmente, debido al gran número variables de entrada, condiciones iniciales y parámetros bioquímicos y fisicoquímicos se decidió crear una máscara y una interfaz para facilitar el ingreso de los datos y la visualización de los resultados (ver sección 5.5.1). El algoritmo que sigue esta implementación es presentado en la Figura 3.4.

Esta implementación posee 4 vectores básicos de entrada (ver anexo B.6), el primero llamado *Entrada* contiene las concentraciones del residuo de entrada en función del tiempo. El segundo llamado *Cond_ini* reúne las concentraciones iniciales del sustrato dentro del biodigestor, asociadas con el inoculo usado (sustrato en estado estable). El tercero llamado *Parametros* incluye todos los parámetros estequiométricos, bioquímicos y fisicoquímicos del modelo. Por último, se encuentra el vector llamado *Tamano* en el cual se especifican las dimensiones del biodigestor. Con todos estos datos de entrada se procede a plantear el sistema de ecuaciones diferenciales que está compuesto por los balances de masa de las 29 variables de estado, por todas las tasas cinéticas de los procesos bioquímicos, por el balance de carga y por las tasas de transferencia liquido gas.

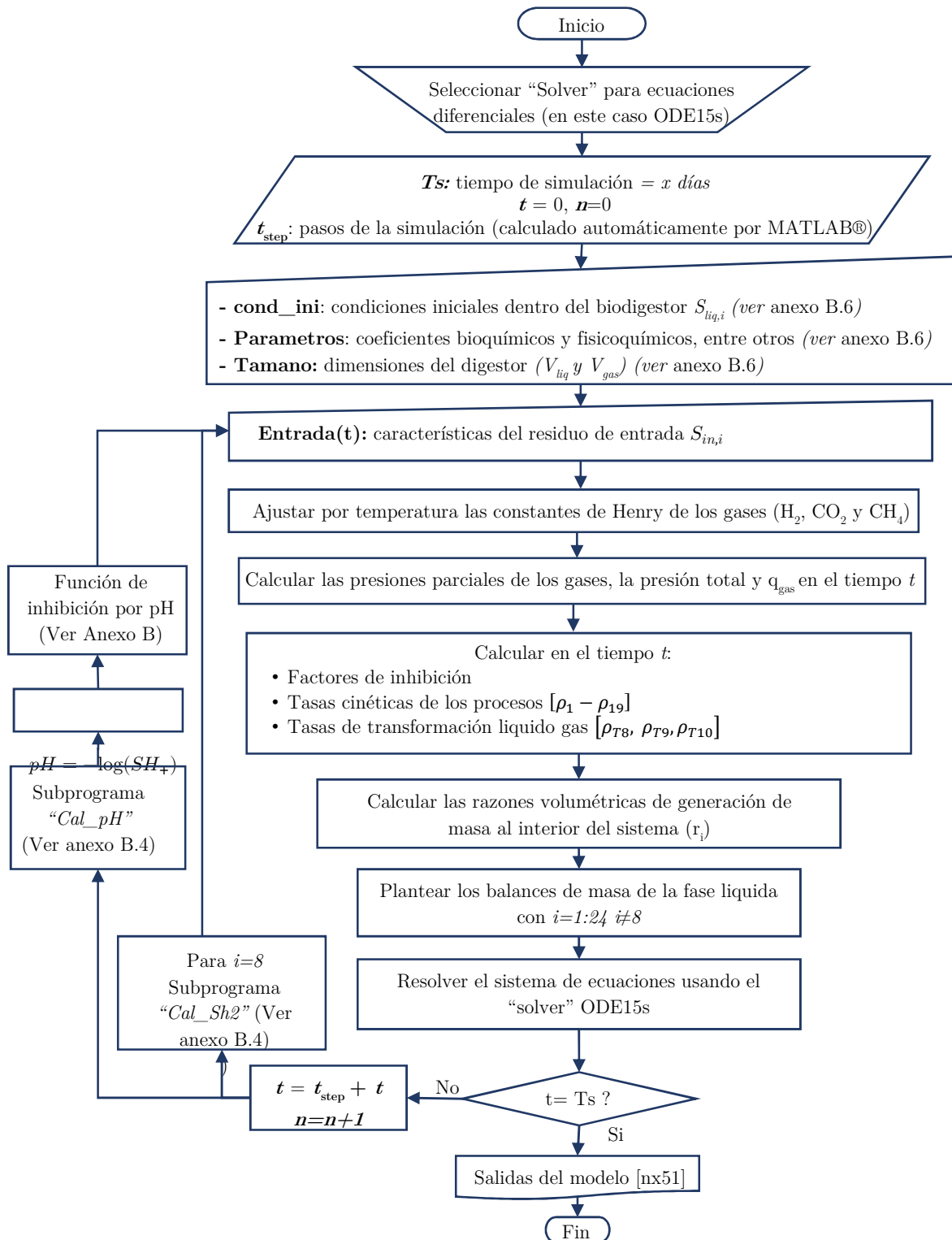


Figura 3.4. Diagrama de la implementación del ADM1.

Fuente: autores

Por otro lado, el complejo sistema de ecuaciones y el gran número de variables del modelo hacen que la implementación del ADM1 requiera un considerable esfuerzo computacional, por lo que se debe simular en un equipo capaz de manejar esta carga numérica. Además, si se tiene en cuenta que las reacciones bioquímicas ocurren lentamente (días) y las fisicoquímicas rápidamente (minutos o segundos), se produce una restricción

numérica dentro del sistema que es conocida como rigidez [38], [99]. Esto presenta un problema ya que si se usan pasos de simulación (step size) muy largos, no se tendrá un resultado claro de los procesos más rápidos y si se usan tiempos cortos existirá un nivel de detalle innecesario en los procesos lentos, lo cual generará una carga numérica sobre la plataforma de simulación.

Para reducir esta rigidez y mejorar el rendimiento computacional sin afectar en gran medida los resultados del ADM1, en [96] sugieren asumir que la concentración de hidrogeno (S_{H_2}) y el pH como reacciones instantáneas, lo que permite simplificarlas a ecuaciones algebraicas reduciendo el número de derivadas a calcular en cada tiempo de muestreo. Estos dos subprogramas son también escritos como S functions donde algunos parámetros deben ser nuevamente calculados. El solver elegido para resolver este sistema compuesto de ecuaciones algebraicas y diferenciales es el ODE15s, el cual está diseñado para sistema que presenten alta rigidez y bajos valores de tolerancia [101].

Además de estas consideraciones, el ADM1 presenta algunos obstáculos previos a su implementación, ya que requiere una definición detallada del sustrato de entrada. Sin embargo, esta caracterización es un proceso complejo debido al número de entradas del modelo, a la naturaleza heterogénea de los residuos (especialmente las de carbohidratos, proteínas y lípidos) y a la falta de un protocolo estándar de laboratorio [102], [103]. Por lo tanto, como primera aproximación se consultó la literatura para establecer las características de los residuos pecuarios (ver sección 6.2.1.4), así como los parámetros necesarios para la implementación del ADM1 [52].

3.1.7 Validación y análisis del ADM1

Ya que la realización de mediciones experimentales está por fuera del alcance de este trabajo de grado, fue necesario validar el modelo mediante la reproducción de investigaciones previamente realizadas. En consecuencia, se definió caso de validación para el residuo bovino la investigación realizada por Normak *et al* en [104] y para el residuo porcino la investigación de Jurado *et al* presentada en [53]. Donde, al igual que varios estudios [52], [59], [96], [105], [106] los datos base en los parámetros de funcionamiento del modelo fueron tomadas en su mayoría del estudio desarrollado por Rosen & Jeppsson en [96]. Estos datos pueden ser consultados en el anexo B.6. Los resultados de estas validaciones del modelo tanto para residuo porcino como para bovino son presentados en el anexo B.7.

Sin embargo, mientras se buscaban en la literatura los datos necesarios para implementar el ADM1 se observó un déficit en la información disponible de los artículos publicados, ya que muy pocos especificaban los valores usados en la caracterización del sustrato y los parámetros del modelo, impidiendo reproducir sus resultados. Además, se identificó que en la mayoría de los casos de aplicación se usaban los mismos valores que en el reporte original del modelo [94]. Esto limita la difusión del ADM1 en áreas distintas a la bioquímica y al tratamiento de aguas residuales, sobre todo si se considera que el modelo es capaz de simular la DA en diversas condiciones operativas para cualquier tipo de residuo, incluso de varios a la vez (Codigestión) [105].

Asimismo, en estas investigaciones no se evaluaba en qué proporción podía verse afectada la producción de biogás y el contenido de CH_4 si una de las concentraciones del residuo de entrada era variada. Debido a esto surgió la necesidad de realizar un análisis de sensibilidad para identificar las concentraciones de entrada que más afectan la DA y la producción de CH_4 ; y en consecuencia, en cuales variables se debe centrar la caracterización del residuo.

Para este análisis de sensibilidad se realizaron 911 simulaciones mediante una rutina desarrollada en MATLAB®. Los resultados de las simulaciones son agrupados y analizados en el artículo titulado “*Assessment of the Input Substrate Characteristics Included in the Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1)*” [107] presentado en la Revista Ingeniería de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Sección Especial de Artículos Extendidos WEA 2016 (ver anexo B.8).

El análisis de sensibilidad siguió una metodología simple que consistió en establecer un caso de referencia (el mismo caso base [96]) y cambiar el valor de cada una de las concentraciones de entrada una a la vez dejando

los otros parámetros iguales. Para ello se definió un rango específico de variación utilizando los valores encontrados en varias referencias. El análisis revela que las variables críticas implicadas en la producción de metano son la temperatura, el caudal volumétrico del sustrato y las concentraciones de proteínas, lípidos y carbohidratos del residuo de entrada. Además, las simulaciones muestran que las concentraciones del sustrato deben ser cuidadosamente estimadas, ya que el sobredimensionamiento de estas puede causar resultados erróneos.

3.1.8 Modelo de transformación

Como se explicó anteriormente, uno de las principales dificultades para implementar el ADM1 es la correcta caracterización de los residuos, esto ha llevado a que varias investigaciones se centren en facilitar la caracterización experimental de los residuos mediante metodologías que simplifiquen la implementación del ADM1 y mejoren su difusión [92], [108]–[111]. Dentro de estas, sobresale el procedimiento propuesto por Zaher para la caracterización del sustrato de entrada. Este análisis usa una interfaz basada en la continuidad de las variables de estado y una matriz de transformación que permite al modelo simular cambios dinámicos en los parámetros de entrada [108], [112].

Este modelo transforma un conjunto reducido de mediciones realizadas a un sustrato (Ver Tabla 3.5) en el vector de entrada del ADM1 usando ecuaciones algebraicas que se organizan en una matriz compuesta de coeficientes estequiométricos [108]. Estos coeficientes fueron definidos para mantener el balance de carga y de la DQO para todos los macronutrientes (Carbono, Hidrogeno, Nitrógeno, oxígeno y fosforo) presentes en el modelo [105]. La disminución del número de mediciones necesarias para caracterizar el recurso reduce la complejidad de implementar el modelo.

Tabla 3.5. Parámetros de entrada al modelo de transformación.

Parámetros de entrada al modelo de transformación	Abreviaturas	Unidades
DQO particulada	DQOp	(gDQO m ³)
DQO soluble sin ácidos grasos volátiles	DQOs AGV	(gDQO m ³)
Ácidos grasos volátiles	AGV	(gDQO m ³)
Carbono orgánico total	COT	(gC m ³)
Nitrógeno orgánico total	N _{org}	(gN m ³)
Nitrógeno amoniacal total	TAN	(gN m ³)
Fosforo orgánico	TP orthoP	(gP m ³)
Ortofosfatos	orthoP	(gP m ³)
Carbono inorgánico total	TIC	(mol HCO ₃ m ³)
Alcalinidad total	Scat	(equ m ³)
Solidos fijos	FS	(g m ³)
Flujo volumétrico de entrada	Q _{in}	(m ³ /día)

Nota: estos parámetros se obtienen a partir de pruebas de laboratorio como el análisis próximo, la determinación de la DQO y el carbono inorgánico total, entre otras. Fuente: adaptado de [105].

La matriz de transformación está compuesta por 4 submatrices (Ver Tabla 3.6), las dos submatrices inferiores muestran la composición de macronutrientes, la continuidad de la demanda teórica de oxígeno (ThOD) y la alcalinidad esperada de las medidas prácticas (izquierda) y del ADM1 (derecha). Las dos submatrices superiores presentan la estequiometría para las conversiones j de los elementos k que pueden corresponder a las mediciones prácticas (izquierda) o a las entradas del ADM1 (derecha) [105]. Debido a su extensión la matriz de transformación completa es presentada en el anexo C, donde se describe la metodología seguida por el modelo.

Tabla 3.6. Esquema simplificado de la matriz de transformación.

Componentes (k) ▶	Medidas practicas (Ver Tabla 3.5) K=1:11	Concentraciones de entrada al ADM1 K=12:39
Conversiones (j) con j=1:10	Matriz de coeficientes estequiométricos Vij	Matriz de coeficientes estequiométricos Vij
Composiciones (i)	Matriz de coeficientes de la composición de macronutrientes, ThOD y alcalinidad de las medidas practicas	Matriz de coeficientes de la composición de macronutrientes, ThOD y alcalinidad esperadas en el ADM1

Fuente: adaptado de [105].

La funcionalidad de este modelo de transformación fue probada con 19 tipos de residuos distintos. En esas pruebas se obtuvieron resultados positivos de transformación (correlación > 88%) en las concentraciones de proteínas, lípidos, carbohidratos y contenidos inertes de los residuos [102]. Adicionalmente, este modelo brinda la posibilidad de incluir varios tipos de residuo a la vez para realizar su digestión simultánea (codigestión) [105].

3.2 MODELOS LINEALES

Como se vio anteriormente el ADM1 es muy útil y funcional, aunque es un modelo complejo y difícil de implementar. No obstante, existen otro tipo de modelos que representan el proceso de DA específicos para diferentes aplicaciones [113]. Este es el caso de los modelos que incluyen ecuaciones simples de primer orden que permiten realizar una estimación rápida de la producción de biogás de algunos sustratos [113]. Estas relaciones matemáticas se obtuvieron después de realizar experimentos de laboratorio con diferentes residuos. Sin embargo, su aplicación es limitada ya que no considera la mayoría de los procesos internos de la DA y los coeficientes que soportan estos modelos fueron obtenidos bajo condiciones muy particulares que no se encuentran en todas las plantas de biogás y que son de difícil reproducción.

Adicionalmente, estos modelos no permiten evaluar el comportamiento dinámico del proceso de DA, ni simular cambios en la composición y cantidad del residuo de entrada en el tiempo. De igual forma, no permiten estimar el estado de algunas variables que deben ser monitoreadas como el pH para desarrollar sistemas de control.

3.2.1 Modelo lineal de emisiones de metano producidas por la gestión del estiércol.

El grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés) desarrolló la ecuación (3.33) para estimar la producción de CH₄ mediante el tratamiento del estiércol (bosta y orina) bajo condiciones anaerobias [13].

$$CH_{4(M)} = (SV_{(M)} * 365 * H_{(M)}) * \left[B_{o(M)} * 0,67 \frac{kg CH_4}{m^3} * MCF_{DA} \right] \quad (3.33)$$

El coeficiente B_o es obtenido de varios análisis realizados por el IPCC alrededor del mundo y los SV son características propias del residuo que será tratado [114]. Los datos de SV y B_o para los diferentes tipos de ganado (M) en Latinoamérica son presentados en la Tabla 3.7. Si se requiere información sobre otras ubicaciones se puede acceder a las directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, vol. 4, presentado en 2006 [115].

La principal desventaja de este modelo radica en la selección del termino MCF_(DA), el cual varía de 0 a 100 % y debe ser cuidadosamente establecido para cada caso, ya que este determina la eficiencia del sistema de DA para convertir la materia orgánica en biogás. Esta estimación es bastante difícil si se tiene en cuenta que la digestión anaerobia es un proceso no lineal altamente dependiente de las condiciones del reactor y del residuo.

Tabla 3.7. Valores predeterminados de SV y Bo para diferentes especies pecuarias en Latinoamérica.

Parámetro	Vacas lecheras	Otros bovinos	Porcinos de Cría	Porcinos de Carne	Aves ponedoras de Corral	Aves de engorde
Peso promedio [Kg]	400	305	28	28	1,8	0,9
SV [kg/cabezas día]	2,9	2,5	0,3	0,3	0,02	0,01
Bo [m ³ CH ₄ /kg SV]	0,13	0,1	0,29	0,29	0,39	0,36

Fuente: adaptado de [115].

3.2.2 Modelo del atlas de potencial energético

Esta investigación es la más relevante que se ha realizado a nivel local para estimar el potencial energético de la biomasa residual colombiana. En este se incluyen los residuos producidos por todas las agroindustrias del país. Con respecto a los residuos pecuarios formulan un modelo lineal, que es función directa del número de animales, de sus deyecciones y de una tasa de producción de biogás obtenida de [116] (ver ecuación (3.34)).

$$PE = \sum_{i=1}^n NA_i * MS_i * SV * Bo_i * PCI_{CH_4} \quad (3.34)$$

Donde PE es el potencial energético de la biomasa pecuaria [TJ/año], NA es el número de animales [cabezas], MS es la materia seca [kg MS/cabeza año], SV son los sólidos volátiles [kg SV/kg MS], Bo es la producción de biogás [m³/kg SV] y por último el PCI es el poder calorífico inferior del metano [TJ/m³]. Se debe tener en cuenta que no todo el volumen de biogás generado está compuesto por CH₄. Por esta razón, la ecuación (3.34) introduce un error en la estimación del potencial energético, si suponemos una composición del biogás de 60% de CH₄ el error sería del 40 % ya que no todo el volumen del biogás está compuesto por CH₄.

Por otro lado, el modelo no diferencia entre las diferentes etapas de crecimiento de los animales suponiendo que todas las cabezas producen la misma cantidad de estiércol. Adicionalmente, el modelo supone una tasa de producción de biogás constante siempre con el mismo contenido de CH₄, lo cual es sumamente difícil en un proceso no lineal como la DA. Estas simplificaciones son realizadas para mantener la complejidad del análisis en términos manejables dada la gran cantidad de información recolectada. No obstante, estas consideraciones introducen un error inherente en la estimación del potencial teórico. Para más información puede remitirse a la sección 6.1.4. Al ser caracterizado con mediciones reales de la biomasa residual pecuaria colombiana, este modelo se ha convertido en una importante herramienta para comparar resultados de investigaciones similares y ajustar otros modelos. Por esta razón, se implementó en el entorno de simulación presentado en la sección 5.5.3.

3.2.3 Modelo lineal de la UPME para la implementación de sistemas de producción de biogás

El modelo lineal utilizado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en la *Guía para la implementación de sistemas de producción de biogás* [37] ofrece una metodología matemática organizada y sencilla para obtener un valor aproximado del volumen de biogás generado por la DA de diferentes tipos de residuos. Lo primero a tener en cuenta en la aplicación de este modelo es el potencial de producción de residuos por animal y su peso vivo promedio, el cual se puede observar en la Tabla 3.8. Posteriormente, se debe seguir la metodología descrita en la Tabla 3.9. Este modelo surgió en el marco de un programa que buscaba fomentar y normalizar la aplicación del biogás como una fuente de energía renovable para Colombia.

Tabla 3.8. Valores y características del estiércol de algunos animales.

Clase de animal	% por peso vivo		% del material de digestión		Relación C/N	P – producción de biogás m ³ de gas/kg SO	
	PE Estiércol	PO Orina	% EST solidos	% SO solidos orgánicos			
Vacuno	5	4	15	16	13	20	0,25
Cerdos	2	3	16		12	13	0,35
Caprino, ovejas	3	1,5	30		20	30	0,2
Caballos	5	4	25		15	20	0,25
Avícola, gallinas	4,5	4,5	25		17	5,0 8,0	0,4
Humano	1	2	20		15	8	0,3

Nota: PE: producción de estiércol, PO: producción de orina, EST: porcentaje de sólidos en el estiércol y SO: porcentaje de materia orgánica del estiércol según la especie.

Fuente: [37].

Tabla 3.9. Metodología del modelo lineal para estimar la producción de biogás UPME.

	Paso	Función	Unidad	No
1	Cálculo de la cantidad de estiércol en kg/día	$E = NA * PVP * PE/100$	[Kg/día]	(3.35)
2	Cálculo de la cantidad de orín por día en Kg (se asume que 1 l de orín pesa 1 kg)	$O = NA * PVP * PO/100$	[Kg/día]	(3.36)
3	Cálculo de la materia prima para cargar	$MPC = E + O$	[Kg/día]	(3.37)
4	Cálculo del porcentaje de solidos totales	$\% ST = E * \%EST/MPC$	[%]	(3.38)
5	Cálculo de solidos totales	$ST = \%ST * MPC/100$	[Kg/día]	(3.39)
6	Cálculo de Masa de agua para mezcla solo se calcula cuando el porcentaje de solidos totales es superior a 10%	$MH_2O = \left(MPC * \frac{ST}{10} \right) - MPC$	[Kg/día]	(3.40)
7	Cálculo de la carga diaria para alimentar un biodigestor (se asume que un litro pesa un kilogramo)	$C = MPC + MH_2O$	[Kg/día]	(3.41)
8	Cálculo del tiempo de retención	$TR = -51,227 * \ln t + 206,72$	[día]	(3.42)
9	Cálculo del volumen del digestor	$Vd = C * TR * 1,2$	[l]	(3.43)
10	Cálculo de la posible producción de biogás	$PG = MPC * SO * P$	[l/día]	(3.44)

Fuente: adaptado de [37].

Dónde: 1,2 es un factor que tiene en cuenta el volumen adicional necesario para almacenar el biogás y

NA es el número de animales por una especie (vacas, cerdos o gallinas)

PVP es el peso vivo promedio por animal [kg]

PE es la producción de estiércol por animal y día [% de peso vivo]

PO es la producción de orín por animal y día [% de peso vivo]

E Estiércol [kg/día]

O Orín [kg/día]

MPC Materia prima para carga [kg/día]

%EST Porcentaje de sólidos en el estiércol [%]

%ST Porcentaje de solidos totales contenidos en la materia prima para carga [%]

ST Cantidad de sólidos contenidos en la materia prima para carga [kg/día]

T Temperatura promedio en grados centígrados del sitio donde se instalará el biodigestor [°C]

C Carga diaria para alimentar el digestor [l/día]

%SO Porcentaje de materia orgánica del estiércol según la especie [%]

P producción aproximada biogás [m³/kg de masa orgánica seca total]

3.2.4 Modelo de potencial energético simplificado

En [116] se plantea un modelo simple para estimar el potencial energético de los residuos mediante la ecuación (3.45).

$$PE = (NA * 365 * E/1000) * FR * PMS * PB * FC \quad (3.45)$$

Donde:

PE	Potencial energético del biogás generado por estiércol [PJ]
NA	Número de animales [millones]
E	Estiércol producido por cada animal diariamente [kg/día] (generalmente 2, 20 y 0,1 para porcino, bovino y avícola respectivamente)
FR	Fracción recuperable de estiércol, normalmente 1 para residuos porcinos y 0,6 para bovinos y avícolas.
PMS	Proporción de materia seca por kg de estiércol a utilizar (0,2, 0,18 y 0,2 para estiércol porcino, bovino y avícola respectivamente)
PB	Factor de producción de biogás por kg de materia seca [$m^3 kg^{-1}$] (0,3, 0,2 y 0,36 para estiércol porcino, bobino y avícola respectivamente)
FC	Factor de conversión de gigámetros cúbicos (Gm^3) a petajoules (PJ)= 20,9033936

El principal inconveniente con los modelos lineales es su precisión, ya que cuando se usa una relación lineal para estimar la producción de metano de un proceso dinámico y no lineal como la DA, en ocasiones se obtienen resultados que no son confiables. Además, se debe tener en cuenta que la tasa de producción de biogás varía con el tiempo y con las condiciones operativas del biodigestor y del afluente. Por esta razón, referencias como [33], [38], [68], [105] concuerdan en que se debe realizar una cuidadosa caracterización del residuo que será usado como materia prima para la DA y producción de biogás, por lo que recomiendan el uso de modelos matemáticos más complejos para una correcta estimación de la producción de biogás y de otros parámetros de importancia (Temperatura, pH, AGV, entre otros) para la optimización del proceso.

4 TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN BIOGÁS ELECTRICIDAD

En esta sección se describirán los conceptos básicos de tres tecnologías de conversión biogás electricidad: motor de combustión interna (MCI), turbina a gas (TG) y celda de combustible (CC). Asimismo, se presentaran las condiciones operativas que deben cumplir estas tecnologías para operar con biogás y sus respectivos modelos matemáticos. Estos modelos están definidos dentro de un conjunto de ecuaciones que relacionan las entradas, salidas y características de un sistema para establecer su comportamiento bajo variaciones en la carga. Para representar estas tecnologías de conversión fue necesario usar dos tipos de modelos. En el caso de los MCI, se usaron modelos termodinámicos que siguen los ciclos de Otto y Diésel. Mientras que para la CC y la TG, se usaron modelos más complejos que permiten realizar análisis de estado transitorio.

4.1 MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA (MCI)

El motor de combustión interna ha sido una de las tecnologías de conversión de energía de mayor éxito gracias a su flexibilidad, disponibilidad y confiabilidad [80]. Esta máquina, transforma la energía química de un combustible en energía mecánica debido a la combustión del fluido de trabajo (aire combustible) dentro de las fronteras del sistema [75]. Los MCI se pueden clasificar dependiendo de cómo se inicie el proceso de combustión en el cilindro. Cuando la combustión de la mezcla de aire y combustible se inicia con una chispa producida por una bujía, son llamados motores de encendido por chispa (MEP). Cuando la mezcla se auto enciende como resultado de comprimirla por encima de su temperatura de auto ignición, son llamados de encendido por compresión (MEC) [75].

En su forma constructiva, estas máquinas son compuestas principalmente por pistones y émbolos que se deslizan dentro y fuera de los cilindros, el pistón está unido por una biela al cigüeñal que convierte al movimiento lineal en movimiento rotatorio (ver Figura 4.1). Al mismo tiempo, el eje del cigüeñal está conectado mediante una correa de distribución que transmite el movimiento al árbol de levas, que a su vez controla la apertura y el cierre de las válvulas de admisión y escape. El pistón se alterna entre dos posiciones, el punto muerto superior (PMS) que ocurre con el menor volumen dentro del cilindro y el punto muerto inferior (PMI) que sucede cuando se forma el volumen más grande posible. La relación entre el PMI y el PMS se conoce como relación de compresión y está ligada al rendimiento térmico del motor [117].

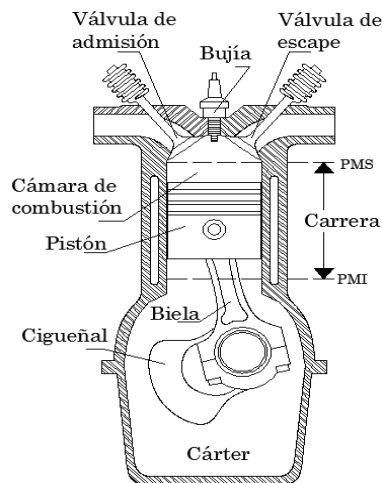


Figura 4.1. Cámara de combustión en un MEP.

Fuente: adaptada de [118].

Los MCI también se pueden clasificar en motores de 4 tiempos y motores de 2 tiempos. Los primeros ejecutan cuatro tiempos completos dentro del cilindro (admisión, compresión, expansión y escape) que equivalen a dos ciclos mecánicos por cada ciclo termodinámico. Entre tanto, los MCI de 2 tiempos (expansión y compresión), efectúan un giro por cada ciclo termodinámico [118]. En la actualidad, los motores de 2 tiempos han quedado un poco relegados debido a que son más contaminantes que sus contrapartes de 4 tiempos, lo que ha llevado a

algunos países a emitir regulaciones que limitan su uso [117]. Por esta razón, este tipo de motores no será tenido en cuenta dentro del desarrollo de este trabajo de grado.

4.1.1 Motor de encendido por chispa o provocado (MEP)

Los MEP fueron originalmente desarrollados para funcionar con gas natural por lo que pueden ser adaptados a las características propias del biogás [12]. El funcionamiento básico de los MEP de 4 tiempos inicia con la apertura de la válvula de admisión que permite el ingreso de la mezcla aire combustible al cilindro (ver Figura 4.2). Esta mezcla se realiza previamente en el carburador donde se mide y dosifica el flujo de aire y combustible que entra al cilindro (relación aire combustible). Luego la mezcla es comprimida y antes de alcanzar el PMS una bujía controlada por un electroimán o electrónicamente produce una chispa que enciende la mezcla a volumen constante, aumentando la presión y la temperatura. Los gases producto de la combustión se expanden en el cilindro realizando trabajo mecánico y finalmente son expulsados a través de la válvula de escape [118].

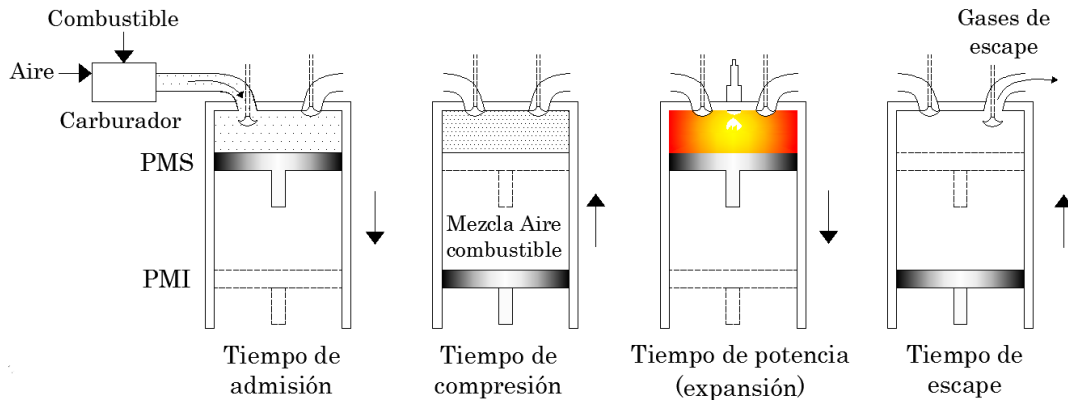


Figura 4.2. Funcionamiento del Ciclo Otto.

Fuente: adaptado de [75].

Este proceso se pueden representar con el ciclo termodinámico real de Otto mostrado en la Figura 4.3.a. Sin embargo, todas las interacciones que ocurren en los dispositivos reales son difíciles de analizar, debido a la presencia de varios fenómenos como la fricción, el intercambio de calor con el medio y la falta de tiempo para alcanzar condiciones de equilibrio durante el ciclo. Para mantener el análisis de estos ciclos en un nivel manejable de complejidad y estudiar el comportamiento de los ciclos sin detenerse en los detalles, es necesario realizar algunas suposiciones e idealizaciones como: procesos internamente reversibles, condiciones de aire estándar y presión constante igual a una atmósfera en la carrera de admisión y en la de escape [75], [119].

Estos ciclos simplificados son llamados ciclos ideales, los cuales son capaces de obtener buenas aproximaciones para variables clave como la potencia de salida y la eficiencia térmica [118]. En el caso específico del ciclo Otto ideal, existe una compresión isentrópica, una adición de calor a volumen constante, una expansión isentrópica y un rechazo de calor a volumen constante (Figura 4.3.b)[75]. Aunque los ciclos ideales se desvían un poco de las condiciones reales de operación, los errores que se obtienen no son tan grandes [118].

En los MEP, el control de potencia y velocidad se realiza mediante el accionamiento de una válvula de mariposa que produce una caída de presión en el suministro de la mezcla aire combustible. Como resultado, se presenta una disminución controlada de la potencia producida y una reducción de la eficiencia, lo cual se evidencia en el aumento del consumo específico de combustible [120].

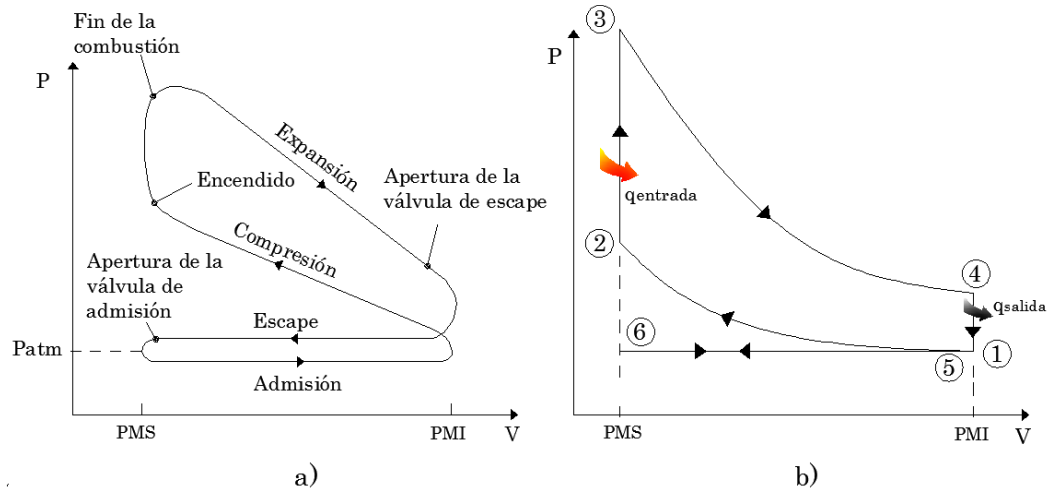


Figura 4.3. (a) Ciclo Otto real. (b) Ciclo Otto ideal.
Fuente: adaptado de [75]

4.1.1.1 Modificaciones necesarias en los MEP que usen biogás.

La modificación general, tanto para los MEP como para los MEC, es la adición de un mezclador que permita una mezcla homogénea del biogás y el aire [120]. Además, gracias a que el biogás posee un octanaje mayor al de la gasolina (115/125) se puede aumentar la relación de compresión del motor, lo que mejora el rendimiento y compensa en parte el bajo poder calorífico del combustible [121].

Por otro lado, el contenido de CO_2 del biogás causa que la combustión sea más lenta que con combustibles tradicionales, obteniendo menores temperatura de llama y reduciendo el trabajo producido [73]. Esto implica que el momento de ignición (ángulo de encendido) debe ser adelantado para darle más tiempo al biogás de quemarse correctamente [80].

La potencia generada por los MCI se ve afectada por la presión atmosférica. La potencia efectiva se disminuye un 3% por cada 300 metros de altitud, ya que a mayor altura la cantidad de aire disponible es menor y la velocidad con la que ingresa al cilindro se reduce [122]. Para mejorar esta condición se pueden usar turbocargadores y supercargadores que se encargan de sobrealimentar con aire a un motor. Los turbocargadores usan los gases de escape para mover una turbina que aumenta el flujo de aire hacia el cilindro, mientras que los supercargadores aprovechan la energía mecánica del motor con un juego de poleas que impulsa un compresor volumétrico [118].

De igual forma, Mantilla [73] comprobó que las emisiones del MEP se reducen cuando se usa biogás en vez de gasolina, pero el torque y la potencia de salida del motor también se ven disminuidos. Además, trabajar con un motor lejos de las condiciones para las que fue diseñado puede disminuir la vida útil de la máquina. Debido a esto autores como Razbani [80] recomiendan usar motores que ya estén diseñados desde fábrica para funcionar de manera óptima con las especificaciones del biogás.

4.1.1.2 Descripción matemática

En esta sección, se presenta el análisis termodinámico del ciclo Otto ideal y las ecuaciones usadas para construir el modelo implementado en Simulink®. Como se observa en las ecuaciones (4.1) y (4.2), la eficiencia térmica del ciclo depende solamente de la relación de compresión y de la relación de calores específicos a presión constante (C_p) y a volumen constante (C_v) denominada como k ($k = C_p/C_v$), la cual varía dependiendo de la temperatura. Debido a que los procesos de transferencia de calor se desarrollan a volumen constante, estos no generan trabajo, razón por la cual la entrada y salida de calor del sistema se expresan con las ecuaciones (4.3) y (4.4), respectivamente [75].

$$\text{Relación de compresión} \quad r_c = \frac{V_{max}}{V_{min}} = \frac{V_1}{V_2} \quad (4.1)$$

$$\text{Eficiencia térmica} \quad \eta_{térr.otto} = 1 - \left[\frac{1}{\left(\frac{v_1}{v_2}\right)^{k-1}} \right] = 1 - \frac{1}{(r_c)^{k-1}} = \frac{W_{neto}}{Q_{in}} \quad (4.2)$$

$$\text{Calor agregado} \quad Q_{2-3} = Q_{in} = m_f Q_{HV} \eta_c = m_m c_v (T_3 - T_2) = (m_a + m_f) c_v (T_3 - T_2) \text{ [kJ]} \quad (4.3)$$

$$\text{Calor de salida} \quad Q_{4-1} = Q_{out} = m_m c_v (T_1 - T_4) = m_m c_v (T_5 - T_4) \text{ [kJ]} \quad (4.4)$$

Donde, m_f , m_a y m_m son la masa del combustible, del aire y de la mezcla respectivamente, Q_{HV} es el PCI del combustible y η_c es la eficiencia de la combustión. Por otro lado, para calcular el volumen total del cilindro en el punto 1 y 2 del ciclo, a partir de los datos de placa de los MCI se pueden usar las ecuaciones (4.5) (4.8).

$$\text{Volumen de desplazamiento (entre el PMI y el PMS)} \quad V_d = \text{Cilindraje} / \text{Número de cilindros} \quad (4.5)$$

$$\text{Volumen de espacio libre (volumen mínimo)} \quad V_c = V_d / (r_c - 1) \quad (4.6)$$

$$\text{Volumen total del cilindro (punto 1)} \quad V_1 = V_c + V_d \quad (4.7)$$

$$\text{Volumen después de la compresión (punto 2)} \quad V_2 = V_1 / r_c \quad (4.8)$$

Igualmente, es posible calcular la masa de la mezcla (aire combustible) que ingresa al cilindro durante cada ciclo siguiendo la ley de los gases ideales con la ecuación (4.9), donde R es la constante universal de los gases (0,287 kJ/kg K), P es la presión, V el volumen, T la temperatura, y el subíndice *uno* indica el primer estado del ciclo.

$$m_m = \frac{P_1 V_1}{RT_1} \quad (4.9)$$

Por otra parte, en la carrera de escape no todos los gases alcanzan a ser expulsados del cilindro, por lo que un porcentaje de estos gases del ciclo anterior permanece en la nueva etapa de admisión. Esta cantidad reduce el volumen disponible en el cilindro y la eficiencia del proceso. Por lo tanto, para calcular la cantidad de combustible por ciclo es necesario tener en cuenta este fenómeno definido por las ecuaciones (4.10) (4.13) y la relación aire combustible (AF). Si se quiere conocer todos los puntos de los estados del ciclo Otto se pueden usar las ecuaciones de la Tabla 4.1.

$$m_m = m_a + m_f + m_{escape_residual} \quad (4.10)$$

$$m_a = \frac{AF}{AF + 1} * \left(1 - \frac{\%gases \text{ de escape en el cilindro}}{100} \right) * m_m \quad (4.11)$$

$$m_f = \frac{1}{AF + 1} * \left(1 - \frac{\%gases \text{ de escape en el cilindro}}{100} \right) * m_m \quad (4.12)$$

$$m_{escape_residual} = \left(\frac{\%gases \text{ de escape en el cilindro}}{100} \right) * m_m \quad (4.13)$$

Tabla 4.1. Ecuaciones por estado del ciclo ideal termodinámico Otto

Descripción	Ecuación
Carrera de compresión (1 a 2):	Presión $P_2 = P_1(r_c)^k$ (4.14)
	Temperatura $T_2 = T_1(r_c)^{k-1}$ (4.15)
	Volumen después de la compresión (punto 2) $V_2 = V_1/r_c$ $V_2 = m_m RT_2/P_2$ (4.16)
	Trabajo $W_{1-2} = mR(T_2 - T_1)/(1 - k)$ (4.17)
Adición de calor (2 a 3):	Temperatura $T_3 = \frac{Q_{in}}{m_m c_v} + T_2$ (4.18)
	Volumen $V_3 = V_2$ (4.19)
	Presión $P_3 = P_2 \left(\frac{T_3}{T_2}\right)$ (4.20)
Carrera de expansión (3 a 4):	Temperatura $T_4 = T_3(1/r_c)^{k-1}$ (4.21)
	Presión $P_4 = P_3(1/r_c)^k$ (4.22)
	Volumen $V_4 = m_m RT_4/P_4$ (4.23)
	Trabajo $W_{3-4} = mR(T_4 - T_3)/(1 - k)$ (4.24)
Trabajo Neto	$W_{neto} = W_{1-2} + W_{3-4}$ (4.25)

Fuente: adaptado de [118]

De igual forma, las ecuaciones de la Tabla 4.2 describen algunas variables de salidas mecánicas y de potencia del MEP. Estas a su vez, son las entradas principales del generador de energía eléctrica. Dentro de estas variables, sobresale el torque generado, la potencia desarrollada dentro del cilindro del motor por la expansión de los gases de combustión (potencia indicada), la potencia disponible en el eje de una maquina luego de descontar las perdidas mecánicas (potencia al freno) y el consumo específico de combustible al freno.

Tabla 4.2. Parámetros de salida en un MEP

Descripción	Ecuación
Potencia indicada	$\dot{W}_i[\text{kW}] = W_{net} \left[\frac{\text{kJ}}{\text{cilindro} - \text{ciclo}} \right] * N \left[\frac{\text{rev}}{\text{minuto}} \right] * \frac{1}{60} \left[\frac{\text{minuto}}{\text{s}} \right] * \frac{1}{2} \left[\frac{\text{ciclos}}{\text{rev}} \right] * No_{cilindros}$ (4.26)
Trabajo al freno por cilindro durante un ciclo	$W_b [\text{kJ}] = \eta_m W_{neto}$ (4.27)
Trabajo al freno Potencia mecánica	$\dot{W}_b[\text{kW}] = \eta_m \dot{W}_i$ (4.28)
Torque	$\tau [\text{Nm}] = \frac{\dot{W}_b}{2\pi N} = bmep * \frac{V_d}{4\pi}$ (4.29)
Potencia perdida por fricción	$\dot{W}_f[\text{kW}] = \dot{W}_i - \dot{W}_b$ (4.30)

Continua en la siguiente página

Continuación de la Tabla 4.2

Potencia específica al freno	$BSP [kW/cm^2] = \dot{W}_b/A_p$	(4.31)
------------------------------	---------------------------------	--------

Consumo específico de combustible al freno	$bsfc [g/kWh] = \frac{\dot{m}_f \left[\frac{kg}{cilindro \cdot ciclo} \right]}{\dot{W}_b [kW]} * \frac{1}{60} \left[\frac{min}{seg} \right] * \frac{1}{2} \left[\frac{ciclo}{rev} \right] * N_{o_{cilindros}}$	(4.32)
--	---	--------

Eficiencia volumétrica por cilindro asumiendo la densidad de aire estándar	$\eta_v = \frac{m_a}{\rho_a V_d}$	(4.33)
--	-----------------------------------	--------

Fuente: adaptado de [118]

4.1.2 Motor de encendido por compresión (MEC)

Los MEC pueden representarse con el ciclo termodinámico Diésel, el cual es similar al ciclo Otto, sólo que el proceso de adición de calor se realiza a presión constante (ver Figura 4.4). Esto se debe a que la combustión en un MEC es de mayor duración [75]. El funcionamiento de un MEC inicia en la carrera de admisión, donde solo ingresa aire al cilindro y luego este es comprimido hasta que supera la temperatura de autoencendido del combustible. Después, se inyecta el diésel, que al entrar en contacto con el aire caliente dentro del cilindro se enciende e inicia la combustión. Posteriormente, los gases producto de la combustión se expanden realizando trabajo mecánico y finalmente son expulsados a menor temperatura en la carrera de escape [123].

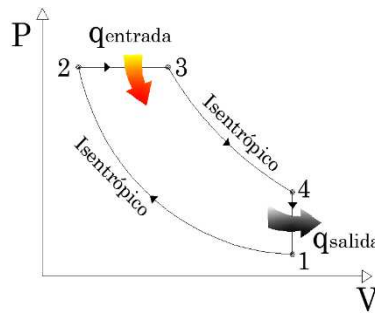


Figura 4.4. Ciclo Diésel ideal.

Fuente: [75].

En los MEC, la bujía y el carburador son sustituidos por un inyector de combustible y cámaras de pre combustión [75]. Por otro lado, los MEC no están limitados por la autoignición de la mezcla aire combustible, ya que al comprimir solamente aire durante su etapa de compresión, estas máquinas eliminan la posibilidad de autoignición. Esto hace que los MEC pueden operar a relaciones de compresión mucho más altas (generalmente entre 12 y 24) que les permiten alcanzar mayores eficiencias térmicas [75]. Además, los MEC usualmente operan a menores revoluciones por minuto, lo que da más tiempo al combustible de quemarse completamente [75]. Lo anterior, hace a estos motores técnica y económicamente más funcionales en gran cantidad de aplicaciones, especialmente en los sistemas para la generación de electricidad [123].

4.1.2.1 Modificaciones necesarias en los MEC que usen biogás

Los MEC no están diseñados originalmente para funcionar con biogás, por lo que no se encuentran comercialmente disponibles. Sin embargo, existen 2 métodos para aprovechar el biogás en un MEC, el primero consiste en reemplazar el encendido por compresión por un encendido provocado mediante la adición de una bujía. Esta conversión a un MEP suele darse en MEC de baja capacidad donde se quiera usar el biogás como único combustible [120]. El segundo es conocido como operación dual, donde se instala un mezclador que permite que el biogás (combustible primario) se mezcle con el aire antes de ingresar al cilindro y luego se comprime. Al final de la carrera de compresión se inyecta una cantidad determinada de diésel (denominado combustible piloto), el cual se autoenciende debido a la alta presión y temperatura de la mezcla biogás aire dentro del cilindro [124]. Esto permite reducir el consumo de diésel considerablemente.

En la práctica se han obtenido niveles de sustitución de combustible piloto superiores al 80% en operación dual pero se recomienda no sobrepasar este valor para evitar sobrecalentamiento en los inyectores y un desgaste prematuro [123], [125]. Además, varios autores [79], [126]–[129] concuerdan en que el uso de biogás reduce la potencia de salida de los motores, esta reducción es leve si se opera en modo dual (Diésel Biogás) con una muy buena calidad de biogás (Concentración de metano > 85%) y más representativa a medida que la calidad del biogás es menor [120], [130].

4.1.2.2 Descripción matemática

Como se mencionó anteriormente, para simplificar el análisis matemático, se utiliza un ciclo ideal Diésel con suposiciones de aire estándar, es decir que durante todo el ciclo de trabajo se considera que el fluido de trabajo siempre es aire. Dentro del ciclo Diésel, la cantidad de calor añadido a presión constante y el rechazo de calor a volumen constante se describen con las ecuaciones (4.34) y (4.35), respectivamente. Usando estas dos ecuaciones, es posible determinar la eficiencia térmica del ciclo con la ecuación (4.36).

$$q_{entrada} = c_p(T_3 - T_2) \quad (4.34)$$

$$q_{salida} = c_v(T_4 - T_1) \quad (4.35)$$

$$\eta_{térmica,Diésel} = \frac{W_{neto}}{q_{entrada}} = 1 - \frac{q_{salida}}{q_{entrada}} = 1 - \frac{T_4 - T_1}{k(T_3 - T_2)} = 1 - \frac{1}{r_c^{k-1}} \left[\frac{r_c^k - 1}{k(r_c - 1)} \right] \quad (4.36)$$

Donde k es la relación de calor específico ($k=c_p/c_v$) y r_c es la relación de corte de admisión ($r_c=V_3/V_2$). El modelo del ciclo Diésel para un MEC cuenta con las mismas salidas que fueron presentadas en la Tabla 4.2. De igual forma, las ecuaciones descritas anteriormente (ver (4.10) (4.13)) también son aplicables al ciclo Diésel.

Por otro lado, si se quieren conocer las variables del ciclo en cada estado termodinámico, se puede recurrir a las ecuaciones agrupadas en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3. Ecuaciones por etapa del ciclo ideal termodinámico Diésel

Descripción		Ecuación	
Carrera de compresión (1 a 2):	Volumen	$V_2 = V_1/r_c$	(4.37)
	Presión	$P_2 = P_1(r_c)^k$	(4.38)
	Temperatura	$T_2 = T_1(r_c)^{k-1}$	(4.39)
	Trabajo	$W_{3-4} = mR(T_2 - T_1)/(1 - k)$	(4.40)
	Calor agregado	$Q_{entrada} = PCI_{biogas} * \eta_{combustion} * m_{fuel}$	(4.41)
Adición de calor (2 a 3):	Temperatura	$T_3 = T_{max} = \frac{Q_{entrada}}{m_m c_p} + T_2$	(4.42)
	Volumen	$V_3 = V_2 * r_c$	(4.43)
Carrera de expansión (3 a 4):	Temperatura	$T_4 = T_3(V_3/V_4)^{k-1}$	(4.44)
	presión	$P_4 = P_3(V_3/V_4)^k$	(4.45)

Fuente: adaptado de [118]

4.2 TURBINAS DE GAS (TG)

Las TG son motores de flujo constante que se caracterizan por tener una combustión con exceso de aire que produce bajos niveles de emisiones [131]. Estas máquinas no necesitan sistemas de enfriamiento y presentan

menor vibración y ruido en su operación en comparación a los MCI [132]. Su regulación de velocidad se realiza mediante un gobernador que varía el flujo de combustible y aire que ingresa a la cámara de combustión. Esto permite responder a los cambios de carga rápidamente [132]. Sus principales componentes son el compresor, la cámara de combustión y la turbina (ver Figura 4.5.a). Generalmente, las TG trabajan con un intercambiador de calor y un solo eje, al cual es conectado el generador eléctrico.

Para la generación de electricidad a partir de biogás, las turbinas se usan principalmente en aplicaciones de baja potencia (Microturbinas), que funcionan con el mismo principio de las turbinas convencionales, pero son más compactas y ligeras [133]. Adicionalmente, las TG poseen gran flexibilidad para usar diferentes tipos de combustible, desde gases de bajo poder calorífico como el biogás hasta combustibles líquidos [12]. Esta capacidad de adaptarse a diferentes composiciones de biogás, sin afectar significativamente su rendimiento y sin requerir grandes modificaciones, hace de las TG una excelente opción para combustibles no homogéneos como el biogás [134].

4.2.1 Modelo termodinámico del Ciclo Brayton

Las TG pueden modelarse termodinámicamente con el ciclo de Brayton, expuesto de manera gráfica en la Figura 4.5.b. Donde el aire ingresa a condiciones ambiente al compresor que eleva su temperatura y presión (paso 1 a 2, compresión adiabática e isentrópica). Luego, el aire es conducido a la cámara de combustión donde se inyecta el combustible que se mezcla con el aire proveniente del compresor y una bujía inicia la combustión en los quemadores que mantienen la adición de calor continuamente (paso 2 a 3, adición de calor a presión constante). Los gases resultantes pasan a la turbina donde se expanden y transfieren la energía a los alabes de la turbina (paso 3 a 4, expansión adiabática e isentrópica) [75].

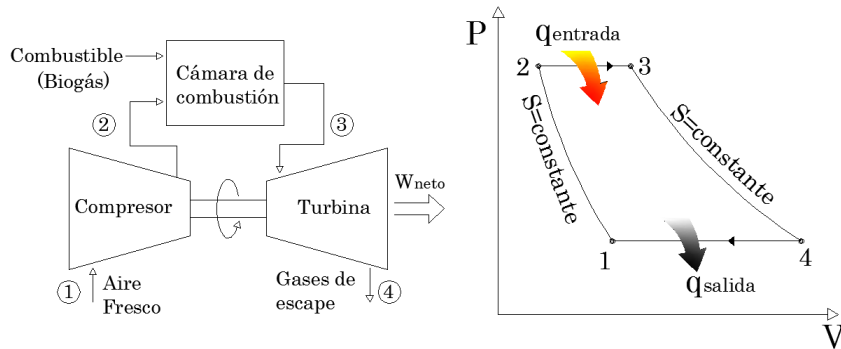


Figura 4.5. (a) Componentes de una turbina de gas de ciclo abierto. (b) Ciclo ideal simple de Brayton.

Fuente: [75].

La mayoría de los ciclos Brayton son abiertos, es decir que los gases de escape son generalmente expulsados y reemplazados por aire y combustible fresco en cada ciclo, alcanzando eficiencias del 30%. Debido a las temperaturas de los gases de escape de la turbina (400 600°C), pueden instalarse regeneradores (intercambiador de calor) que recuperan parte de la energía generada y precalientan el aire antes de entrar a la cámara de combustión [75]. Esta configuración incrementa la eficiencia hasta el 40% [12], [133].

Al usar condiciones de aire estándar, el ciclo se puede solucionar recurriendo a las propiedades del aire como gas ideal. Estas propiedades pueden ser encontradas en la Tabla A.2 [75]. Primero, se calcula la presión relativa 1 (P_{r1}) y la entalpía (h_1) a partir de la temperatura del aire en la entrada del compresor (T_1). Luego, se multiplica P_{r1} por la relación de compresión y se obtiene la presión a la salida del compresor (P_{r2}). Conociendo P_{r2} se usa nuevamente la Tabla A.2 y se determina la temperatura del aire luego de pasar por el compresor (T_2) y h_2 . Para calcular el calor agregado, se puede usar la diferencia de temperatura entre T_2 y T_3 multiplicado por el calor específico a presión constante. Posteriormente, se calcula P_{r4} , T_4 , y h_4 , dependiendo de P_{r3} , el cual a su vez es calculado usando la temperatura de los gases en expansión (T_3). Algunas de las ecuaciones usadas para calcular todos los puntos del ciclo son presentadas en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4. Ecuaciones del ciclo Brayton.

Descripción	Ecuación
Proceso 1 2 Compresión isentrópica	$P_{r2} = \frac{P_2}{P_1} P_{r1}$ (4.46)
Proceso 2 3 Combustión	$q_{entrada} = c_p(T_3 - T_2) = h_3 - h_2$ (4.47)
Proceso 3 4 Expansión isentrópica	$P_{r4} = \frac{P_4}{P_3} P_{r3}$ (4.48)
Entrada del trabajo al compresor	$w_{comp,entrada} = h_2 - h_1$ (4.49)
Salida de trabajo de la turbina	$w_{turbina,salida} = h_3 - h_4$ (4.50)
Calor de salida	$q_{salida} = h_4 - h_1$ (4.51)
Eficiencia del ciclo Brayton bajo suposiciones de aire estándar	$\eta_{tér} = \frac{w_{neto}}{q_{entrada}} = 1 - \frac{q_{salida}}{q_{entrada}} = 1 - \frac{1}{r_p^{(k-1)/k}}$ (4.52)

Fuente: adaptado de [75].

En las TG también existe un parámetro llamado relación del trabajo de retroceso, el cual se relaciona con el porcentaje del trabajo generado por la turbina usado para activar el compresor (ver ecuación (4.53)). En las centrales eléctricas que usan TG, más del 50% del trabajo de la turbina se utiliza para activar el compresor, por lo que las turbinas deben ser más robustas en este tipo de aplicaciones [75].

$$r_{bw} = \frac{w_{comp}}{w_{turbina}} \quad (4.53)$$

Si se quiere usar un ciclo más real para la TG se pueden incluir las irreversibilidades de la turbina y del compresor, las cuales se relacionan con las eficiencias propias de estos elementos. Esta modificación, hace que los procesos 1 2 y 3 4 ya no sean isentrópicos y que la eficiencia del ciclo disminuya [75].

4.2.2 Modelo de Rowen

El modelo de Rowen representa una turbina de un solo eje sin recuperación de calor. La implementación de este modelo está compuesto por 4 bloques principales: el control de velocidad, el sistema de combustión, el sistema de compresor-turbina y el control de temperatura (ver Figura 4.6). Estos bloques tienen en cuenta el torque generado, los gases de escape, la eficiencia de la combustión, el consumo de combustible y la potencia mecánica [135], [136]. Por su parte, los bloques de control mantienen a la TG dentro de sus límites de funcionamiento. Todas las magnitudes físicas están expresadas en por unidad (PU) excepto las temperaturas que se encuentran en °C.

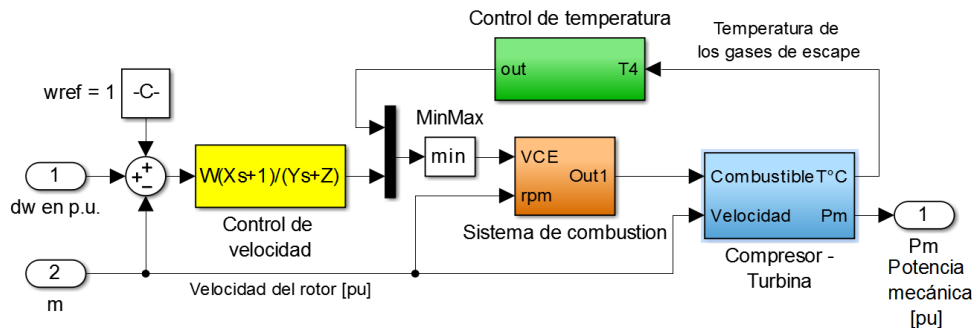


Figura 4.6. Modelo de Rowen de una TG implementado en MATLAB/Simulink®.

Fuente: adaptado de [136]–[138].

En la Figura 4.6, el control de velocidad representa al gobernador de la máquina y opera sobre la diferencia entre la velocidad de referencia y la velocidad de giro del rotor. Adicionalmente, posee una entrada para incluir alguna perturbación tipo escalón (entrada dW). El gobernador es modelado como un controlador en atraso, donde W es la ganancia, X y Y son las constantes de tiempo del controlador y Z representa el modo de regulación del gobernador [139]. Este puede ser isócrono $Z=0$ o “droop” $Z=1$, en el modo isócrono se fija un valor de referencia que el generador debe seguir. Si la velocidad está por debajo del valor de referencia, la máquina que mueve el generador proporciona más energía mecánica en el eje hasta alcanzar de nuevo el valor de referencia. En el modo droop o caída de velocidad se sigue una recta decreciente, la cual, cada vez que se presente una disminución de cierto porcentaje en la velocidad, producirá un incremento proporcional en la energía mecánica producida por la máquina [135].

El sistema de combustión tiene como entrada V_{CE} que representa la mínima cantidad de combustible necesario para un punto de operación y es el valor mínimo entre el control de temperatura y el control de velocidad (Ver Figura 4.7). Las TG necesitan una importante fracción del combustible nominal cuando operan sin carga. Esta cantidad es aproximadamente el 23%, por lo que el rango del flujo de combustible disponible para ser usado debe ser ajustado entre el 23 y el 100% mediante el consumo de combustible sin carga (W_{min}) [138]. Luego se encuentra el sistema de combustión que incluye la posición de la válvula y un retraso en la cámara de combustión. Además, si el combustible es líquido y se desea retornar parte del combustible bombeado el modelo cuenta con una retroalimentación (K_f). Para combustibles gaseosos como el biogás este parámetro es cero.

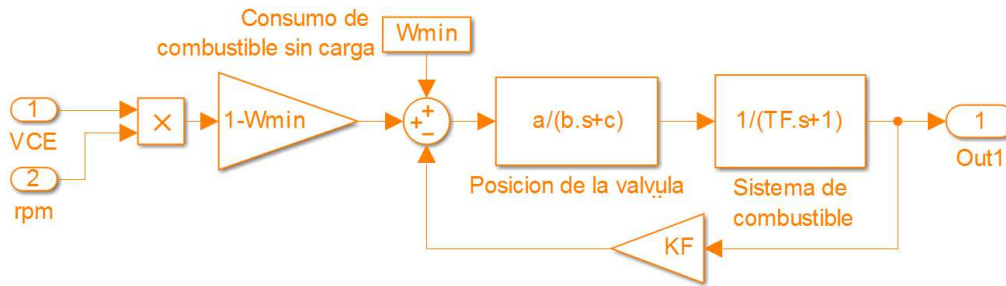


Figura 4.7. Sistema de combustión del modelo Rowen para la turbina.
Fuente: adaptado de [139].

El sistema de control de temperatura actúa como el límite superior de la potencia de salida. En este subsistema, la temperatura de los gases de escape (T_4) es medida con una termocupla y es comparada con un valor de la temperatura a condiciones nominales (T_R), tal como se observa en la Figura 4.8. Si la temperatura está por encima de T_R , el control actúa y disminuye la temperatura de la maquina reduciendo su potencia de salida [140]. En el diseño de las TG es necesario incluir un escudo de radiación térmica, el cual consiste en un metal que refleja la mayor parte de la radiación debido a que el calor que irradia la TG puede afectar la medida de la termocuplas.

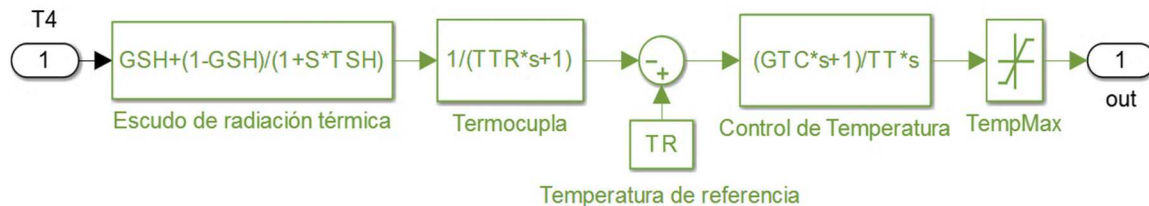


Figura 4.8. Sistema de medición y control de la temperatura.
Fuente: adaptado de [139].

Adicionalmente, el modelo de Rowen tiene un bloque de compresor-turbina, mostrado en la Figura 4.9. Este, cuenta con varios retrasos que son agregados para aproximar el modelo a un comportamiento más real. Uno de estos retrasos, es el tiempo de reacción de la combustión (T_{CR}), otro es el que se presenta por la descarga del compresor (T_{CD}) y el ultimo es el que ocurre en el sistema de combustible que transporta el gas por la

turbina (T_{TD}) [139]. Además, incluye funciones de las variables que reflejan el comportamiento de la TG como el torque (ver ecuación (4.54)) y la temperatura de los gases de escape (ver ecuación (4.55)). Sin embargo, estas dos últimas ecuaciones son válidas entre el 95 y el 107 % de la velocidad, lo que hace que el modelo se vea limitado a este intervalo de velocidad [138].

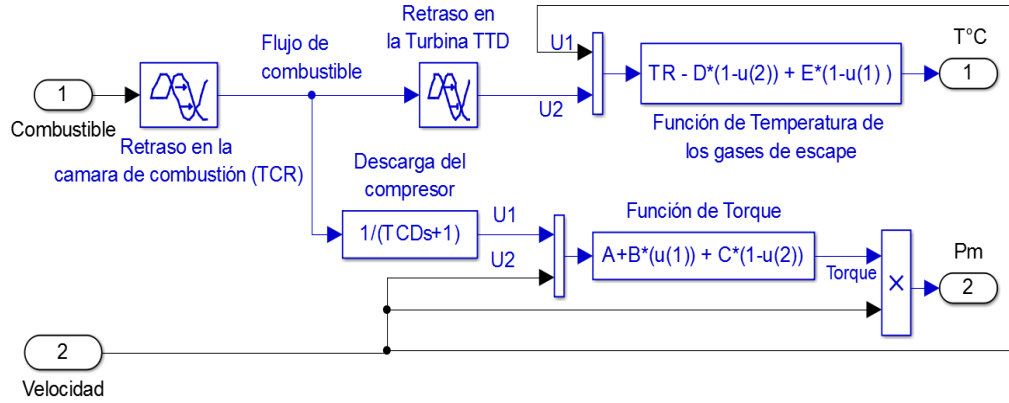


Figura 4.9. Sistema de compresor-turbina.

Fuente: adaptado de [139].

$$\text{Torque} = A + B * \dot{m}_f + C(1 - N) \quad (4.54)$$

$$T_4 = T_R + D * \dot{m}_f + E(1 - N) \quad (4.55)$$

Donde \dot{m}_f es el flujo de combustible en [kg/s] y N es la velocidad en [pu]. Los parámetros A, B, C, D y E fueron calculados siguiendo los principios termodinámicos del ciclo de Brayton y usando la metodología propuesta por Bank *et. al* en [136], quien sugiere que estos parámetros pueden ser calculados usando los datos operacionales de la maquina mediante las ecuaciones mostradas en la Tabla 4.5. Para el cálculo de estos valores se toma en cuenta que los procesos de compresión y expansión que se dan en el compresor y la turbina no son isentrópicos en la vida real. Esto se debe a que parte de la energía no es convertida a trabajo útil, es decir, que existe una eficiencia para estos elementos. Normalmente, la eficiencia de la turbina se ve más afectada por cambios en la carga y la velocidad que la eficiencia del compresor, debido a que el compresor opera bajo condiciones relativamente estables mientras que las condiciones de operación de la turbina si cambian fácilmente [136]. Las eficiencias pueden ser obtenidas de datos operacionales y pruebas en la turbina (para más detalles ver [136]), pero para este trabajo serán asumidas como en 80% para la turbina y 90% para el compresor, ya que son los valores promedio de las TG disponibles comercialmente [75].

Tabla 4.5. Ecuaciones de las constantes que representan la termodinámica del ciclo Brayton para el modelo de Rowen

Constante	Ecuaciones	Número
x_c	$\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\gamma_c-1}{\gamma_c}}$	(4.56)
x_h	$\left(\frac{P_3}{P_4}\right)^{\frac{\gamma_h-1}{\gamma_h}}$	(4.57)
A	$\frac{\dot{m}_n P_g}{P_g} \left[C_{ph} * \eta_t \left(1 - \frac{1}{x_h}\right) - \frac{x_c - 1}{\eta_c} \left\{ C_{pc} - C_{ph} \eta_t \left(1 - \frac{1}{x_h}\right) \right\} \right]$	(4.58)
B	$\frac{\eta_{comb} * \eta_t * PCI_{biogás} * \dot{m}_{fn}}{P_g} \left(1 - \frac{1}{x_h}\right)$	(4.59)
D	$\eta_{comb} \frac{PCI_{biogás} * \dot{m}_{fn}}{C_{ph} * \dot{m}_n} \left[1 - \left(1 - \frac{1}{x_h}\right) \eta_t \right]$	(4.60)
E	$0,5 * T_R$	(4.61)

Nota: * el valor de C representa el coeficiente de sensibilidad de velocidad y se asume como 0,5.

Fuente: [136]

Donde γ_c y γ_h son la relación de calores específicos en el compresor y en la cámara de combustión respectivamente, \dot{m}_n y \dot{m}_{fn} son los flujos nominales de aire y combustible, P_g es la potencia del generador en pu, C_{ph} es el calor específico a presión constante del aire que sale de la combustión y C_{pc} es el calor específico a presión constante del aire que sale del compresor. Por último, η_t , η_c y η_{comb} son las eficiencias de la turbina, el compresor y de la combustión. Los parámetros del modelo de Rowen son resumidos en la Tabla 4.6 y sus valores fueron obtenidos de [139], [141].

Tabla 4.6. Lista de parámetros del modelo Rowen

Parámetros	Símbolo	Unidad
Constante para el bloque de torque de salida	A	
Constante para el bloque de torque de salida	B	
Constante para el bloque de torque de salida	C	
Constante para el bloque de Temperatura de escape	D	°C
Constante para el bloque de Temperatura de escape	E	°C
Constante de tiempo de la posición de la válvula de admisión de combustible	B	
Coefficiente de la función de transferencia de la posición de la válvula	C	
Retraso del sistema de combustión	T _{CR}	Segundos
Retraso de los gases de escape después de pasar por la turbina	T _{TD}	Segundos
Ganancia de la retroalimentación del sistema de combustible	K _F	
Límite máximo de señal de demanda de combustible	MAX	Pu
Límite mínimo de señal de demanda de combustible	MIN	Pu
Consumo de combustible sin carga	W _{min}	
Tiempo de retraso de la descarga del compresor	T _{CD}	Segundos
Ganancia de Velocidad del Gobernador	W	
Constante de tiempo del gobernador de velocidad	T _G	segundos
Temperatura nominal de escape	T _R	°C
Constante de tiempo del sistema de combustible	T _F	Segundos
Constante de integración del controlador de temperatura	T _T	°C
Parámetro del controlador de temperatura	G _{TC}	
Parámetro del escudo de radiación	G _{SH}	
Constante de tiempo del escudo de radiación	T _{SH}	Segundos
Constante de tiempo de respuesta de la termocupla	T _{TR}	Segundos
Eficiencia del compresor	η_c	
Eficiencia de la turbina	η_t	
Potencia inicial de Salida	T ₀	pu
Potencia nominal del Generador	S	kW
Inercia	TI=2*H	

Fuente: [136].

4.3 CELDA DE COMBUSTIBLE (CC)

Las celdas de combustible son capaces de convertir la energía química del hidrogeno (o de un hidrocarburo) mediante reacciones químicas en calor y corriente directa. Las CC producen muy pocas emisiones y poseen una eficiencia eléctrica entre un rango de 40 a 70%, lo cual supera a tecnologías convencionales como el MCI y la TG que poseen eficiencias cercanas al 30 y 40%, respectivamente [12]. Esta tecnología tiene mayores costos de inversión y operación, por lo que todavía están en una fase de investigación que permita aumentar su eficiencia y vida útil [12].

Gracias al calor liberado como producto de la reacción química, las CC suelen usarse en procesos de cogeneración o para complementar esquemas de generación (generación híbrida), siempre y cuando posean un suministro constante de combustible [30]. Las CC son consideradas una tecnología prometedora en el campo de las energías alternativas y en los últimos años se ha evaluado su potencial de generación de electricidad con combustibles alternativos como el biogás [142].

4.3.1 Celdas de combustible alimentadas con biogás

Generalmente, antes de entrar a la celda, el CH_4 presente en el biogás pasa por un proceso térmico de reformado con el que se produce hidrogeno, el cual es usado posteriormente en las CC (más información, ver anexo A.2)[143]. Sin embargo, como se explica más adelante, existen algunas celdas que pueden trabajar con biogás purificado debido a que trabajan con altas temperatura y pueden realizar un reformado interno de biogás a hidrogeno, luego de remover el H_2S [144].

Las CC se agrupan de acuerdo a la temperatura de operación: las de baja temperatura ($<300\text{ }^\circ\text{C}$ normalmente) y las de alta temperatura ($>500\text{ }^\circ\text{C}$ normalmente). Las primeras, necesitan hidrogeno de alta calidad para funcionar y se usan comúnmente en aplicaciones de baja potencia [12]. Las segundas, son usadas en aplicaciones de generación estacionaria de electricidad a mediana y gran escala. Además, son consideradas como las más adecuadas para aplicaciones en plantas de cogeneración gracias a las altas temperaturas generadas por la reacción química dentro de la celda [30]. Entre las celdas de combustible de alta temperatura, se encuentran disponibles comercialmente las celdas de Carbonato fundido (MCFC por sus siglas en inglés) y las de óxido solido (SOFC por sus siglas en inglés), las cuales son más resistentes a los compuestos contaminantes.

Las MCFC operan a temperaturas de hasta $600\text{ }^\circ\text{C}$, alcanzan eficiencias de conversión eléctrica de hasta 60% y densidades de potencia de $0,10\text{ W/cm}^2$. Por su parte, las SOFC trabajan con temperaturas cercanas a los $1000\text{ }^\circ\text{C}$ y presentan un funcionamiento flexible y estable para varias composiciones de CH_4 y CO_2 , incluso soportan pequeños porcentajes de H_2S [144]. Una SOFC puede alcanzar una densidad de potencia de $0,35\text{ W/cm}^2$ [30] y eficiencias de hasta 48% [145]. La alta resistencia de las SOFC ante algunos contaminantes y su adaptabilidad a varios combustibles como el biogás, la convierten en una tecnología prometedora para los SGEB [142], [144], [146]. En pruebas de laboratorio se ha logrado que el rendimiento de la celda solo disminuya un 5% cuando la concentración de metano dentro del biogás se reduce del 70% al 30 % [147]. Por estas razones, en este trabajo de grado el análisis y modelamiento de CC solo estará centrada en las SOFC.

4.3.2 Celda de combustible de óxido solido (SOFC)

Aunque cada tipo de celda presenta su propia reacción química interna, su funcionamiento puede ser descrito como una electrolisis inversa compuesta por dos electrodos porosos (ánodo y cátodo), separados por un electrolito [30]. El combustible (hidrogeno puro, biogás purificado o un hidrocarburo reformado a hidrogeno) es suministrado continuamente por el ánodo, mientras que por el cátodo se introduce el agente oxidante (oxígeno o aire) (Ver Figura 4.10).

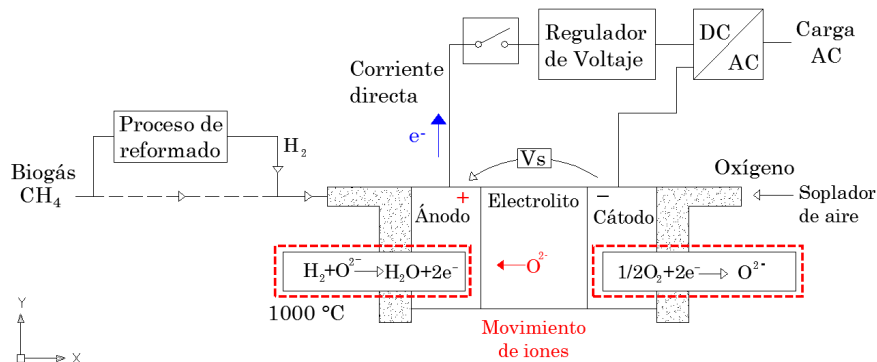


Figura 4.10. Celdas de alta temperatura en un sistema de generación de electricidad a partir de biogás (SGEB).

Nota: las reacciones del ánodo y del cátodo pueden verse en los recuadros rojos.

Fuente: adaptado de [12], [30].

En las SOFC el combustible es reducido en el ánodo lo que libera electrones que viajan a través de un circuito externo que une los electrodos de la celda. En el cátodo se liberan iones de oxígeno (O^{2-}) que buscan reestablecer el equilibrio en la carga. El ion O^{2-} atraviesa el electrolito de cátodo a ánodo y cuando llega al ánodo se recombina con el hidrogeno, formando moléculas de agua y liberando energía en forma de calor [30], [148].

Las SOFC tienen un electrolito sólido compuesto generalmente por óxido de zirconio estabilizado con itrio, el cátodo es una variación de los minerales perovskita (Manganita de Lantano LaMnO_3) y el ánodo tiene una aleación especial de níquel y óxido de zirconio [149]. Esta celda requiere operar a altas temperatura porque es allí donde la conducción iónica del oxígeno es posible. Sin embargo, las altas temperaturas de la SOFC exigen que los materiales sean muy resistentes [30].

Una celda SOFC se puede dividir en 3 partes: un procesador de combustible para reformar el combustible a hidrogeno (puede ser externo o interno), las celdas donde se produce electricidad y calor (como resultado de la reacción química) y una cámara de post combustión, donde el combustible residual que no fue usado por la celda es quemado para suministrar calor a los precalentadores y al proceso de reformado externo (si existiese) [150]. Además, como la electricidad generada por la celda es de corriente directa es necesario tener una etapa de acondicionamiento de potencia donde un inversor la transforme en corriente alterna [151].

Existen varios modelos que mediante ecuaciones físicas y analíticas han logrado representar las reacciones electroquímicas y la dinámica de los flujos de gas dentro de la celda [152]. Dentro de estos se destaca por su simplicidad y generalidad el modelo presentado en [151], [153], que a partir de las presiones parciales de los gases de entrada y la ecuación de Nernst es capaz de calcular la tensión de salida de toda la celda. La ecuación Nernst mostrada en (4.62) se usa para estimar la tendencia de las especies químicas en una reacción óxido reducción a adquirir electrones (potencial de reducción) [152].

$$E_{Nernst} = E_0 + \frac{RT}{2F} \left[\ln \frac{P_{H_2}(P_{O_2})^{0,5}}{P_{H_2O}} \right] \quad (4.62)$$

Donde E_0 es la tensión asociada con la reacción de energía libre, R es la constante de los gases, T la temperatura de funcionamiento, F es la constante de Faraday y P_{H_2} , P_{O_2} y P_{H_2O} son las presiones parciales del hidrogeno, el oxígeno y el agua respectivamente.

La tensión real de la celda (V_{SOFC}) es menor que su tensión teórica en circuito abierto debido a que está afectada por varias pérdidas irreversibles como las pérdidas de activación (η_{act}) debido a la irreversibilidad de reacciones electroquímicas, las pérdidas de concentración debidas a la resistencia al transporte de masa en el electrodo (η_{conc}) y las perdidas óhmicas (η_{ohm}) (Ver ecuación (4.63)) [154].

$$V_{SOFC} = E_{Nernst} - \eta_{ohm} - \eta_{act} - \eta_{conc} \quad (4.63)$$

El modelo implementado usando como base los trabajos publicados en [151], [153] está enfocado en condiciones normales de operación y asume que los gases son ideales, que la temperatura es estable en todo momento y solo se consideran pérdidas óhmicas [153]. Esto hace que la tensión de la celda se convierta en la ecuación (4.64), donde N_0 es el número de celdas en serie, r son las perdidas por conducción (óhmicas) e I es la corriente de salida de la celda.

$$V_{SOFC} = N_0 \left(E_0 + \frac{RT}{2F} \left[\ln \frac{P_{H_2}(P_{O_2})^{0,5}}{P_{H_2O}} \right] - r * I \right) \quad (4.64)$$

Si se usa un combustible diferente al hidrogeno es necesario agregar al modelo la dinámica del procesador de combustible como una función de transferencia de primer orden donde se tenga en cuenta la ganancia del procesamiento de combustible (Ver Figura 4.11) [153].

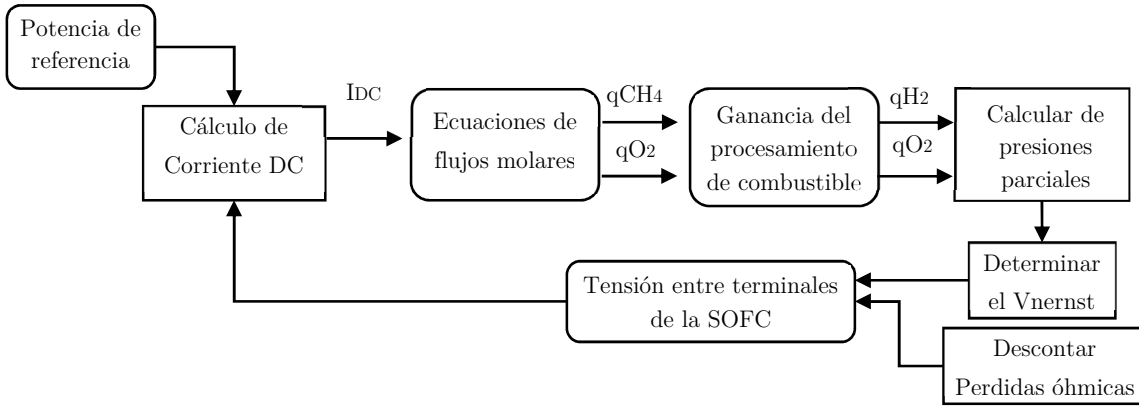


Figura 4.11. Diagrama de bloques del modelo SOFC

Nota: qH₂, qCH₄ y qO₂ son los flujos molares del hidrogeno, el metano y el oxígeno respectivamente.

Fuente: adaptado de [155].

4.4 FUNDAMENTOS BÁSICOS DEL GENERADOR SINCRÓNICO

El generador sincrónico es una máquina eléctrica de corriente alterna trifásica, que convierte potencia mecánica en potencia eléctrica [156]. Es recomendable su uso para controlar la estabilidad de la red, gracias a que con estos se puede controlar la potencia reactiva y el factor de potencia mediante la variación de la corriente de campo (rotor). Incluso es recomendable su uso en redes aisladas, donde no existan límites de frecuencia [12].

A groso modo, el generador sincrónico es una máquina eléctrica de un solo eje que cuenta con un rotor conectado a un motor primario y a una fuente de tensión continua que le proporciona un campo magnético. Por lo tanto, al girar el rotor se produce un campo magnético rotacional dentro de la máquina, que a su vez produce una tensión trifásica en los devanados del estator (devanados de armadura) [156]. Al ser una máquina *sincrónica* su tasa mecánica de rotación está relacionada directamente con la frecuencia eléctrica que produce. La expresión matemática que expresa este comportamiento se puede observar en la ecuación (4.65) [156].

$$f_e = \frac{n_m P}{120} \quad (4.65)$$

Donde, f_e es la frecuencia eléctrica en Hz, n_m es la velocidad mecánica del campo magnético en rpm y P es el número de polos del generador. Por otro lado, el generador sincrónico puede ser analizado de manera sencilla considerando su circuito equivalente, mostrado en la Figura 4.12.

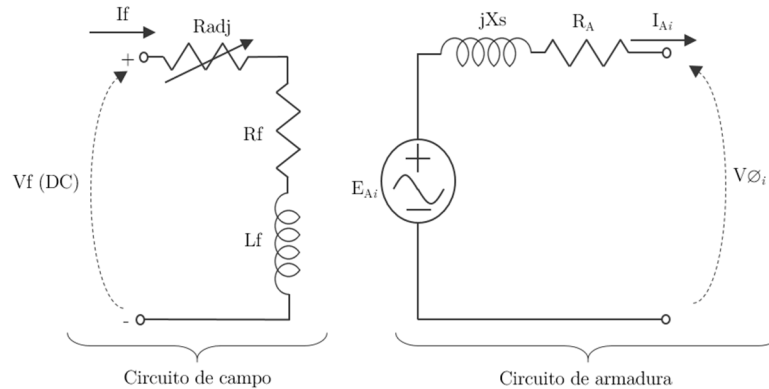


Figura 4.12. Circuito equivalente por fase del generador sincrónico

Nota: el subíndice i en el circuito de armadura (estator) se refiere a cada fase del circuito trifásico ($i=A, B$ y C)

Fuente: adaptado de [156]

Donde, V_f es la tensión de campo, I_f es la corriente continua (DC) de campo, R_f y L_f son la resistencia y la inductancia de campo que modelan la bobina del rotor, R_{adj} es la resistencia variable de campo que se puede

ajustar para mantener determinada tensión inducida en el estator (E_A). Por otro lado, jX_s es la inductancia sincrónica que representa la reactancia del inducido y la autoinductancia de la bobina del estator, R_A es la resistencia de los devanados del estator, I_{A_i} es la corriente de fase i y V_{\emptyset_i} es la tensión entre terminales de la fase i del generador [156].

El circuito equivalente de la Figura 4.12 se planteó en [156] respondiendo a 4 fenómenos electromagnéticos que ocurren en el generador y que hacen que V_{\emptyset} sea diferente a E_A . El primero, es la reacción del inducido, el cual es producido por la distorsión del campo magnético en el entrehierro generado por el flujo de la I_A cuando se conecta una carga a la máquina. Pues, esta produce un campo magnético propio en los devanados del estator, afectado el campo magnético del rotor, con lo cual logra variar la V_{\emptyset} . Este fenómeno se refleja en las ecuaciones (4.66), (4.67) y (4.68)[156].

$$V_{\emptyset} = E_A + E_{stat} \quad (4.66)$$

$$E_{stat} = -jX * I_A \quad (4.67)$$

$$V_{\emptyset} = E_A + (jX * I_A) \quad (4.68)$$

Donde E_{stat} es la tensión propia en el estator (tensión de la reacción del inducido) y debido a que la E_A es directamente proporcional a la I_A , X es una constante de proporcionalidad [156]. El segundo factor, por el cual el E_A es diferente de V_{\emptyset} , es la autoinductancia de las bobinas de armadura reflejada en la ecuación (4.69).

Entre tanto, el tercer factor, es la resistencia de las bobinas de armadura la cual se muestra en la ecuación (4.71). La combinación de los factores de autoinductancia y la resistencia de armadura está dada por las ecuaciones (4.71) y (4.72). El último factor, es el efecto que puede producir los polos salientes del rotor [156]. Sin embargo, el modelo simplificado del generador sincrónico asume polos no salientes o cilíndricos, por lo cual no se toma en cuenta los efectos de los polos salientes en el circuito equivalente de la máquina [156].

$$E_{autoinductancia} = -jX_A * I_A \quad (4.69) \quad E_{r_armadura} = -R_A * I_A \quad (4.70)$$

$$V_{\emptyset} = E_A + E_{stat} + E_{autoinductancia} + E_{r_armadura} \quad (4.71) \quad V_{\emptyset} = E_A - (jX * I_A) - (jX_A * I_A) - (R_A * I_A) \quad (4.72)$$

Donde, $E_{autoinductancia}$ es la tensión auto inducida por la bobina del estator, X_A es la reactancia correspondiente a la autoinductancia del estator, R_A es la resistencia del estator. No obstante, es usual combinar las reactancias de la reacción del inducido (X) y la de auto inductancia (X_A), llegando a denominarlas: reactancia sincrónica (X_S), como se muestra en la ecuación (4.73). Finalmente, al tener en cuenta los 3 factores principales anteriormente nombrados, la V_{\emptyset} se puede determinar aplicando la ecuación (4.74). Asimismo, dependiendo de la conexión del generador, Y o Δ la tensión entre terminales se define como se muestra en las ecuaciones (4.75) y (4.76), respectivamente [156].

$$X_S = X + X_A \quad (4.73) \quad V_{\emptyset} = E_A - jX_S I_A - R_A I_A \quad (4.74)$$

$$V_T = \sqrt{3} * V_{\emptyset} \quad (4.75) \quad V_T = V_{\emptyset} \quad (4.76)$$

Por otro lado, como toda máquina, los generadores sincrónicos no pueden convertir toda la potencia mecánica de entrada (P_{in}) en potencia eléctrica (P_{out}), debido a las pérdidas mecánicas (P_{perd_mec}) y eléctricas (P_{perd_elec}) relacionadas con su funcionamiento [156]. Esto se relaciona directamente con su eficiencia presentada en la ecuación (4.77).

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} * 100 \% [\%] \quad (4.77)$$

4.5 ELEMENTOS COMPLEMENTARIOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN BIOGÁS ELECTRICIDAD

Las tecnologías de conversión biogás electricidad por si solas no son capaces de entregar energía eléctrica con las condiciones que una carga de corriente alterna de 60 Hz requiere. Por lo que dependiendo del tipo de tecnología de conversión, es necesario usar elementos complementarios de generación eléctrica y acondicionamiento de la potencia como convertidores AC/DC/AC e inversores para alimentar una carga. Las tecnologías de conversión y sus elementos complementarios conforman un módulo de conversión biogás electricidad (MCBE), los cuales son presentados de manera gráfica en la Figura 4.13.

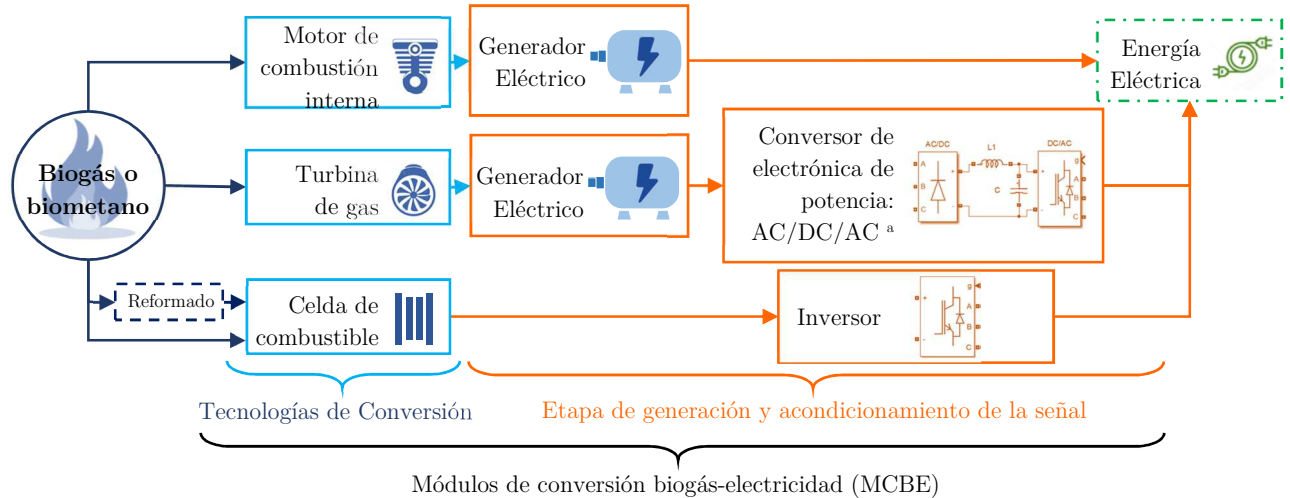


Figura 4.13. Elementos de los módulos de conversión biogás electricidad para cada tecnología de conversión.

Nota: * Solo si la frecuencia producida por el generador es diferentes de 50 o 60 Hz.

Fuente: autores.

En el caso MCBE basado en MCI, se puede usar un generador sincrónico o asincrónico para convertir la potencia mecánica en energía eléctrica dependiendo de las necesidades de la red, pero la mayoría de las ocasiones el generador es sincrónico y puede ser conectado directamente a la carga.

En el caso de los módulos basados en turbinas a gas (TG) se usan generadores que comúnmente están acoplados al mismo eje de la turbina. Cuando las microturbinas poseen altas velocidades nominales de giro (100000 rpm), la electricidad generada es de alta frecuencia (1600 Hz)[12]. Esto hace que los MCBE basados en turbinas a gas, necesiten de una etapa de acondicionamiento de la señal denominado rectificador inversor (convertidor AC/DC/AC) para normalizar la frecuencia a valores de 50 o 60 Hz [156]. No obstante, algunas TG son fabricadas con dos ejes que están unidos por engranajes mecánicos, con el fin de que el compresor y la turbina giren a velocidades diferentes. Lo que hace que la velocidad de giro de la TG se establezca a 3600 rpm, de manera que en un generador sincrónico de 2 polos la frecuencia eléctrica sea de 60 Hz.

En contraste, los MCBE basados en celdas de combustible de óxido solido (SOFC) producen energía eléctrica directamente. Sin embargo, la energía generada es de corriente directa, por lo que necesitan ser complementados con un inversor de potencia que la transforme a corriente alterna. Adicionalmente, cuando se usan elementos de electrónica de potencia, los esquemas se suelen complementar con filtros que reducen los armónicos generados [157].

En consecuencia, la eficiencia de los MCBE depende de las eficiencias de todos los elementos que lo componen (generador, electrónica de potencia, etc). Este valor de eficiencia global es suministrado por los propios fabricantes. En la Tabla 4.7 se presentan los rangos para la eficiencia de los MCBE con cada tecnología de conversión y adicionalmente se comparan otras características de funcionamiento. Donde, los MCI son la tecnología más madura y pueden lograr eficiencias eléctricas de hasta 40% cuando tienen sistemas de recuperación de calor. No obstante, estos presentan mayores emisiones de gases de efecto invernadero y costos

de mantenimiento [12]. Por su parte, las CC (en especial, las SOFC) son las que poseen mejor eficiencia eléctrica de conversión, pero aún se encuentran limitadas a aplicaciones experimentales debido a su elevado costo de inversión y su corta vida útil [55]. Entre tanto, las micro turbinas presentan bajos costos de inversión y una menor relación costo por kWh generado, pero son la tecnología con menor eficiencia eléctrica de conversión [12].

Adicional a los MCBE individualmente presentados en este trabajo, se pueden encontrar configuraciones donde varias tecnologías de conversión son usadas en conjunto para mejorar la eficiencia global del sistema. En los últimos años una de las configuraciones que más se ha estudiado y popularizado es la de una SOFC conectada en cascada con una turbina de gas. En este esquema el calor residual de la celda se usa para aumentar las temperaturas del ciclo Brayton y el combustible que no reacciona en la celda es reusado en la turbina, superando el 70 % de eficiencia eléctrica [158].

Tabla 4.7. Valores característicos de algunas tecnologías de conversión biogás electricidad.

Característica	Motor de combustión interna (MCI)			Celda de combustible	Turbina de gas	Micro Turbina de gas
	Motor de encendido por chispa (MEP 4 tiempos)	MEC convertido a MEP	MEC que usa biogás mezclado con aire			
Posición en el la curva de innovación tecnológica	Madurez	Madurez	Madurez	Crecimiento comercial	Madurez	Madurez
Capacidad de generación ^a	<100 kW	>150 kW	30 1000 kW	10 MW	100 MW	30 110 kW
Costos de inversión	Medios	Medios	Medios	Muy altos	Medios	Bajos
USD/kW	1200	1300	1300		1200	600 900
Costos de Mantenimiento	Altos	Altos	Altos	Muy altos	Muy bajos	Muy bajos
Eficiencia Eléctrica del módulo de conversión basado en cada tecnología ^b	30 40%	32 40%	32 40%	40 70%	25 35%	15 33%
Disminución de la eficiencia a carga parcial (con 50% de carga)	Alta	Baja	Baja	Muy baja	Muy alta	Baja
Velocidad de giro (rpm)	1500 1800	1500 1800	1500 1800	No aplica	100000	100000
Relación de compresión	10:1	20:1	20:1	No aplica	5:1	5:1
Control de la relación Calor/electricidad	No es posible	No es posible	No es posible	Bueno	Muy bueno	Muy bueno
Vida útil	Media	Larga	Larga	Muy corta	Larga	Larga
Emisiones	Altas	Altas	Altas	Muy bajas	Bajas	Bajas
Sistemas adicionales de acondicionamiento				Inversor	Convertor ^c AC DC AC	Convertor ^c AC DC AC
Combustible alternativo en caso de corte en la producción de biogás	Gasolina	Gasolina	Diésel Biodiesel	Hidrogeno Gas natural o CH ₄	Gas natural o CH ₄	Gas natural Queroseno o CH ₄

Nota: ^a Los valores máximos pueden ser superiores a los presentados en esta tabla. ^b estos valores coinciden con los presentado por los fabricantes de los módulos de conversión biogás electricidad disponibles comercialmente, ^c Cuando en turbinas de un solo eje se genera electricidad de alta frecuencia.

Fuente: adaptado de [12].

4.6 IMPLEMENTACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA DE LOS MODELOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN BIOGÁS ELECTRICIDAD

Los modelos de MCI, TG y la SOFC anteriormente descritos en este capítulo fueron implementados en la interfaz SGEB descrita en la sección 5.6. Adicionalmente, se realizó la validación de cada una de estas implementaciones, la cual consiste en reproducir artículos o libros con buena recepción por parte de la comunidad académica, donde se simulen casos de estudio con los modelos seleccionados y que tengan todos sus valores de entrada. Para el modelo del MEC que fue construido utilizando los ciclos termodinámicos, se usaron ejercicios de libros termodinámicos reconocidos como [73] y [114]. Por motivos de espacio todos los valores de entrada de cada modelo y los resultados de estas pruebas se encuentran en el anexo D.

Por otro lado, la implementación de los modelos de la TG y de la SOFC en la interfaz SGEB, son aplicados en un análisis exploratorio de los MCBE presentado en la sección 8. Con el objetivo de desarrollar un análisis transitorio de estos módulos ante variaciones en una carga eléctrica.

5 ENTORNO DE SIMULACIÓN SGEB

En este capítulo se describe el entorno de simulación SGEB implementado en MATLAB®. La finalidad de esta aplicación computacional es integrar y facilitar el uso de los modelos de digestión anaerobia (DA) y de las tecnologías de conversión biogás electricidad presentados en las secciones 3 y 4, respectivamente. A lo largo de esta sección, se presentan de forma general los componentes y la estructura del entorno.

5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

La “Interfaz *sistemas de generación de energía eléctrica a partir de biogás (Interfaz SGEB)*” es un entorno de simulación desarrollado en MATLAB/Simulink®, cuya función es facilitar el proceso de implementación de modelos matemáticos para la estimación de la producción de biogás y su conversión a energía eléctrica. El entorno de simulación cuenta con siete (7) modelos matemáticos reconocidos por la comunidad académica (ver sección 3.13 y 4) que fueron implementados en bloques de Simulink® con máscaras que facilitan el ingreso de sus parámetros.

Los modelos que integran la interfaz fueron agrupados en dos módulos principales: el primero está compuesto por modelos para la producción de biogás y el segundo reúne los modelos de tres tecnologías de conversión (Motor de combustión interna, turbina de gas y celda de combustible). De manera general, la *Interfaz SGEB* permite: a) realizar la estimación del potencial de producción de biogás de diferentes residuos; (b) definir la composición del sustrato de entrada al reactor e ingresar sus condiciones operativas; (c) ejecutar parte de la metodología MEPEB ZNI (presentada en el capítulo 6).

5.2 LIBRERÍAS

La Interfaz SGEB cuenta con 2 librerías principales. En la primera se agrupan 3 modelos para la estimación de la producción de biogás: el Anaerobic Digestión Model No 1 (ADM1) [76], [96], el ADM1 + matriz de transformación [102] y el modelo lineal usado en el atlas de biomasa residual colombiano [10] (ver sección 3). En la segunda se agrupan los modelos de las tecnologías de conversión biogás electricidad (ver sección 4). Estas tecnologías son representadas por sus respectivos ciclos termodinámicos. De esta manera, se usa el ciclo Otto para los motores de combustión interna con encendido provocado y el ciclo Brayton para la turbina a gas [75], [118] (ver Figura 5.1). Adicionalmente, se pueden encontrar modelos más complejos para realizar análisis transitorio y de estabilidad ante variaciones en la carga, como el modelo de Rowen para la turbina de gas [138] y el de una celda de combustible de óxido sólido (SOFC) basada en la ecuación de Nernst [153] (ver Figura 5.2).

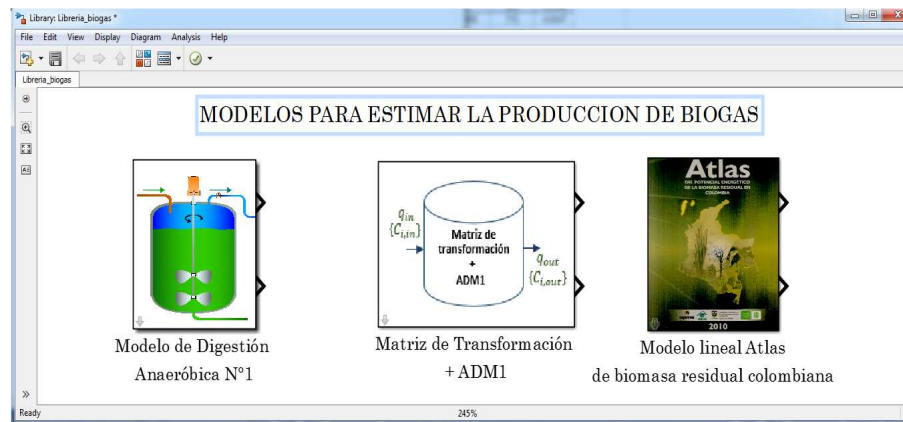


Figura 5.1. Librerías de producción de biogás.

Nota: estos bloques son explicados en la sección 5.5. Fuente: autores.

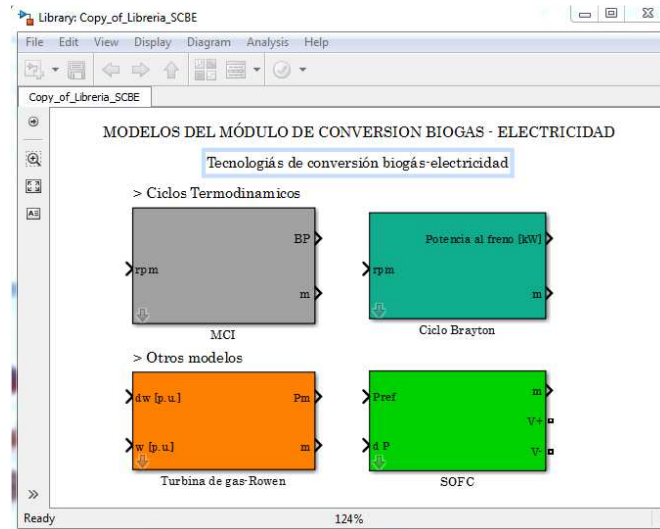


Figura 5.2. Librerías de sistema de conversión biogás electricidad.

Nota: estos bloques son explicados en la sección 5.6.

Fuente: autores.

Para simular las diferentes opciones de módulos de conversión biogás electricidad (MCBE), es necesario agrupar los modelos de las tecnologías presentados en la Figura 5.2, los bloques de generadores eléctricos y los bloques de electrónica de potencia disponibles en el *toolbox: SimPowerSystem* de Matlab®.

5.3 INTERFAZ GRÁFICA PRINCIPAL

La interfaz gráfica principal SGEB cuenta con una GUI que está compuesta por un menú general y 3 botones (ver Figura 5.3). Estos serán descritos a continuación.

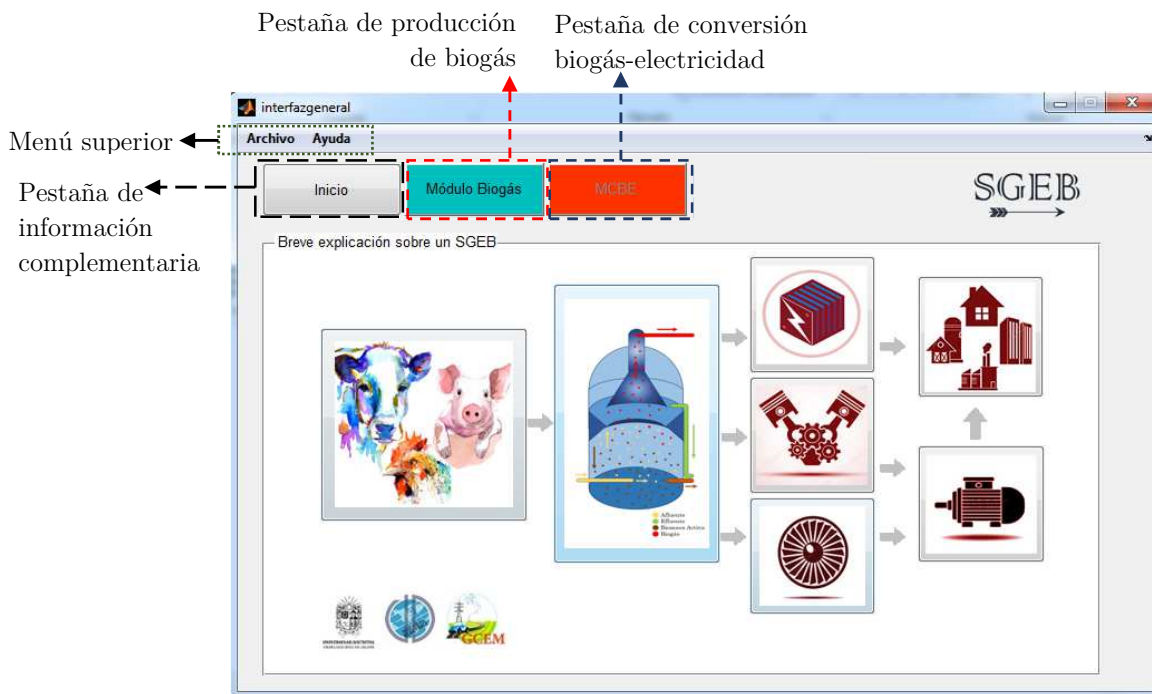


Figura 5.3. GUI Interfaz General.

Fuente: autores.

5.4 INICIO: PESTAÑA DE INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

Esta sección es visible al iniciar la interfaz (ver Figura 5.3) y sirve básicamente como introducción a los elementos que componen un SGEB. Al dar clic en cualquiera de las imágenes se abrirá un archivo en PDF que tiene información relevante de cada etapa. Asimismo, las imágenes y botones cuentan con opción *TooltipString* (mensajes que aparecen cuando se ubica el puntero del ratón sobre los elementos) que permite identificar los elementos y obtener información adicional.

5.5 MÓDULO PRODUCCIÓN DE BIOGÁS

Este módulo permite estimar la producción de biogás y su composición a partir de la descomposición anaerobia de una cantidad determinada de biomasa residual bovina o porcina. Para acceder a este módulo basta con hacer clic en el botón azul que se encuentra en la parte superior de la interfaz llamado *Módulo Biogás*, lo que desplegará el panel visto en la Figura 5.4. Adicionalmente, en este panel se encuentra la paleta de opciones que cuenta con tres botones, cuyo aspecto y función se muestran en la Tabla 5.1.

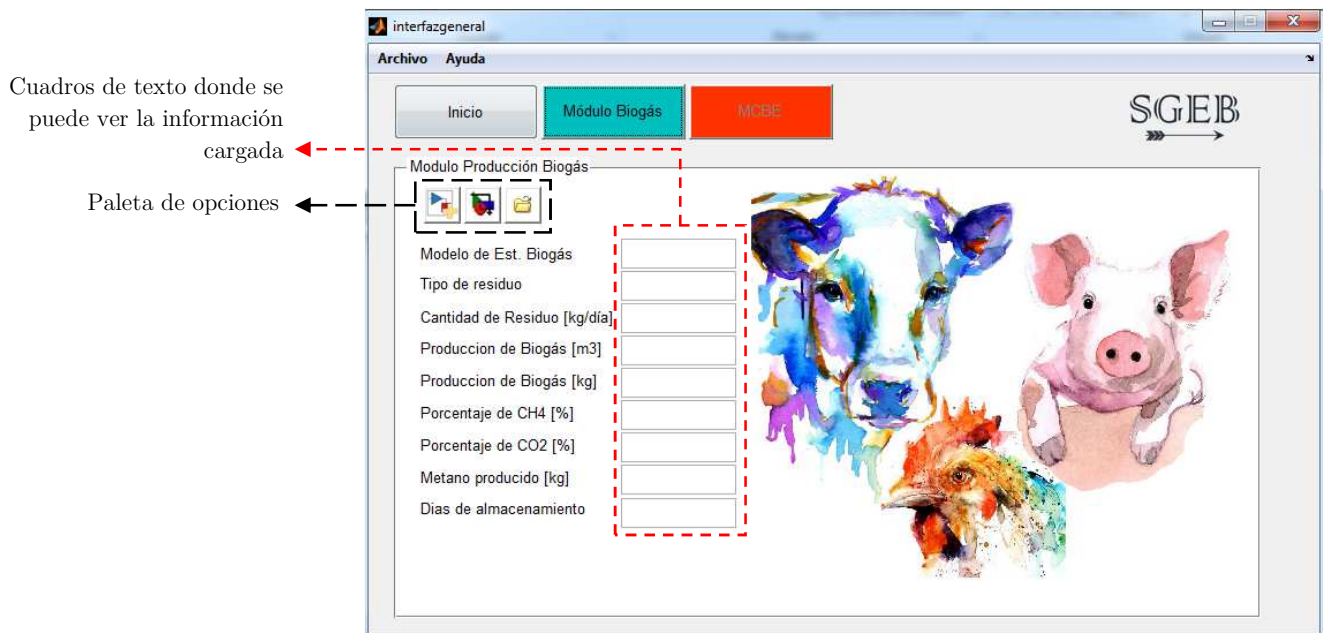





Figura 5.4. Módulo de producción de biogás.

Fuente: autores.

Tabla 5.1. Botones de la paleta de opciones del módulo de producción de biogás.

Imagen del botón	Nombre del botón	Descripción
	<i>Nuevo proyecto</i>	Este botón abre la librería de modelos de producción de biogás para iniciar un proyecto desde cero.
	<i>Cargar proyecto</i>	Este botón abre un archivo de Simulink® previamente creado
	<i>Cargar resultados</i>	Si algún modelo de estimación de la producción de biogás es ejecutado en Simulink® los resultados se generan en el workspace de MATLAB®. Estos resultados se pueden guardar como archivos <i>.mat</i> para usarlos o consultarlos posteriormente. Después de abrir el archivo <i>.mat</i> todos los resultados son puestos en el Workspace y algunos son mostrados dentro del mismo módulo como se puede observar en la Figura 5.5

Fuente: autores.

Grafica del metano generado en el tiempo de funcionamiento especificado

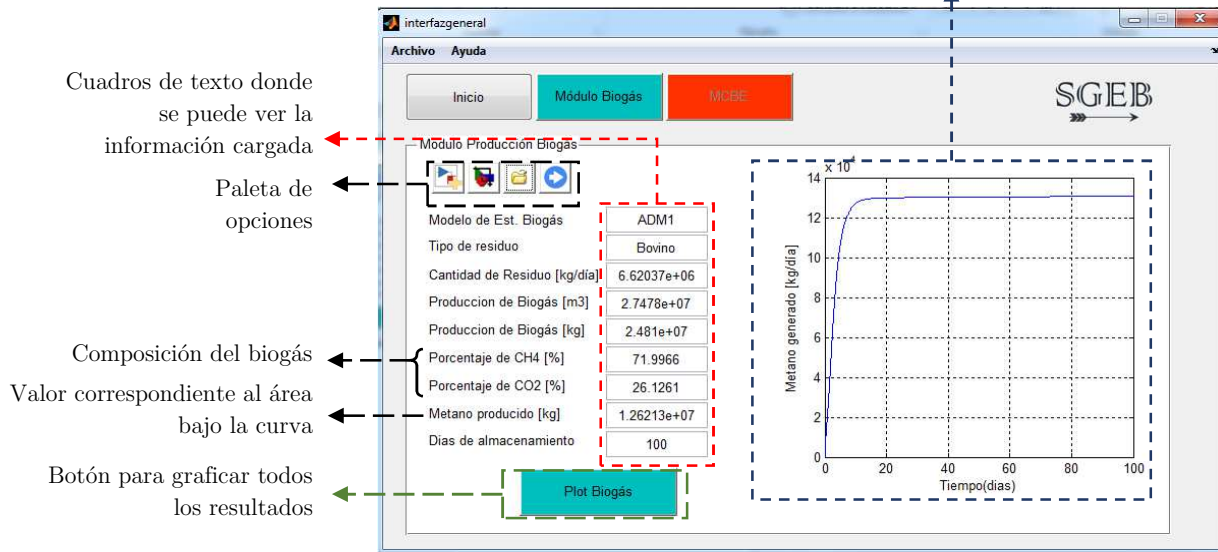


Figura 5.5. Módulo de producción de biogás después de cargar algún archivo .mat de resultados.

Fuente: autores.

Varias cosas suceden al cargar los resultados en los cuadros de texto: primero aparece una flecha en la paleta de opciones con la que se puede acceder al módulo de conversión biogás electricidad (ver Figura 5.5). Posteriormente, se grafica la tasa de producción del metano generado en función del tiempo especificado. Además, aparece el botón *Plot Biogás* (botón azul) que permite abrir una ventana adicional llamada *Graficar* para visualizar los resultados. Esta opción estará disponible solo cuando los resultados son obtenidos con los modelos ADM1 o ADM1 + Matriz de transformación.

La ventana *Graficar* puede verse en la Figura 5.6. En ella se observa un listado de todas las salidas del ADM1 que pueden ser graficadas sobre los ejes que se encuentran a la derecha. En la parte superior de la ventana se encuentran algunas herramientas básicas para interactuar con la gráfica (acercar, alejar, mover y puntero). Además, se puede modificar el tiempo de funcionamiento ajustando el eje x. En dicho caso, se vuelve a calcular el área bajo la curva para estimar la producción de metano y biogás.

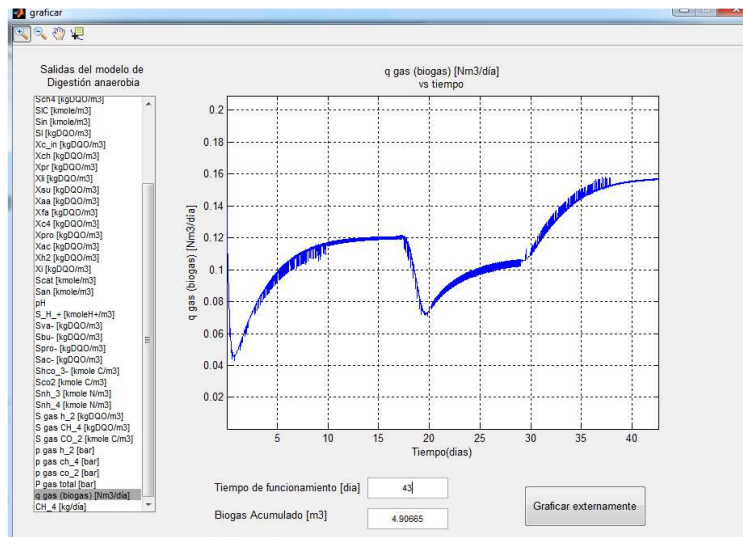


Figura 5.6. GUI para visualizar gráficamente las salidas del ADM1 y del ADM1+Matriz de transformación

Fuente: autores.

5.5.1 Modelo de digestión anaerobia número 1 (ADM1)

Esta etapa se basa en el trabajo realizado por Rosen & Jeppsson en [76], [96]. Debido a la carga computacional que implica resolver todas las ecuaciones diferenciales del ADM1, esta parte de la interfaz fue programada en lenguaje C++ usando las S function y un compilador MEX, ambos disponibles en Simulink®. Para realizar operaciones entre las salidas del modelo se usó una función que permite convertir la información de los gases resultantes de unidades de volumen a unidades de masa. Adicionalmente, se integró el *solver* ODE15s que es usado para resolver sistemas con alta rigidez. La configuración de bloques implementada para el ADM1 es la mostrada en la Figura 5.7.

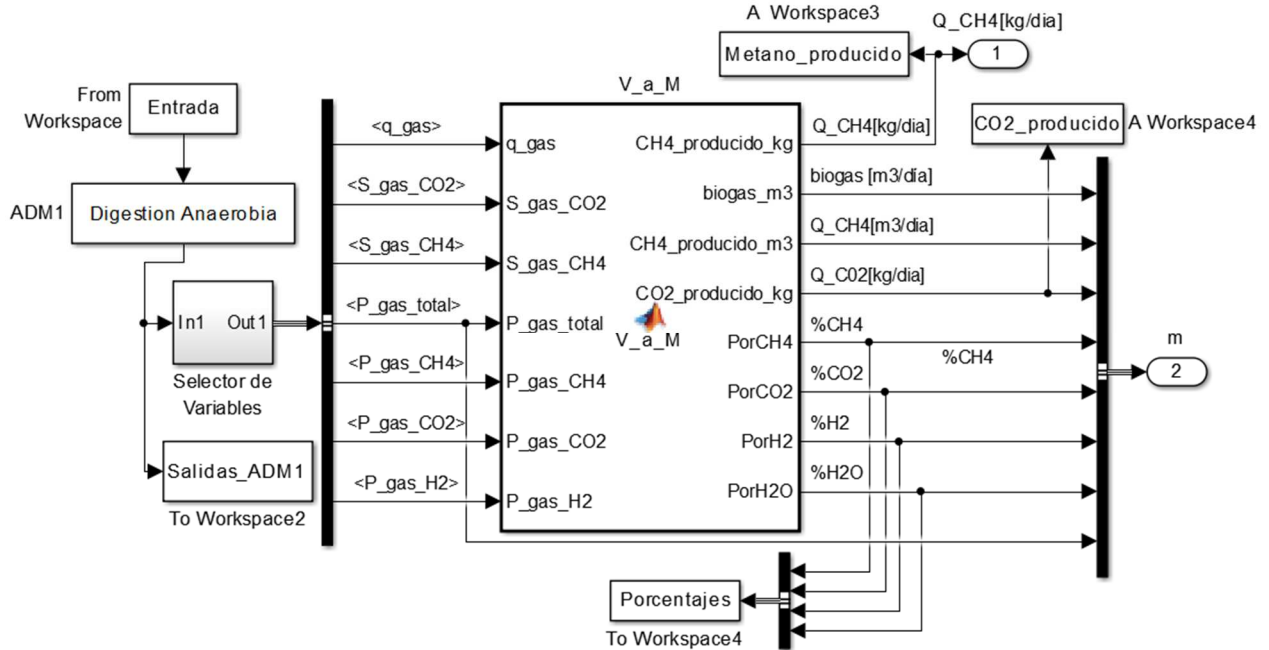


Figura 5.7. Implementación en Simulink® del ADM1.
Nota: el vector *Entrada* contiene la composición del residuo.
Fuente: autores.

El bloque *Digestión Anaerobia* mostrado en la Figura 5.7 contiene las *S functions* donde todas las ecuaciones diferenciales del ADM1 son escritas [76]. En la Figura 5.8 se puede observar el montaje en Simulink® de dicho bloque usando ecuaciones diferenciales algebraicas y los parámetros de la función ADM1. En este caso, se deben ingresar los valores de los vectores principales del modelo que son *Con_ini*, *Parametros* y *Tamano* (para mayor información remítase a la sección 3.1 y al anexo B.6)

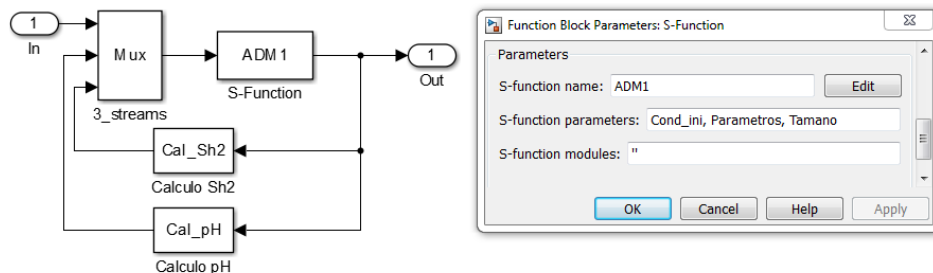


Figura 5.8 Interior del bloque *Digestión Anaerobia* en Simulink®.
Nota: el funcionamiento de este bloque puede ser descrito por el algoritmo presentado en la tabla Figura 3.4
Fuente: autores.

En caso de iniciar un nuevo proyecto es necesario implementar los modelos de producción de biogás mostrados en su correspondiente librería. Todos los modelos implementados en Simulink® cuentan con una máscara para

que el usuario pueda ingresar sus variables de entrada. La máscara del ADM1 puede verse en la Figura 5.9. En esta se puede ingresar el tiempo de funcionamiento del reactor y el tipo de residuo a utilizar (Bovino o Porcino).

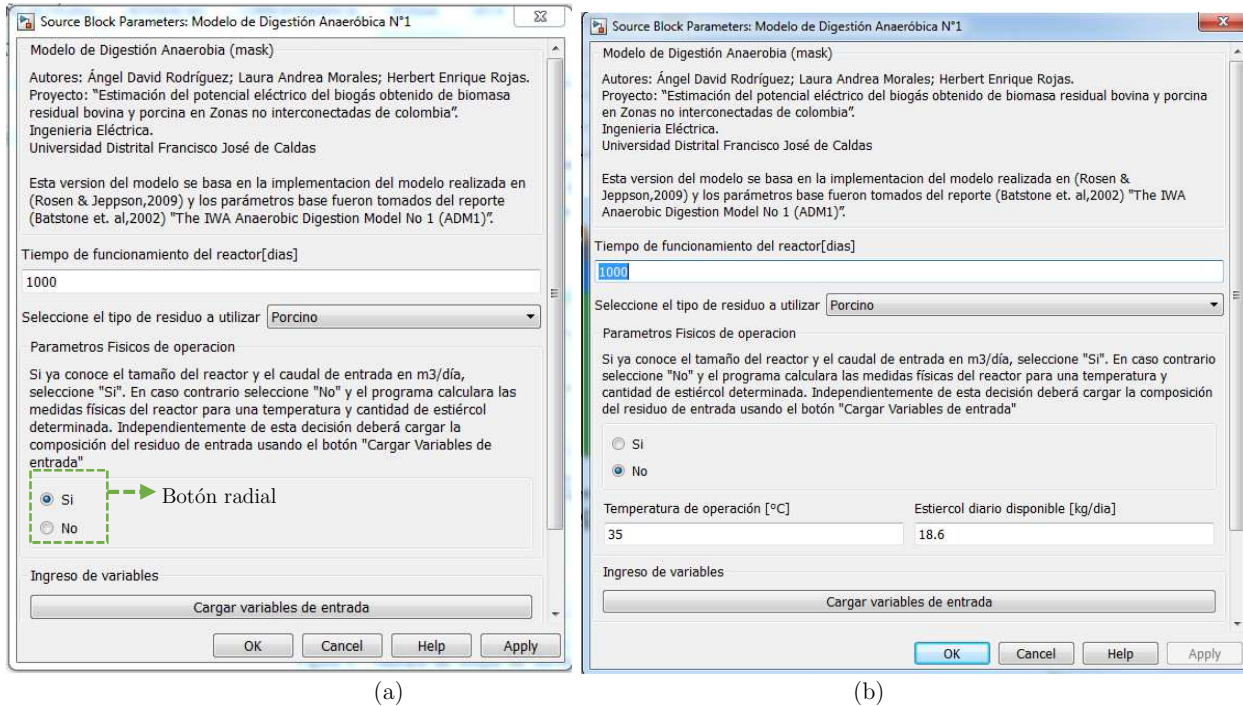


Figura 5.9. (a) Máscara del bloque del ADM1 con el botón radial en “Si”. (b) con el botón radial en “No”

Nota: siempre se debe hacer clic en *cargar Variables de entrada* para poder ingresar los valores de entrada del modelo.

Fuente: autores.

En caso de que no se conozca el volumen del biodigestor ni el caudal de entrada, la máscara brinda la opción de dimensionar el biodigestor con un cálculo sencillo a partir de la temperatura de operación y de la cantidad de estiércol disponible usando la función *calculo_Qin_Volumen* que usa el procedimiento expuesto en [37]. Sin embargo, debido a la complejidad y extensión del ADM1 es necesario direccionar al usuario a una GUI extra llamada *Ingreso ADM1* (ver Figura 5.10), a la cual se puede acceder con el botón *Cargar variables de entrada* que permite el ingreso de los vectores de entrada que conforman el modelo.

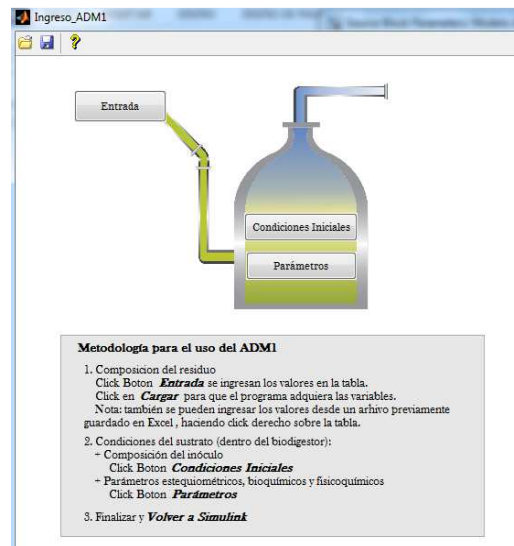


Figura 5.10. GUI para el ingreso de variables del ADM1

Fuente: autores.

Al iniciar la ventana *Ingreso ADM1* (ver la Figura 5.10) se pueden observar tres botones superpuestos en la imagen de un biodigestor (*Entrada*, *Condiciones iniciales* y *Parámetros*) que corresponden a los vectores principales del ADM1. En esta misma GUI se encuentra un recuadro gris donde se describe de manera breve el paso a paso para el uso de esta ventana. Primero se debe cargar la composición del residuo de entrada usando el botón *Entrada* que despliega la tabla que se puede ver en la Figura 5.11. La GUI carga los valores de la composición del residuo de entrada dependiendo del tipo de residuo seleccionado en la máscara inicial (Figura 5.9). Sin embargo, si el usuario posee una caracterización propia (análisis de laboratorio u otras fuentes) puede modificar los valores que vienen por defecto, ingresando los valores en la tabla que aparece sobre la misma interfaz. Los valores también pueden ser cargados desde archivos de Excel usando el clic derecho que despliega un pequeño menú.

Tabla para cargar la caracterización del residuo de entrada

Menú superior

Botones para desplegar las tablas donde se ingresan los vectores principales del ADM1

Pasos para usar esta ventana

Variables fijas

Menú de contexto

Botón para cargar los valores al Workspace de MATLAB®

Parámetros	1	2	Unidades	Descripción
1	Tempo	0	1000	(Segundos) Momento de fluctuación
2	Ssu	0	0	(kg DQO/m3) Concentración de monosacáridos
3	Saa	7.0004	7.0004	(kg DQO/m3) Concentración de aminoácidos
4	Sfa	7.8625	7.8625	(kg DQO/m3) Concentración de ácidos grasos
5	Sva	0	0	(kg DQO/m3) Concentración de valerato
6	Sbu	1.4726	1.4726	(kg DQO/m3) Concentración de butirato
7	Spro	3.1302	3.1302	(kg DQO/m3) Concentración de propionato
8	Sac	12.8575	12.8575	(kg DQO/m3) Concentración de acetato
9	Sh2	0	0	(kg DQO/m3) Concentración de gas hidrógeno
10	Sch4	0	0	(kg DQO/m3) Concentración de gas metano
11	Sic	0.1961	0.1961	(kmole Cm3) Concentración de carbono inorgánico
12	Sin	0.2701	0.2701	(kmole Nm3) Concentración de nitrógeno inorgánico
13	Si	1.6502	1.6502	(kg DQO/m3) Concentración de solubles inertes
14	Xc	0	0	(kg DQO/m3) Concentración de compuestos comple
15	Xch	2.2570	2.2570	(kg DQO/m3) Concentración de carbohidratos
16	Xpr	10.3600	10.3600	(kg DQO/m3) Concentración de proteínas
17	Xl	12.0805	12.0805	(kg DQO/m3) Concentración de lípidos
18	Xsu	0	0	(kg DQO/m3) Concentración de bacterias consumido
19	Xaa	0	0	(kg DQO/m3) Concentración de bacterias consumido
20	Xfa	0	0	(kg DQO/m3) Concentración de bacterias consumido
21	Xca	0	0	(kg DQO/m3) Concentración de bacterias consumido
22	Xpro	0	0	(kg DQO/m3) Concentración de bacterias consumido
23	Xac	0	0	(kg DQO/m3) Concentración de bacterias consumido
24	Xb2	0	0	(kg DQO/m3) Concentración de bacterias consumido
25	Xi	4.5789	4.5789	(kg DQO/m3) Concentración de partícula inerte
26	Scat+	0.1680	0.1680	(kg DQO/m3) Concentración de cationes de bases fu
27	San-	0	0	(kmole/m3) Concentración de aniones de ácidos fu
28	QD	0.0186	0.0186	(m3/d) Caudal de entrada

Cargar al Workspace

Figura 5.11. Ventana Ingreso ADM1 luego de dar clic en el botón *Entrada*

Nota: los valores precargados dependerán del tipo de residuo seleccionado.

Fuente: autores.

En la Figura 5.11 también aparece un panel en la parte inferior con las variables fijas como la temperatura de operación y las dimensiones del reactor que pueden ser ingresadas directamente o pueden ser calculadas por las funciones de la interfaz. La configuración de estas variables dependerá de la selección hecha en la máscara del modelo (en el *botón radial* ver Figura 5.9.a). El número de fluctuaciones hace referencia al número de columnas, ya que cada una corresponde a la composición del residuo agregado en un instante determinado. Cabe resaltar que si se asume una composición del afluente constante durante el tiempo de funcionamiento o de simulación no es necesario ingresar columnas iguales para cada día, solo se necesita especificar la inicial y la final. En la Figura 5.11 el tiempo de inicio es igual a cero y el tiempo de finalización es igual a 1000, esto quiere decir que el modelo toma la composición de entrada como un escalón constante de 0 a 1000.

Por otro lado, antes de ingresar los valores del vector de condiciones iniciales y de parámetros aparece una ventana de advertencia con el mensaje: “Solo debe modificar estos valores si tiene conocimiento del proceso y del modelo”. ¿Desea continuar? y se dan las opciones *Si* o *No*. Esto es debido a que en la mayoría de los estudios no se modifican los valores usados en el reporte original presentado en [159]. En este sentido, se recomienda al usuario no cambiar estos valores a menos que se tenga conocimiento del modelo y se quiera calibrar sus resultados. Las ventanas donde se escriben o cargan los valores de los vectores del ADM1 pueden ser vistas en la Figura 5.12.

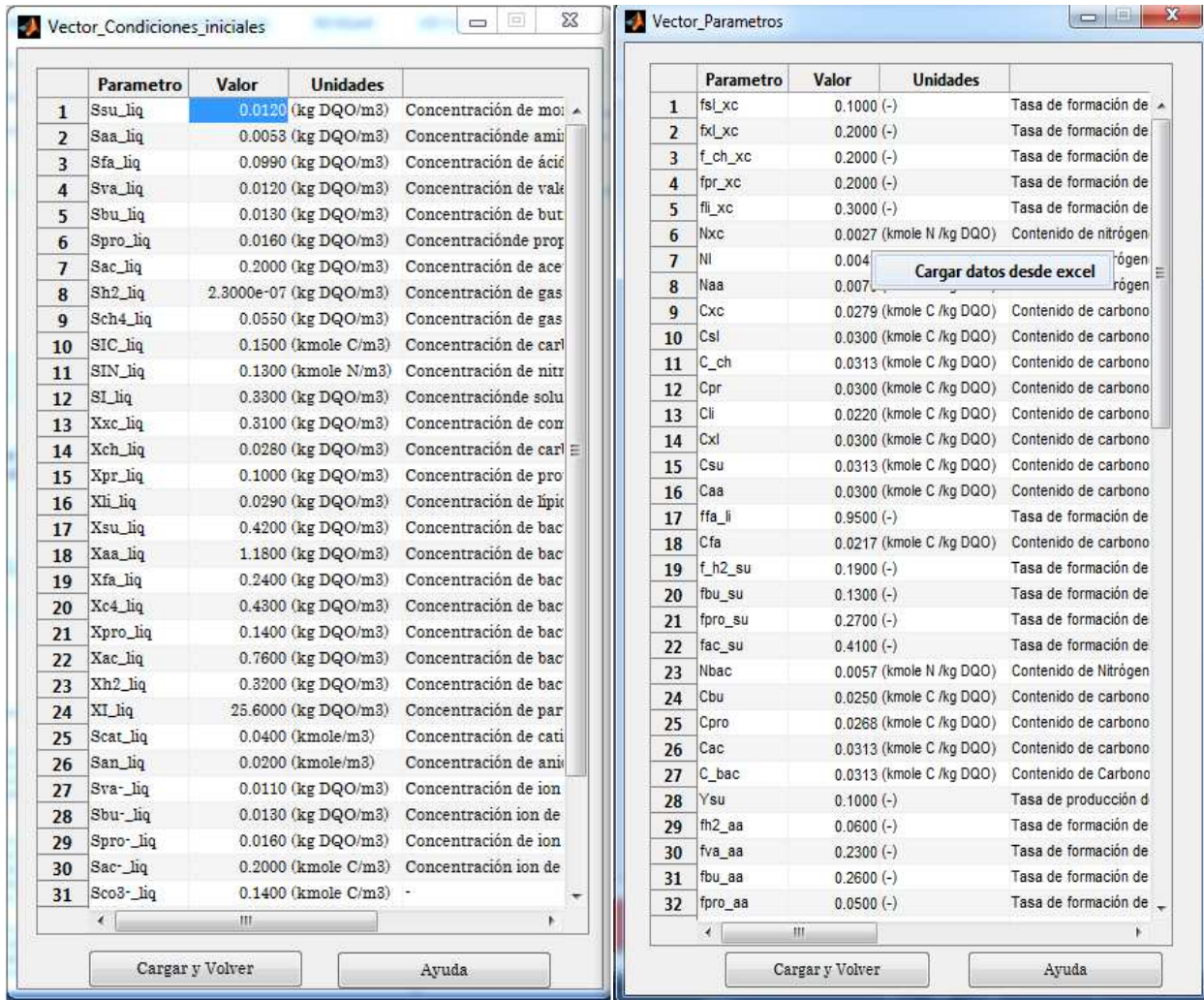


Figura 5.12. Ventanas para ingresar los valores de los vectores *Condiciones iniciales* y *Parámetros*, respectivamente. Nota: los datos del vector parámetros pueden ser cargados desde un archivo de Excel que funciona como una plantilla llamado *Formato entradas en Excel*.

Fuente: autores.

5.5.2 Modelo de digestión anaerobia más matriz de transformación

Este bloque fue construido para implementar la matriz de transformación presentada por Zaher en [108]. Esta matriz permite obtener el vector *Entrada* del ADM1 (es decir la caracterización del residuo) a partir de un vector de entrada con menos parámetros, lo que reduce las mediciones de laboratorio necesarias para caracterizar el residuo y facilita el uso del ADM1. La configuración de bloques implementada para este modelo es prácticamente la misma que para el ADM1 y puede ser vista en la Figura 5.13. Su principal diferencia es que tiene el bloque del *modelo_de_transformacion* antes de ingresar al ADM1 (el cual está configurado igual que en la Figura 5.8), lo que permite al vector *Entradas_transformer* convertirse en las entradas del ADM1.

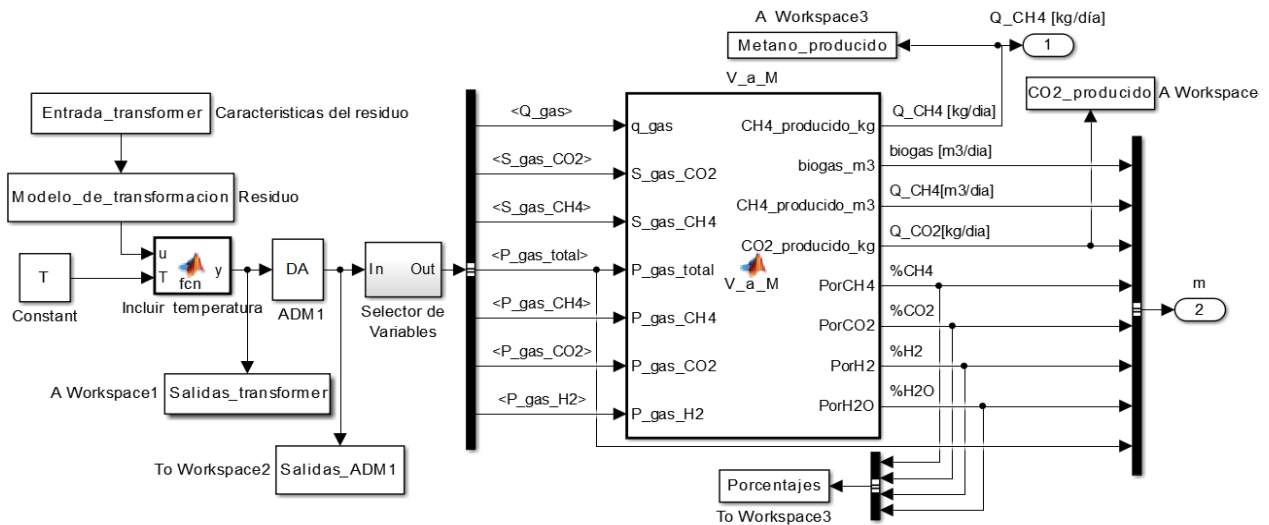
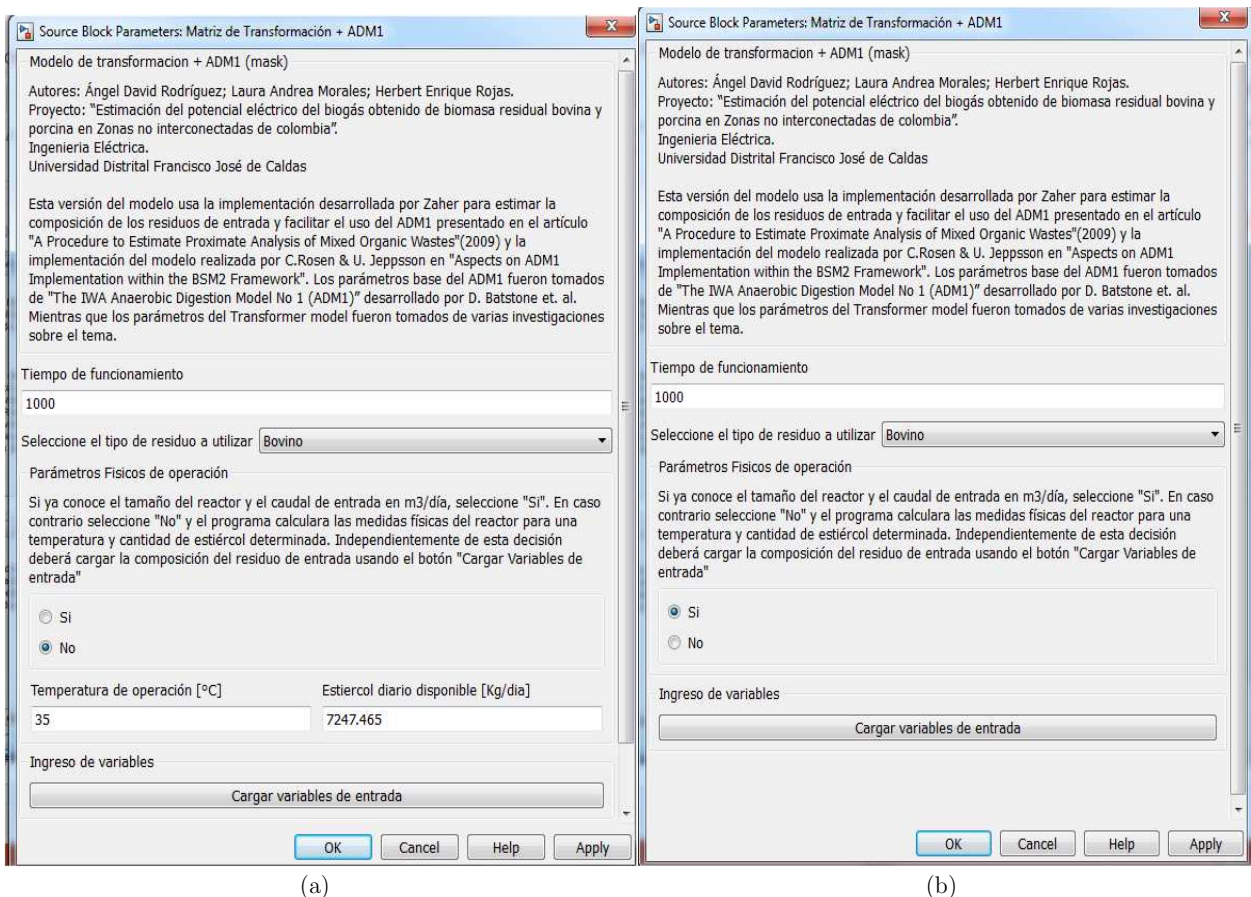


Figura 5.13. GUI para el ingreso de valores del ADM1 + Matriz de transformación

Fuente: autores.

Dado que este modelo es complementario al descrito en la sección anterior, sus máscaras (ver Figura 5.14) y la metodología para su uso son muy similares. El único cambio es que la tabla para cargar la caracterización del residuo de entrada solo tiene 13 entradas (ver Figura 5.15). El ingreso de las condiciones iniciales y de los parámetros se realiza en la misma interfaz creada para el ADM1.



(a)

(b)

Figura 5.14. (a) Máscara del bloque del ADM1 + matriz de transformación con el botón radial en "Si". (b) con el botón radial en "No".

Fuente: autores.

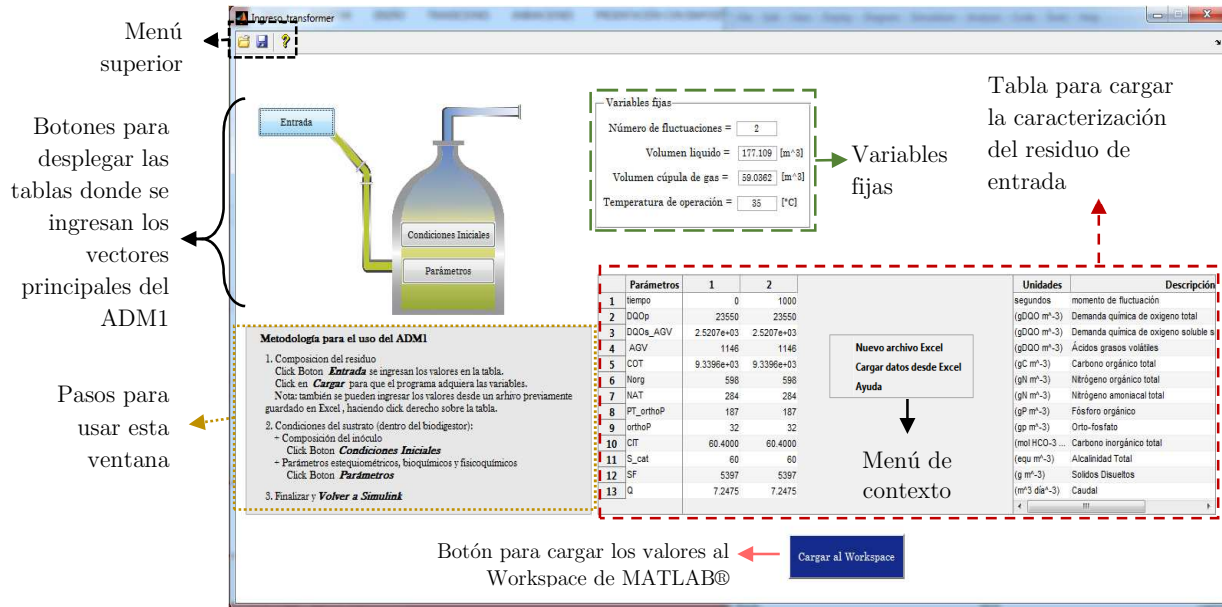


Figura 5.15. GUI para el ingreso de valores del ADM1 + Matriz de transformación
Fuente: autores.

5.5.3 Modelo lineal que sigue la metodología del atlas de potencial de biomasa residual

Este modelo tiene en cuenta la producción de estiércol de cada especie etaria y sigue la metodología presentada en [10]. En la Figura 5.16 se muestra la implementación del modelo y en la Figura 5.17 se presenta su respectiva máscara. En estas figuras se observa que dependiendo del origen del residuo (Pop up) los grupos etarios cambian para ajustarse al origen del residuo seleccionado. Dada la simplicidad del modelo se puede ajustar la simulación en un *Solver* de tipo discreto con solo un punto de simulación, ya que el modelo no tiene en cuenta variaciones en el tiempo.

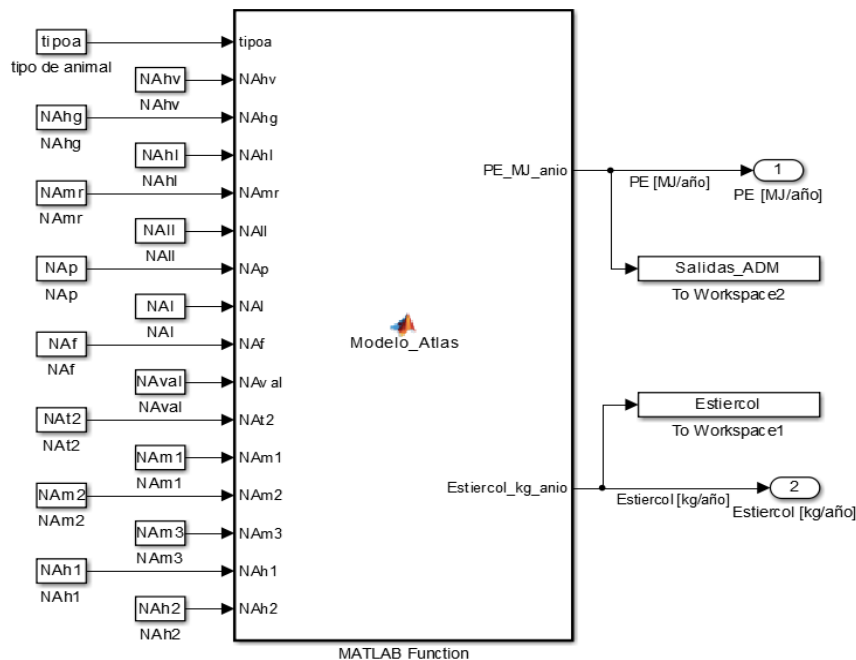


Figura 5.16. Implementación del modelo lineal en MATLAB/Simulink®.

Nota: las constantes de los bloques de entrada corresponden al número de animales por grupo etario como se puede observar en la máscara del modelo. Fuente: autores.

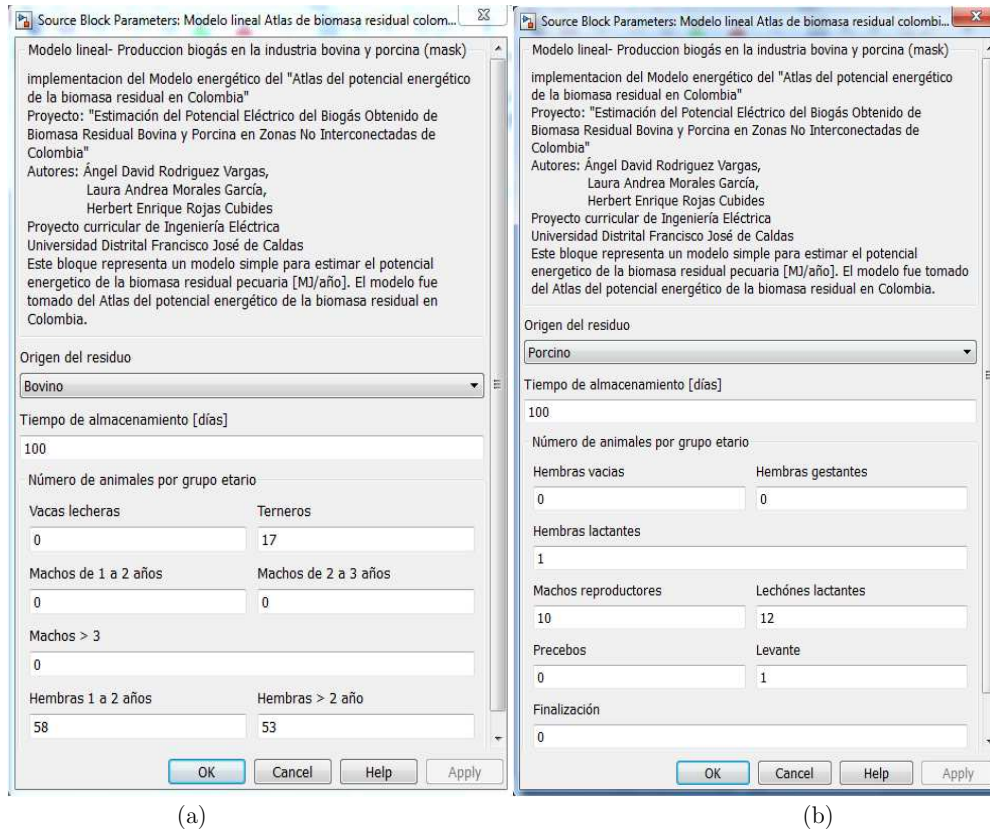


Figura 5.17. Máscara (a) Con el *Pop Up* en la opción *Bovino*. (b) Con el *Pop Up* en la opción *Porcino*
Fuente: autores.

5.6 MÓDULO TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN BIOGÁS ELECTRICIDAD

Este módulo permite estimar el comportamiento de varias tecnologías de conversión biogás electricidad. Para acceder a los modelos del sistema de conversión es necesario cargar los resultados en el módulo de producción de biogás y hacer clic en la flecha azul que habilita el botón: *MCBE* (módulo de conversión biogás – electricidad). Una vez se ingrese a este módulo el usuario se encontrara con la interfaz de la Figura 5.18.

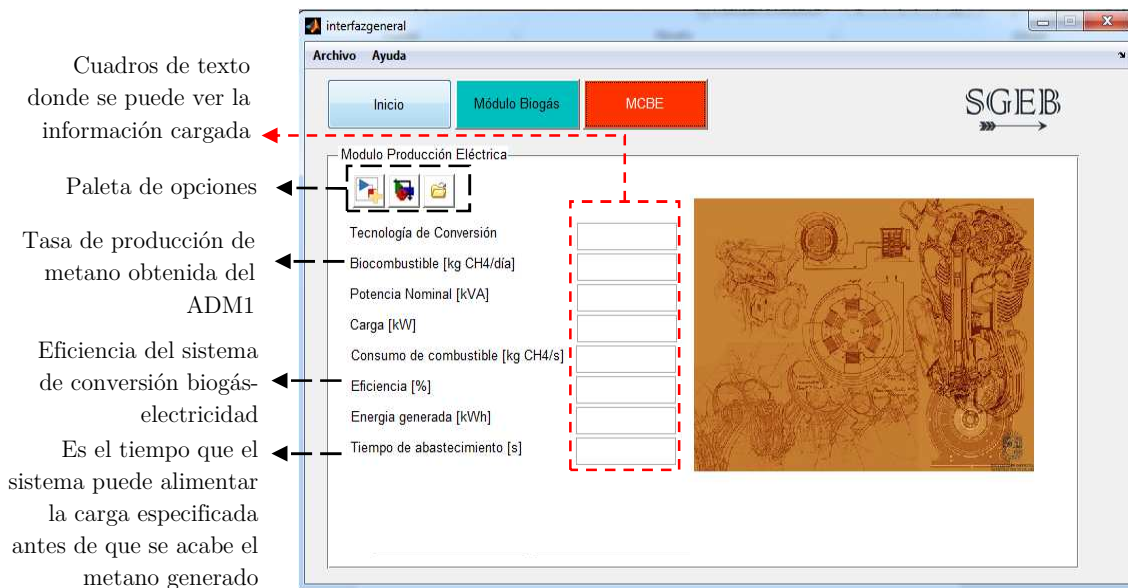


Figura 5.18. Visualización del módulo de conversión de biogás a electricidad.
Fuente: autores.

Este panel es muy similar al presentado en la sección 5.5, ya que también cuenta con una paleta de opciones que tiene tres botones: abrir un nuevo proyecto, cargar un archivo existente y cargar resultados (ver Tabla 5.1). La única diferencia con el *módulo Biogás* es que al clicar en *nuevo proyecto* se abre la librería de los MCBE (ver Figura 5.2) y no la de producción de biogás.

Si el usuario lo desea puede cargar los resultados de la producción de biogás obtenidos del módulo anterior usando el botón *Cargar Resultados (Archivos.mat)*. Esto permite usar la cantidad de metano producido en un periodo de tiempo definido por el mismo usuario. No obstante, también se puede ingresar la cantidad de biocombustible directamente en cada máscara.

5.6.1 Ciclo Otto

Este modelo representa un motor de combustión interna (encendido por chispa) de 4 tiempos, el cual es descrito usando el ciclo termodinámico de Otto bajo condiciones de aire estándar. Las ecuaciones matemáticas utilizadas en este modelo fueron presentadas en la sección 4.2.1.1 y fueron implementadas como una función de MATLAB®, tal y como se observa en la Figura 5.19. En este caso, las entradas provenientes del módulo de producción de biogás son la cantidad de CH₄ [kg], su PCI y la presión del gas. El resto de las entradas hacen parte de las características propias de cada motor y deben ser ingresadas de acuerdo a las placas características de cada máquina. Para facilitar el ingreso de las variables se agregó la máscara mostrada en la Figura 5.20.

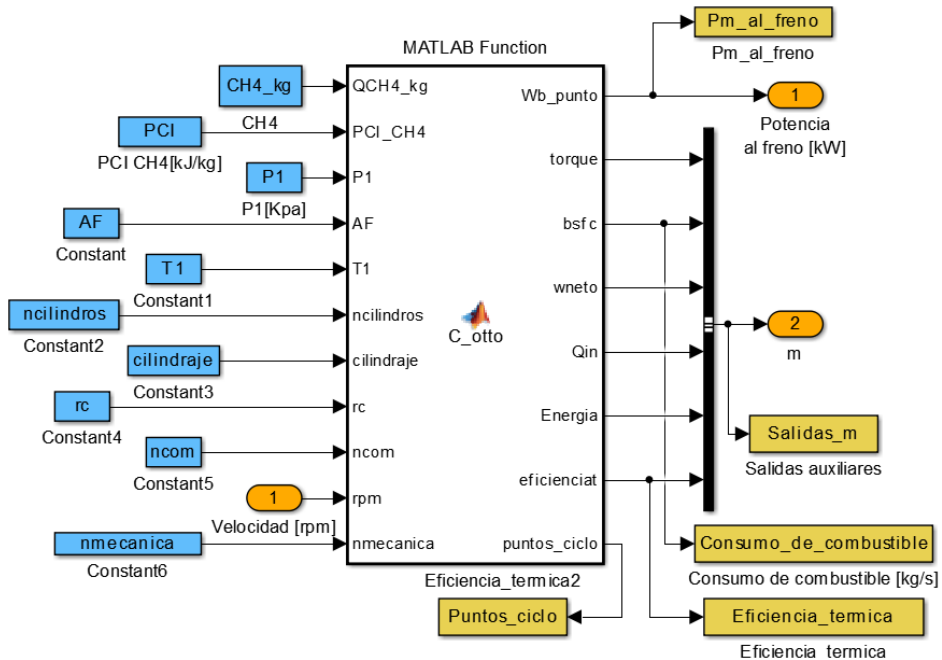


Figura 5.19. Implementación del ciclo Otto
Fuente: autores.

Function Block Parameters: Ciclo Otto

Ciclo Otto

AUTORES: Ángel David Rodríguez; Laura Andrea Morales; Herbert Enrique Rojas.
 PROYECTO: "Estimación del potencial eléctrico del biogás obtenido de biomasa residual bovina y porcina en Zonas no interconectadas de Colombia".
 Ingeniería Eléctrica.
 Universidad Distrital Francisco José de Caldas

Bloque que representa un motor de combustión interna de 4 tiempos mediante el ciclo termodinámico de Otto usado en motores de encendido por chispa, definido en (Willard, 1997) y (Yunus, 2010).

Biocombustible

Si cuenta con resultados de producción de biogás del ADM1 puede cargarlos desde el botón 'Cargar resultados'. En caso contrario puede ingresar directamente el valor.

Cantidad de metano producido [kg]

Poder Calorífico Inferior [kJ/kg]

Relación Aire/Combustible Eficiencia de combustión

Parámetros del ciclo

Temperatura de entrada [°K] Presión de admisión [kPa]

Parámetros físicos del motor

Número de cilindros Cilindraje-Volumen de desplazamiento [m³]

Relación de compresión Eficiencia Mecánica

Figura 5.20. Máscara para el modelo del ciclo Otto

Fuente: autores.

5.6.2 Ciclo Brayton

Para implementar el ciclo termodinámico Brayton con y sin regeneración se recurrió al mismo método usado en los MCI, donde las ecuaciones descritas en la sección 4.2.1 fueron implementadas como un bloque de Simulink® (ver Figura 5.21). En este bloque se observa que las entradas provenientes del módulo de producción de biogás son: la cantidad de biogás [kg] y el porcentaje de CH₄. El resto de entradas hacen parte de las características propias de cada TG. Adicionalmente, se agregó el bloque de $\eta_{\text{Regenerador}}$ que permite incluir un regenerador al ciclo si se requiere. Para mayor información se puede revisar la sección 4.2.1

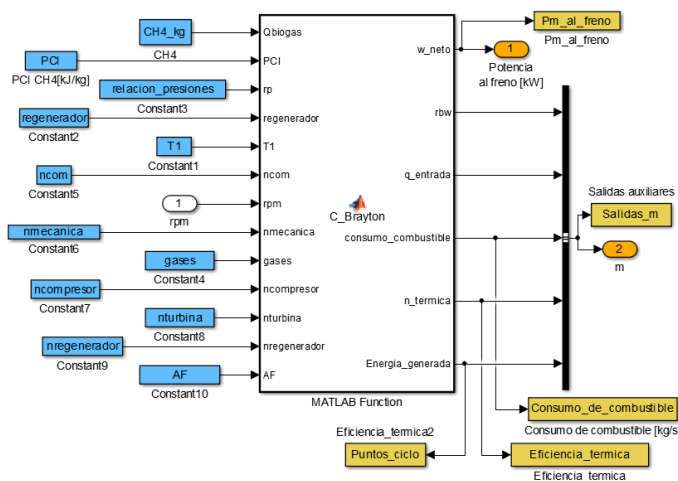


Figura 5.21. Implementación del ciclo Brayton.

Fuente: autores.

En la Figura 5.22 se presenta la máscara creada para este modelo. Nótese que en la parte (b) el tipo de ciclo es *con regenerador* lo que hace que aparezca un texto editable donde se puede digitar la eficiencia del regenerador.

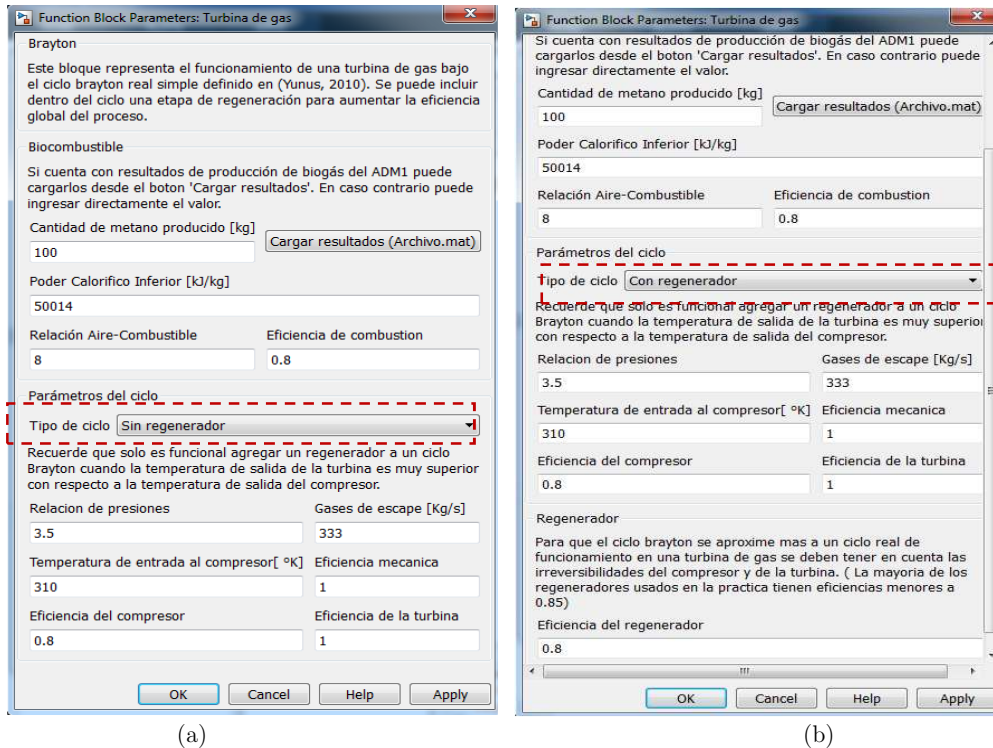


Figura 5.22. Máscara para el modelo del ciclo Brayton (a) Sin regenerador. (b) Con regenerador. Fuente: autores.

5.6.3 Modelo de Rowen para una turbina a gas

Este modelo puede ser usado para realizar estudios transitorios y de estabilidad ante variaciones en la carga en turbinas de gas alimentadas con biogás (ver Figura 5.23). La implementación del modelo permite al usuario conocer datos importante de la maquina como la variación de la potencia mecánica, el consumo de combustible, la velocidad y la temperatura de los gases de escape ante diferentes condiciones de carga. La máscara también calcula los parámetros de las funciones de torque y temperatura de los gases de escape siguiendo la metodología desarrollada en [136]. Debido a que el número de variables de entrada de este modelo es grande se adicionaron a la máscara los botones *Guardar datos* y *Cargar datos* con los que se pueden guardar los valores ingresados en archivos *.mat* (ver Figura 5.24 y Figura 5.25). Para mayor información de este modelo, el lector puede visitar la sección 4.2.2.

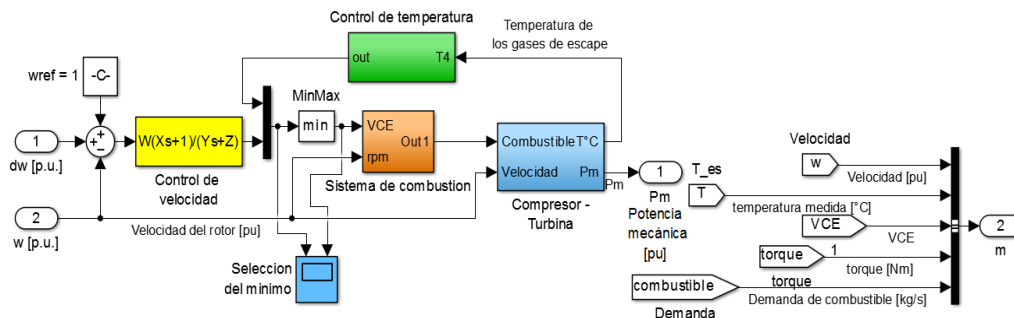


Figura 5.23. Implementación del modelo de Rowen para una turbina a gas en MATLAB/Simulink®. Fuente: autores.

Function Block Parameters: Turbina de gas1

Turbina de Gas (mask)

Implementación modelo de Rowen para una Turbina de gas.
 Autores: Ángel David Rodríguez; Laura Andrea Morales; Herbert Enrique Rojas.
 Proyecto: "Estimación del potencial eléctrico y la eficiencia de un sistema de generación de energía eléctrica a partir de biodigestores en zonas no interconectadas de Colombia".
 Ingeniería Eléctrica.
 Universidad Distrital Francisco José de Caldas.
 Este modelo fue adaptado de los siguientes artículos
 1. W. Rowen, "Simplified mathematic representations of heavy-duty gas turbines," Eng. power, pp. 865-882, 198
 2. M. R. Bank Tavakoli, B. Vahidi, and W. Gawlik, "An educational guide to extract the parameters of heavy duty gas turbines model in dynamic studies based on operational data," IEEE Trans. Power Syst., vol. 24, no. 3, pp. 1366-2009.

Cargar datos Turbina

Para cargar o guardar datos de entrada para este modelo puede usar los siguientes botones

Guardar Datos

Cargar Datos

Cargar Resultados ADM1

Si cuenta con resultados de producción de biogás del ADM1 puede cargarlos desde el boton 'Cargar resultados caso contrario puede ingresar directamente el valor.

Cantidad de metano producido [kg]

38264.958

Cargar resultados del ADM1 (Archivo.mat)

Constantes para los bloques de torque y temperatura de escape

Gases de escape [kg/s]	0.51	Eficiencia del compresor	0.86
Eficiencia de la turbina	0.89	Eficiencia de combustion	0.8
Relacion de compresión	4.5	Temperatura de escape (T1), [°C]	25
Temperatura nominal de los gases de escape (TR), [°C]	311	Poder calorifico del combustible [kJ/s]	50014
Velocidad nominal [rpm]	96000		

Compresor-Turbina

Constante de tiempo del sistema de combustible (TF),[s]	0.26	Retraso del sistema de combustión (ECR),[s]	0.05
Retraso en la turbina y el escape (ETD),[s]	0.04	Retraso del compresor (TCD),[s]	0.16
Potencia inicial (T0), [pu]	1		
Potencia nominal del generador (Sbase), [MVA]	0.065		

Figura 5.24. Máscara para el modelo de la turbina a gas de Rowen: parte 1.
Fuente: autores.

Parámetros del gobernador

Ganancia del gobernador de velocidad (W = 1/droop, pu kW/pu velocidad)

25

Constante de control del gobernador de velocidad (X), [s]

0

Constante de retraso de tiempo del gobernador (Y), [s]

0.05

Modo del gobernador de velocidad (1 = droop, 0 = isocronico)

1

Control de Temperatura

Tasa de integración del controlador de temperatura (TT), [°C]	250	Ganancia del sistema de control de temperatura	3.3
Parametro de radiación de la termocupla (GSH)	0.85	Constante de tiempo del escudo de radiación (T)	12.2
Constante de tiempo de la termocupla [s]	1.7		

Datos adicionales

Limite máximo de demanda de combustible (MAX),[pu]

1.5

Limite minimo de la demanda de combustible (MIN),[pu]

-0.13

Consumo de Combustible sin carga (Wmin),[pu]

0.23

Ganancia de la retroalimentación externa del sistema de combustible (KF)

0

OK Cancel Help Apply

Figura 5.25. Máscara para el modelo de la turbina a gas de Rowen: parte 2
Fuente: autores.

5.6.4 Modelo de una celda de combustible de óxido solido (SOFC)

Las altas temperaturas de operación de una SOFC hacen que estas celdas puedan desarrollar procesos de reformado interno con los que un hidrocarburo como el metano puede ser convertido a hidrogeno. Esto hace a las SOFC dispositivos con buenas perspectivas para la generación de energía eléctrica a partir de biogás. La implementación del modelo de la celda se basó en la ecuación Nernst, donde la tensión producida se puede estimar a partir de las presiones parciales de los gases, como se puede ver en la Figura 5.26. La máscara para este modelo es presentada en la Figura 5.27

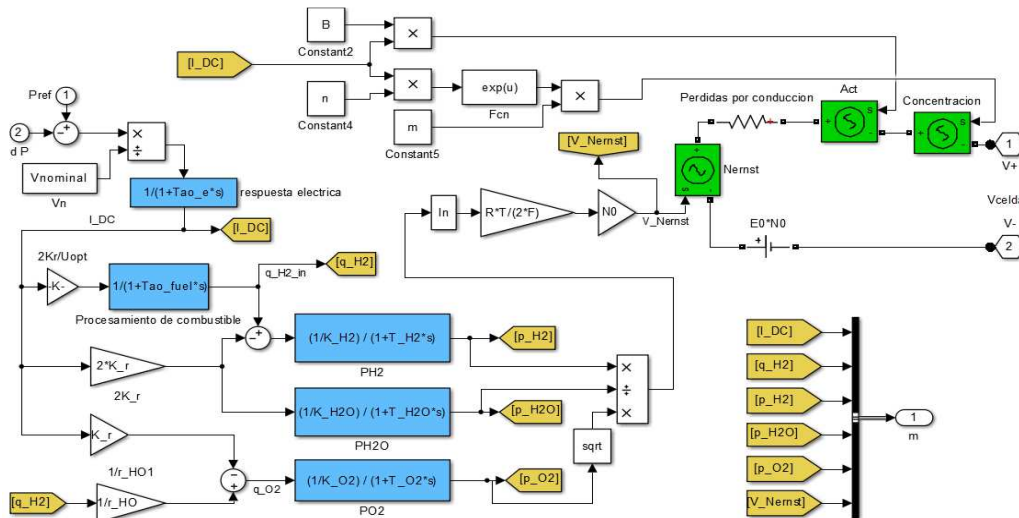


Figura 5.26. Implementación del modelo de una SOFC en MATLAB/Simulink®.
Fuente: adaptado de [160].

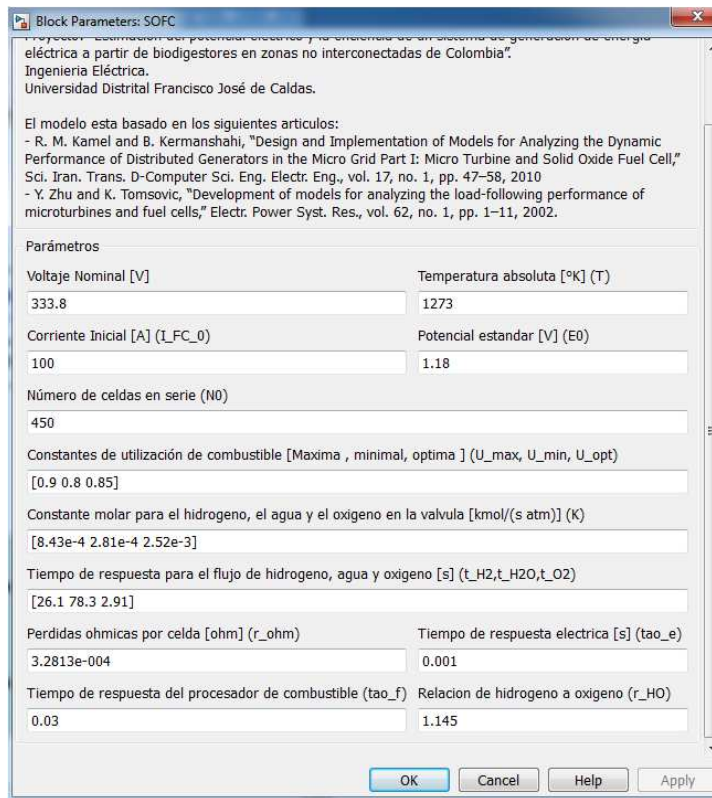


Figura 5.27. Máscara para el modelo de la SOFC.
Fuente: autores.

6 METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE POTENCIAL ELÉCTRICO Y SELECCIÓN DE ESCENARIOS DE APLICACIÓN

En este capítulo se explica la metodología planteada para estimar el potencial de generación de energía eléctrica a partir de biogás en ZNI de Colombia. Esta metodología usa el ADM1 para estimar la producción de biogás junto con una etapa de análisis que permite identificar cuales municipios con características de ZNI cuentan con mejores perspectivas para implementar un SGEB. Los criterios generales para la selección de las ZNI son: un alto déficit de cobertura de energía eléctrica y una alta producción residual de la industria bovina o porcina. Además, esta metodología permite estimar cuanto residuo es necesario para suplir la demanda eléctrica de una ZNI.

6.1 ANTECEDENTES EN EL USO DE METODOLOGÍAS PARA LA ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA BIOMASA

La necesidad energética creciente, la búsqueda de un desarrollo sostenible y el uso eficiente y racional de los recursos han llevado a que diferentes entidades y grupos académicos alrededor del mundo se fijen en la biomasa residual de origen agropecuario como una fuente de energía renovable. Esto además ha propiciado la formulación de varias metodologías para estimar el potencial energético de este tipo de residuos [10], [161]. Algunas de estas metodologías serán expuestas de manera breve a continuación.

6.1.1 Análisis del potencial técnico de las Energías Renovables en EE. UU

Este análisis fue desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) usando sistemas de información geográfica. En él se definen cuatro niveles básicos jerárquicos de potencial energético: *el potencial del recurso* como la cantidad de energía disponible físicamente; *el potencial técnico* cuyo cálculo tiene en cuenta la eficiencia del sistema de conversión y las limitaciones geográficas y de uso de suelo, *el potencial económico* donde se evalúa que parte del potencial técnico es rentable mediante análisis de costo nivelado de energía; y por último, *el potencial de mercado* que incluye factores de mercado como incentivos, políticas y la competencia económica con otras fuentes de generación [162]. Debe prestarse atención a las definiciones de algunos conceptos, ya que no son iguales para diferentes autores.

Las tecnologías de generación de energía renovable evaluadas en este análisis fueron la energía solar (fotovoltaica y térmica), la energía eólica (terrestre y marina), los sistemas geotérmicos y la biomasa, tomando en cuenta la superficie disponible, la capacidad instalada y la energía generada. En el caso de la biomasa se dividió el análisis en biomasa sólida y gaseosa. La primera reúne los residuos forestales, agrícolas y de cultivos energéticos presentados en unidades de BDT (Bone Dry Tons, es decir cuando el contenido de humedad es cero). Por otro lado, en la biomasa gaseosa se evalúan las emisiones de CH_4 [Toneladas/año] producidas por el estiércol animal, las plantas de tratamiento de aguas residuales y los rellenos sanitarios [162].

Para estimar el potencial del recurso de la biomasa gaseosa, este estudio utiliza como base las ecuaciones mostradas en la sección 3.2.1. Además, definen un factor de conversión de 4,7 MWh por cada tonelada de CH_4 producido, considerando un poder calorífico superior (PCS) de 24,250 BTU/lb y una eficiencia de conversión promedio de 30% [161].

La mayor limitación de esta metodología es la misma que presenta el modelo lineal de la sección 3.2.1, ya que al estimar una eficiencia de los sistemas de manejo de estiércol mediante el factor de conversión de metano para un sistema de manejo de estiércol (MCF_{DA}) es necesario tener gran conocimiento y experiencia en el tema de DA. Esto dificulta enormemente su aplicación en países como Colombia donde los sistemas de DA y los residuos no se encuentran bien caracterizados. Otro inconveniente es que para determinar el potencial técnico se utiliza el PCS, lo cual sobrestima el cálculo realizado, ya que como se ha descrito anteriormente en los análisis de potencial energético es más propicio utilizar el poder calorífico inferior (PCI) (ver sección 2.5.1) [161].

6.1.2 Propuesta metodológica para la toma de decisiones sobre bioenergía en un contexto complejo y diverso

Esta metodología presenta un esquema que brinda (de manera didáctica) los criterios más relevantes que deben ser tenidos en cuenta para evaluar *a priori* el potencial energético de diferentes tipos de biomasa en una región determinada [163]. La metodología toma como caso de estudio el Valle de Lerma en Argentina, donde se utiliza información sobre la biomasa generada y la demanda energética recolectada mediante informes de instituciones nacionales, investigaciones académicas y encuestas a los pobladores.

La metodología propone 16 criterios divididos en dos fases. La primera busca determinar la biomasa disponible que sería factible para algún tipo de aprovechamiento. La segunda fase tiene como objetivo identificar cual podría ser el proceso de conversión más adecuado para dicha porción de biomasa. Estos criterios pueden ser calificados en una escala cualitativa (bajo, medio y alto) o cuantitativa al asignar 0 a bajo, 5 a medio y 10 a alto. A partir de los valores de los criterios se calculan varios índices con los que se comparan los diferentes tipos de biomasa [163].

En busca de priorizar el uso de un tipo de biomasa en una zona determinada se plantearon los criterios de la Tabla 6.1 y se definió el índice de disponibilidad (IDI_b) (ver ecuación (6.1)), donde C_n es el puntaje de cada criterio para el tipo de biomasa (b) y n indica el número del criterio. Dado que existen 8 criterios se puede alcanzar un máximo valor de 80 puntos para cada tipo de biomasa.

Tabla 6.1. Criterios clave para la selección de tipos de biomasa disponible en una zona determinada.

N	Criterios	Definición
1	Existencia	E1 Cantidad, en peso o volumen de recurso en unidad de superficie.
2	Equilibrio	E2 Periodicidad, Frecuencia o Tasa de generación del recurso, por día, mes, año, o ciclo de producción.
3	Esparcimiento	E3 Dispersión o concentración del recurso. Fuentes puntuales de generación.
4	Efectos	E4 Impacto local visible. Su empleo podría impactar visiblemente a la zona, desde el punto de vista de la contaminación, de las emisiones, de la disposición de residuos, u otros, por lo cual se propone o descarta su uso. Pueden considerarse aspectos sociales u otros.
5	Experiencias	E5 Usos actuales. Usos establecidos del recurso como por ejemplo abono, forraje, artesanías, etc.
6	Exigencias	E6 Accesibilidad legal y física. Incluye Propiedad particular, restricciones legales de áreas protegidas u otras. También considera Orografía, situaciones de terreno dificultosas.
7	Estimación	E7 Percepción sobre el recurso y su interés de uso o aceptación social (apropiable)
8	Expectativa	E8 Perspectiva de existencia futura del recurso en calidad y cantidad. Probabilidad de que continúe existiendo la fuente de generación del recurso, ya sea por respaldo político, legal, económico, financiero, cultural, etc.

Fuente: [163]

$$IDI_b[\%] = \left(\sum_{n=1}^8 \frac{C_n}{80} \right) * 100 \quad (6.1)$$

Luego de determinar la biomasa que será utilizada, esta debe ser caracterizada en laboratorios de manera biofísica y bioquímica. Luego se aplican los criterios de la Tabla 6.2 con los cuales se busca establecer cuál podría ser el tipo de conversión de la biomasa más “óptimo” aplicando el índice de adecuación mostrado en la ecuación (6.2). Este índice es similar al IDI, pero al cambiar los criterios también cambian las calificaciones.

$$IDA_b[\%] = \left(\sum_{n=9}^{16} \frac{C_n}{80} \right) * 100 \quad (6.2)$$

Este estudio permite determinar el tipo de biomasa que pueda ser utilizado en una zona que cuente con varios tipos del recurso, así como facilita su planificación y aprovechamiento. No obstante, al ser aplicado en la evaluación de un estudio de caso específico puede resultar algo extenso, innecesario e inadecuado [161]. Además, la calificación debe ser realizada por varios expertos para que no se vuelva tan subjetiva.

Tabla 6.2. Puntos clave para la selección de método de conversión de la biomasa seleccionada como disponible.

N	Criterio	Definición
9	Especificidad	E1 Tipo de recurso de biomasa a emplear: necesidad de adecuación del mismo para poder aplicar un determinado proceso. Características y naturaleza del recurso que obligan a realizar pre tratamientos.
10	Empleo	E2 Aplicaciones o uso final de la biomasa factibles de lograrse con el proceso.
11	Escala	E3 Magnitud del emprendimiento, alcance.
12	Estado	E4 Nivel de conocimiento del proceso. Trayectoria de uso a nivel mundial
13	Ejecución	E5 Tipo de desempeño del proceso. Nivel de sencillez o complejidad del mismo
14	Experiencia	E6 Nivel o grado de experiencia en el manejo del proceso por parte de la población destinataria. Aceptación social en su empleo
15	Emisiones	E7 Emisiones contaminantes y/o de gases con efecto invernadero emanadas de la utilización de este proceso.
16	Eficiencia	E8 Eficiencia total del proceso de conversión. Dado que está directamente ligado con un dispositivo particular, puede considerarse el de uso más común.

Fuente: [163]

6.1.3 Inventario del Potencial de Bioenergía de la Columbia Británica

Este estudio fue realizado con el fin de estimar el potencial de la biomasa (RSU, residuos agropecuarios, silvicultura y biomasa forestal) como fuente de energía renovable sostenible en Columbia Británica, Canadá, tomando la magnitud del recurso existente y accesible en el presente y futuro (de 20 a 30 años) [164]. En el caso de la biomasa residual pecuaria la metodología consistía en un procedimiento lineal, donde primero se determina la cantidad total de cabezas para cada tipo de ganado usando información suministrada por instituciones estatales. Luego se estima la cantidad total de estiércol que produce cada tipo de ganado. Posteriormente, se calcula el contenido de energía del estiércol y por último, se determina el potencial bioenergético de acuerdo a la ecuación (6.3).

$$PB = H_i * MPR_i * FR * EC \quad (6.3)$$

Donde PB es el potencial bioenergético [PJ/año], H_i es el número de cabezas por año de la especie i , MPR_i es la producción de estiércol [tonelada/cabeza/año], FR es el factor recuperable [%] y EC es el contenido de energía [GJ/tonelada]. Esta ecuación tiene en cuenta un factor de biomasa recuperable (FR) el cual está relacionado con las condiciones de transporte y recolección del residuo y se estima de acuerdo a las características propias del país. Para Canadá este factor se supuso de 85% para el estiércol de aves de corral y porcinos, 25% para estiércol de ganado y 10% para estiércol de oveja/cordero. Adicionalmente, se estimó que el contenido de energía (CE) era 13,5 GJ por tonelada seca para los residuos de aves de corral, 17,8 GJ por tonelada de residuos de oveja o cordero, 15,7 GJ por tonelada de residuo bovino y 17 GJ por tonelada de residuo porcino [164].

Aplicar esta metodología al contexto colombiano no es tan simple ya que se debe calcular el FR y el EC de acuerdo a las condiciones propias de cada región [161]. Además, como se ha mencionado en varias ocasiones, el contenido energético del recurso varía dependido de las características del mismo y de las condiciones de operación de la DA [107].

6.1.4 Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia

Uno de los estudios más reconocidos a nivel nacional es el “Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia” desarrollado bajo el auspicio de la UPME, el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), Colciencias y la Universidad Industrial de Santander. Aunque este trabajo no es propiamente una metodología, si especifica la forma como se estimó el potencial energético, lo cual ha servido de base a metodologías posteriores. El Atlas está orientado a la toma de muestras, a la caracterización de los residuos y a la exploración del potencial energético teórico en Colombia. En este trabajo, mediante la toma de

muestras, se determina el potencial energético de los residuos orgánicos provenientes de ocho tipos de cultivos, de tres industrias del sector pecuario y de residuos sólidos urbanos de 18 municipios [10]. En el caso puntual de la biomasa residual pecuaria con un contenido de humedad >50% se usa el modelo lineal presentado en la sección 3.2.2.

Para la caracterización de los residuos pecuarios se utilizó un análisis fisicoquímico que tomo como variables físicas la densidad aparente, densidad real, humedad y solidos totales, mientras que las variables químicas incluidas fueron el porcentaje en peso de carbono orgánico total, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, azufre, celulosa, lignina, hemicelulosa, la relación C/N, y el contenido de macromoléculas en los residuos. De igual forma, se llevó a cabo una caracterización microbiológica para definir la fisiología y el metabolismo de los microorganismos que se desarrollan en la biomasa orgánica residual [10], [161].

En este tipo de estudios es difícil mantener pequeños márgenes de error, ya que la caracterización de la biomasa residual no siempre será la misma para todos los casos, debido a la naturaleza heterogénea de los residuos pecuarios. De igual forma, el Atlas no tiene los valores de todas las variables utilizadas en los modelos matemáticos, lo cual no hace posible repetir el procedimiento [161]. Adicionalmente, la única variable energética es el PCI del CH₄ que se supone como fija, lo cual no es válido para aplicaciones reales ya que el PCI del biogás varía dependiendo del contenido de CH₄ y este a su vez depende de múltiples factores como las características propias del estiércol, el tipo de reactor y sus parámetros de operación.

6.1.5 Metodología para la estimación del potencial energético de la biomasa y su aplicación en Colombia

Esta metodología fue desarrollada en el marco de una investigación doctoral [165] y se convirtió en una herramienta para formular posibles políticas y planes de acción que permitan aprovechar el potencial energético de la biomasa colombiana [166], [167]. La investigación plantea una metodología con un enfoque en los recursos que pueda ser aplicada cuando la calidad y disponibilidad de los datos no sea la mejor. Adicionalmente, se usan análisis estadísticos que permiten determinar la incertidumbre de los resultados [165]. La estimación del potencial energético teórico y técnico se calcula sólo para la biomasa terrestre y se desarrolla aplicando ecuaciones lineales (ver ecuaciones (6.4) y (6.5)).

$$Q = Q_{AR} + Q_{AW} + Q_F + Q_U \quad (6.4)$$

$$Q^T = Q_{AR}^T + Q_{AW}^T + Q_F^T + Q_U^T \quad (6.5)$$

Donde Q es el potencial teórico y Q^T es el técnico, los cuales se calculan como la suma de los potenciales de cada categoría de biomasa tenida en cuenta en este estudio (AR: residuos agrícolas, AW: residuos animales, F: residuos forestares y U: residuos urbanos) [165]. En estas expresiones, cada residuo tiene su propio método para estimar el potencial. En esta sección sólo se muestra el usado para los residuos animales (ver ecuaciones (6.13) y (6.14)), ya que en estos está centrado este trabajo de grado.

$$Q_{AW} = \sum_m \left(\sum_n H_{m,n} * f_{m,n} * b_{m,n} * PCI_{m,n} \right) \quad (6.6)$$

$$Q_{AW}^T = \sum_m \left(\sum_n H_{m,n} * f_{m,n} * b_{m,n} * PCI_{m,n} * a_{m,n} \right) \quad (6.7)$$

Donde *m* es el tipo de animal, *n* es el grupo etario, *H* es el número de cabezas, *f* representa la cantidad de residuo por cabezas y *b* es una tasa de producción de biogás por tonelada de residuo y *a* es el factor de disponibilidad. Este último factor es calculado usando un submodelo con varios componentes que representan limitaciones geográficas, logísticas, técnicas y de mercado, entre otras. En el caso colombiano, los autores concluyen que para las granjas de mediana y gran escala donde se puede llevar a cabo la recolección de residuos

de manera más sistemática, el factor a se encuentra en un intervalo entre el 12 % y el 24 % [165]. Esta metodología se puede resumir en los pasos mostrados en la Tabla 6.3.

Tabla 6.3. Pasos de la metodología propuesta en [165].

Paso	Descripción
1	Se definen las limitaciones y suposiciones del entorno a evaluar
2	Se recoleta información de la literatura disponible (estadísticas nacionales proporcionados por agencias gubernamentales, agencias internacionales y documentos científicos) para crear una base de datos.
3	Fase de potencial teórico: se calcula primero una aproximación del potencial teórico usando un algoritmo de Montecarlo, el cual determina preliminarmente la incertidumbre, después se realiza un análisis de sensibilidad para identificar las variables más importantes.
3	Se realiza un ajuste de las variables obtenidas del paso 3 mediante una búsqueda más exhaustiva en la literatura y con la creación de submodelos, con el objetivo de reducir la incertidumbre. Por último, se calcula nuevamente el potencial teórico
4	Fase de potencial técnico: con el resultado anterior se calcula el potencial técnico preliminar, se identifican y ajustan las variables claves usando un procedimiento similar al del paso anterior.
5	Finalmente, los resultados son comparados con estudios existentes

Fuente: adaptado de [165].

La novedad de esta metodología es el cálculo de la incertidumbre generada al estimar el potencial. Esta incertidumbre se debe a la dificultad de predecir la realidad, a los errores sistemáticos y a la escasez de datos precisos sobre la biomasa existente [165]. Este análisis estadístico está basado en el algoritmo de Monte Carlo, y se realiza con la simulación de variables aleatorias combinando una programación probabilística, junto con un análisis de sensibilidad y algunos modelos que permiten predecir la fiabilidad de la estimación [165]. Durante el estudio, los autores propone emplear una simulación estocástica con una función de probabilidad detallada para los parámetros con datos disponibles y una distribución uniforme extendida para parámetros con pocos datos [165].

Para evitar confusiones, el autor decide no incluir el potencial de bioenergía, el cual es definido para este caso como la conversión de biomasa a fuentes de energía secundarias y vectores energéticos como la electricidad y los biocombustibles después de descontar las respectivas perdidas de cada proceso de transformación [165]. Esto debido a que otros autores usan términos diferentes para referirse al mismo concepto o usan criterios distintos para determinarlo.

6.1.6 Propuesta metodológica para la estimación de potencial energético de la biomasa residual pecuaria.

Esta metodología fue desarrollada en la facultad tecnológica de la Universidad Distrital Francisco José de caldas. En principio, se estima el potencial teórico, el cual hace referencia a la cantidad máxima de biomasa terrestre que teóricamente está disponible para la producción de energía dentro de los límites biofísicos fundamentales. Este potencial (energía primaria en julios [J]) está asociado a la tasa de producción de biogás y a su poder calorífico [161], [168]. El modelo matemático de potencial teórico (P_{TR}) se representa con la ecuación (6.8).

$$P_{TR} = \sum_m \left(\sum_n (C_{m,n} * Pe_{m,n} * FSV * b_{m,n} * PCI_{CH_4} * \%CH_4_m) \right) [MJ/año] \quad (6.8)$$

Donde, m es el tipo de animal, n es el grupo etario por cada tipo de animal (etapa productiva o edad), C representa la cantidad de animales [cabezas], Pe es la producción de estiércol [kg/cabeza año], FSV es la fracción de sólidos volátiles [kgSV/kg], b es el rendimiento del biogás [m³/kgSV], PCI_{CH_4} el poder calorífico inferior del metano (33,948 [MJ/m³]) y $\%CH_4$ es el porcentaje de metano dentro del biogás [%], que de acuerdo a la investigación desarrollada en [161] puede variar de 50 a 80 por ciento para bovino, porcino o avícola.

Por otro lado, se determina el potencial técnico, el cual representa una fracción del potencial teórico luego de ser evaluado bajo determinado proceso de conversión biogás electricidad (eficiencia de conversión). En esta etapa se tiene en cuenta la infraestructura y accesibilidad de la zona a evaluar, así como la disponibilidad del recurso y la forma de recolección y transporte [161], [168]. En la estimación del potencial técnico, es necesario determinar la ruta de conversión primaria (biomasa biocombustible) más conveniente para cada tipo de biomasa (ver Figura 2.1), teniendo en cuenta el contenido de humedad y usando el diagrama mostrado en la Figura 6.1.

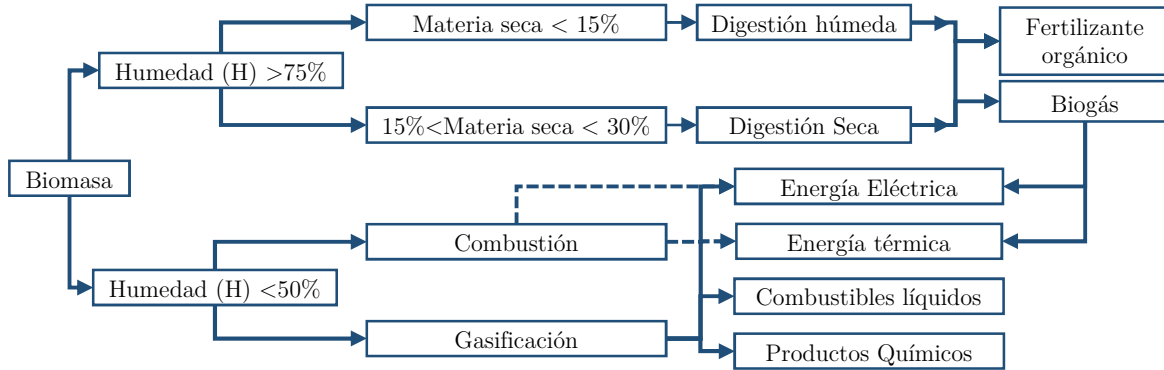


Figura 6.1. Valorización energética de biomasa residual en relación al contenido de humedad
Fuente: adaptado de [161]

Para desarrollar la estimación del potencial técnico (P_{TC}) se debe aplicar la ecuación (6.9), donde P_{TR} es el potencial teórico, Fr es el factor recuperable [MJ/año], el cual representa el porcentaje estiércol posiblemente recolectado (aproximadamente 12,5%), η_B es la eficiencia asociada la ruta de conversión primaria (Biomasa Biocombustible) (90%), η_{el} es la eficiencia asociada al sistema de conversión biogás electricidad [%] y F_c es el factor de conversión de joule a kWh (3,6 MJ=1 kWh) [161].

$$P_{TC} = P_{TR} * Fr * \eta_B * \eta_{el} * F_c \text{ [kWh/año]} \tag{6.9}$$

La metodología propuesta en [161] se representa de forma gráfica en el diagrama de flujo de la Figura 6.2. Dicha metodología explora la parte económica de los proyectos en dos casos de estudios a pequeña escala, donde no se caracteriza la demanda a abastecer. Además, a diferencia de otras metodologías si se tiene en cuenta el contenido de CH_4 para la cuantificación del PCI, ya que es el gas que realmente aporta un valor energético. [161]. Sin embargo, como todas las metodologías presentadas anteriormente usan una relación lineal para estimar la producción de biogás de un proceso no lineal como la DA. Esta simplificación limita los análisis ya que si se quiere evaluar la producción de biogás bajo diferentes condiciones de operación, se deben realizar análisis adicionales donde se modifique el parámetro b (el rendimiento del biogás).

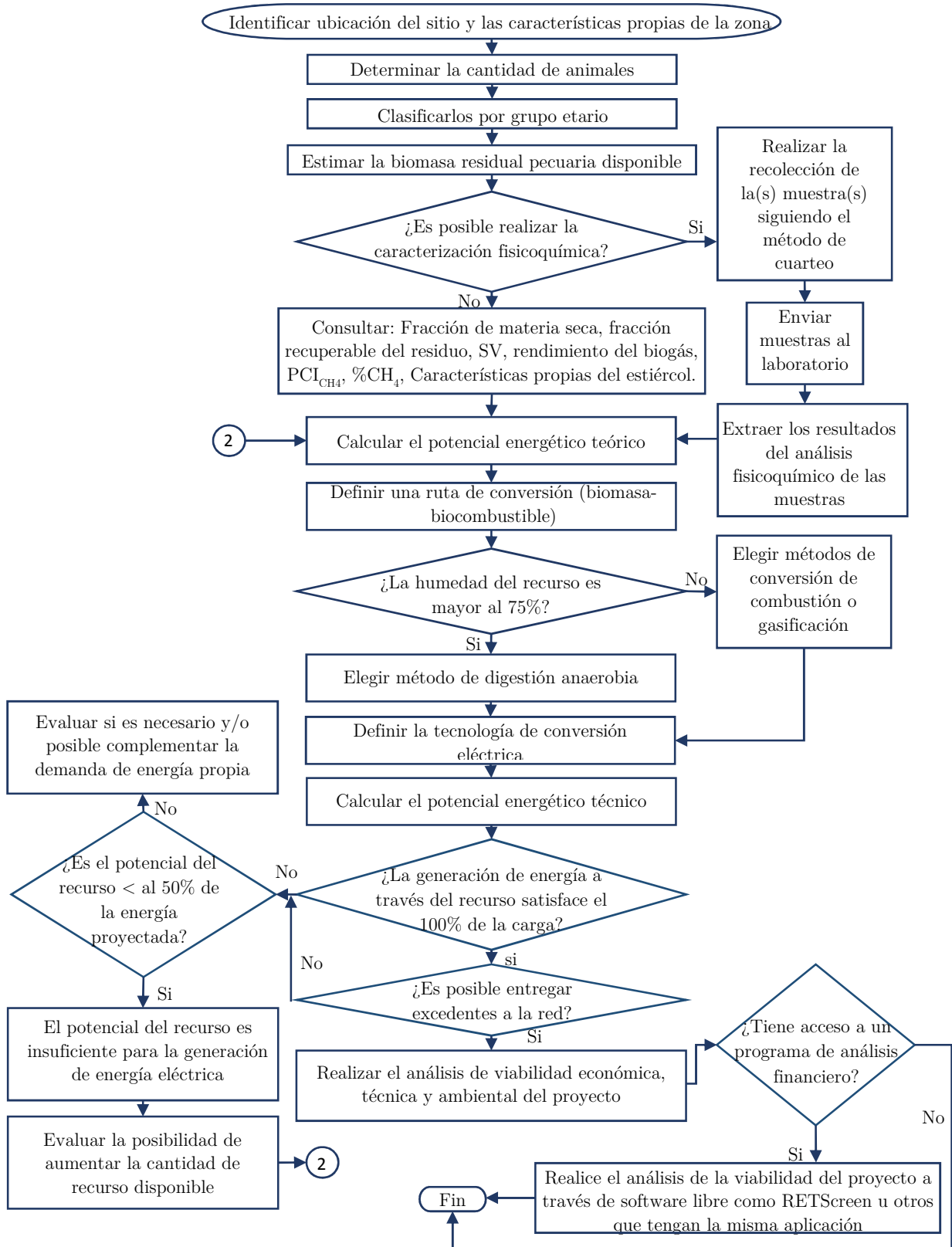


Figura 6.2. Metodología para la estimación del potencial energético de biomasa pecuaria.

Fuente: adaptado de [161].

6.2 METODOLOGÍA PLANTEADA PARA LA ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL ELÉCTRICO DEL BIOGÁS.

A partir de las metodologías anteriormente explicadas y teniendo en cuenta las consideraciones del anexo F.1, en este trabajo se plantea una metodología general con un enfoque integrado (en el recurso y en la demanda) llamada MEPEB_ZNI. El objetivo de esta metodología es estimar el potencial técnico de generación de energía eléctrica a partir de biogás producido por la DA de residuos pecuarios en las ZNI de Colombia. Para este propósito se definieron diferentes niveles de potencial como se muestra la Figura 6.3. Es importante resaltar que en este trabajo de grado se analiza hasta el tercer nivel de potencial, los otros dos requieren de un trabajo específico que excede el alcance de esta investigación y serán abordados en trabajos futuros.

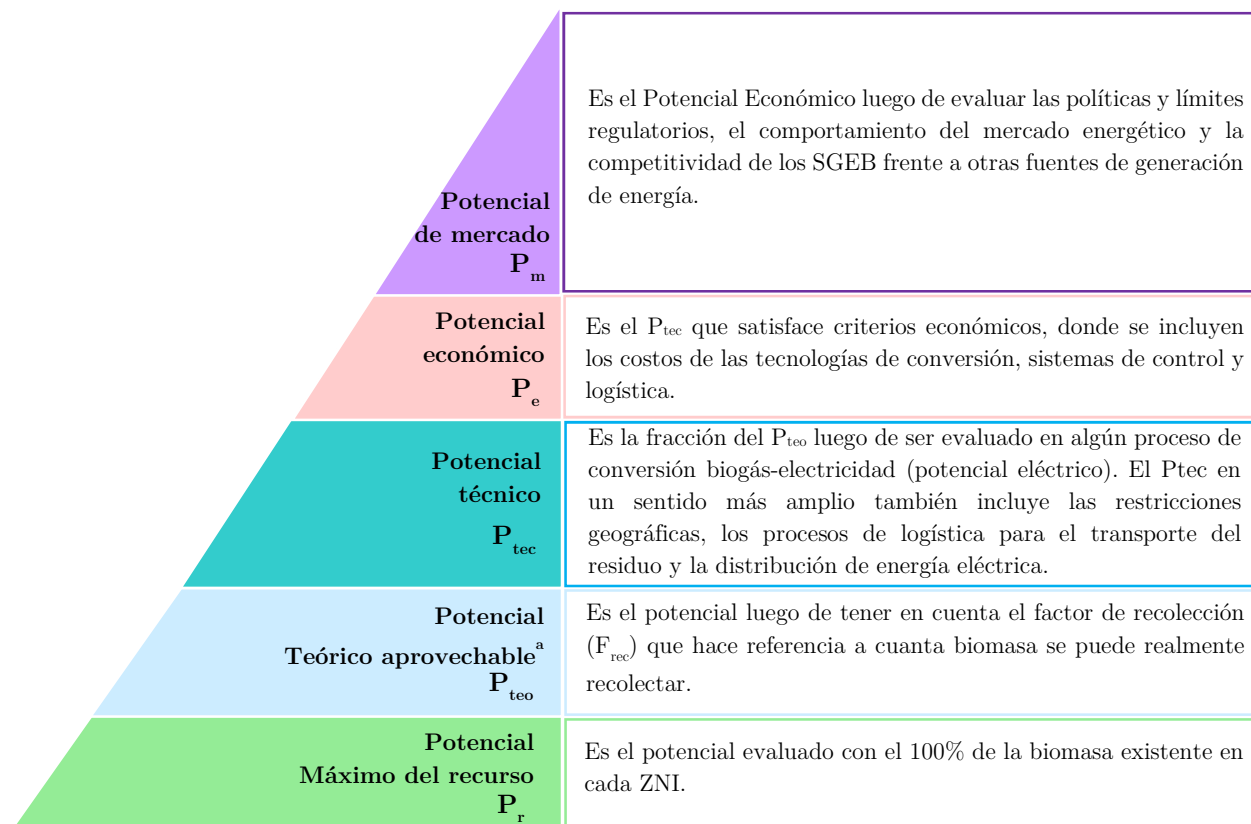


Figura 6.3. Niveles de potencial de la biomasa con sus respectivas definiciones.

Notas: ^a en casos especiales como los cultivos energéticos esta definición incluye los posibles conflictos por uso del suelo y del recurso. En algunos estudios el factor de recolección está incluido en el potencial técnico por lo que solo definen 4 niveles.

Fuente: adaptada [161], [162], [166].

La MEPEB_ZNI está dividida en tres fases principales. La primera fase consiste en estimar los tres primeros potenciales que se muestran en la Figura 6.3, en ZNI con producción bovina o porcina, mediante el modelo de digestión anaerobia ADM1 (ver sección 3.1). En la fase II, se seleccionan los municipios ZNI (es decir municipios que cuenten con localidades con características de ZNI) con mayor producción pecuaria de cada subsector y que cuenten con un déficit de cobertura eléctrica mayor a 12 horas. Posteriormente, se determinan las localidades de estos municipios que posean el mayor número de usuarios desatendidos, para identificar posibles escenarios de aplicación.

En la fase III, se construyen funciones de generación de energía eléctrica (FGE), que relacionan la disponibilidad del residuo en las ZNI seleccionadas con el potencial energético. Estas funciones se construyen usando las eficiencias de cada módulo de conversión biogás electricidad descritos en la sección 4.5. Dichas FGE, tienen la

finalidad de estimar el dimensionamiento del reactor y la cantidad de residuo necesario para suplir la demanda de energía eléctrica en los escenarios de aplicación seleccionados en la fase II.

Para determinar la energía a abastecer en las localidades seleccionadas, se realiza una proyección de la demanda eléctrica de estas poblaciones en una ventana de tiempo de 15 años, que suele ser el periodo de proyección usado en las redes de distribución [169] y el recomendado en planes de energización rural [4]. Una de las ventajas de la metodología propuesta es que también puede ser utilizada para la evaluación de casos específicos de producción a pequeña, mediana y gran escala (línea punteada de la Figura 6.4).

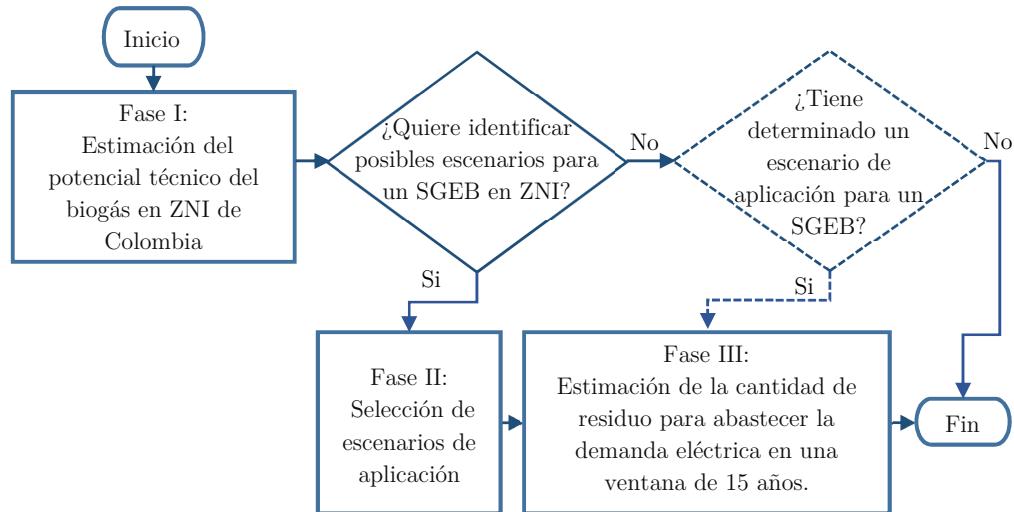


Figura 6.4. Diagrama general de la MEPEB_ZNI.

Fuente: autores

6.2.1 Fase I – Estimación del potencial máximo, potencial teórico y potencial técnico de la biomasa residual bovina y porcina en ZNI de Colombia.

Con la Fase I de la metodología (ver Figura 6.5) se presenta una propuesta de cómo identificar los potenciales (Pr, Pteo, Ptec) del biogás generado a partir de la descomposición anaerobia de la biomasa residual de origen bovino y porcino de las ZNI de Colombia. Esta fase inicia recopilando información estadística actualizada y confiable sobre la producción pecuaria municipal y la ubicación de municipios ZNI. Para la producción pecuaria se recomienda el censo de 2016 realizado por el Instituto Colombiano Agropecuario (ICA) [170]. Por su parte, los datos de las ZNI se pueden consultar en los informes del Centro Nacional de Monitoreo [171].

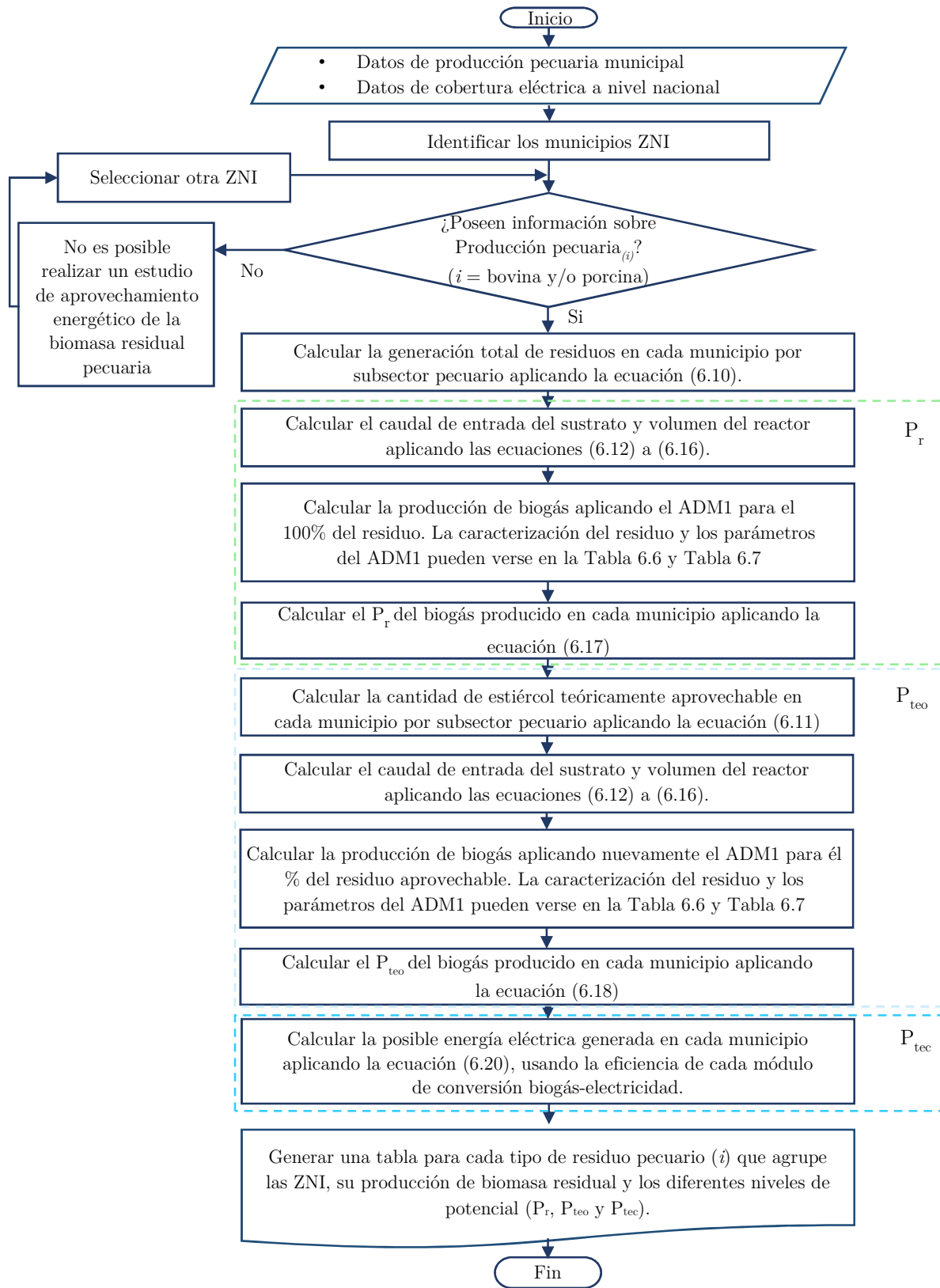


Figura 6.5. Fase I Estimación del potencial técnico de la biomasa residual bovina y porcina en ZNI de Colombia. Fuente: autores

6.2.1.1 Zonas no interconectadas (ZNI)

La ley 143 de 1994 define a las ZNI como áreas geográficas (cabeceras municipales, corregimientos, localidades y caseríos) en donde no se presta el servicio público de electricidad a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Las ZNI representan el 58% del territorio nacional y están constituidas por 1448 localidades, de las cuales 5 son capitales departamentales y 37 son cabeceras municipales [172]. Estas se pueden clasificar según el número de usuarios que posean, en tipo 1 (>300), tipo 2 (entre 151 y 300), tipo 3 (entre 51 y 150) y tipo 4 (<50).

Según el Centro Nacional de monitoreo (CNM), en el 2015 la capacidad operativa en las ZNI fue de 215,57 MW de los cuales solo 2,6 MW correspondieron a energías renovables. En estos sitios la cobertura eléctrica es deficiente y costosa, ya que el valor de la energía es en promedio el doble del kWh vendido en el SIN [173]. Se calcula que en el país existen 470244 viviendas sin servicio (VSS) lo que representa el 3,9% de todas las viviendas colombianas. De estas VSS, 414435 son interconectables al SIN y 55809 necesitan ser atendidas con sistemas aislados o generación distribuida porque sus condiciones geográficas hacen muy costosa su conexión al SIN [174].

Adicionalmente, las ZNI se caracterizan por tener un atraso social, económico y tecnológico, generado por una cobertura de servicios públicos deficiente y vías de acceso escasas [173]. En consecuencia, es prioridad para el estado colombiano mejorar su potencial productivo y su competitividad a través de planes de energización sostenible donde la electrificación de estas zonas este acompañada de proyectos productivos que aprovechen los recursos disponibles para lograr su propio desarrollo [4].

6.2.1.2 Sector pecuario en Colombia

El campo colombiano se ha visto relegado en los últimos años por el crecimiento de otros sectores económicos como la minería y los servicios. Sin embargo, el sector pecuario sigue siendo la actividad económica más importante en muchos lugares y ha sido fortalecido levemente con el crecimiento de la avicultura y la ganadería lechera [175]. Según el ICA, al año 2016 el sector pecuario contaba con una población aproximada de 184785584 animales, divididos en los subsectores avícola (157135371 cabezas/año), bovino (22555549 cabezas/año) y porcino (5094664 cabezas/año) [170]. Estos animales producen un inmenso volumen de biomasa residual (más de 105 millones de toneladas de estiércol por año) susceptible a ser aprovechado energéticamente para la generación de biogás y su posterior conversión a electricidad [10].

De igual forma, el sector pecuario es uno de los mayores productores de emisiones de CO₂ y CH₄ en el país. Según el último inventario nacional de emisiones de gases de efecto invernadero realizado en el 2012, el país emitió 178,3 millones de toneladas de CO₂, de las cuales el 42,79% fueron causadas por el sector agrícola (Ver Figura 6.6) Dentro de este porcentaje el 27,6% corresponde a la fermentación entérica, el 36,1% proviene del estiércol depositado en las pasturas y el 2,3% está asociado con los tratamientos del estiércol [176]. Esto quiere decir que el sector pecuario aporta el 28,24 % de las emisiones totales del país. Debido a esto, es necesario desarrollar proyectos que permitan mitigar el total de emisiones del sector pecuario y así obtener una producción limpia.

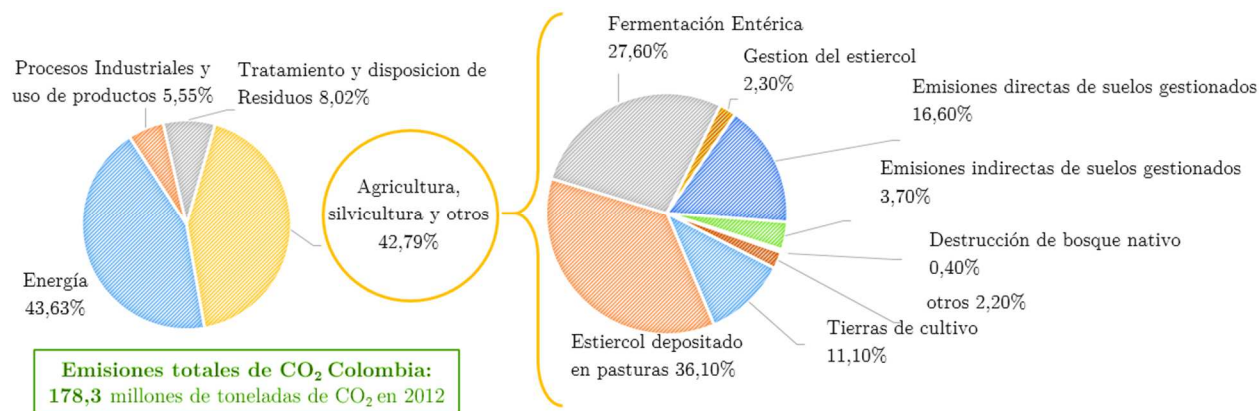


Figura 6.6. Emisiones equivalentes de CO₂ en Colombia.

Fuente: autores, datos tomados de [176].

En este contexto, la Tabla 6.4 presenta los departamentos que en conjunto tienen la mayor producción pecuaria del país. Allí se observa que el departamento que más sobresale es Antioquia, gracias a que cuenta con industrias fuertes que se encuentran en proceso de tecnificación y expansión. En estos departamentos, la gran cantidad de biomasa residual disponible puede ser usada en SGEB. No obstante, se debe evaluar la viabilidad económica y técnica para cada caso ya que en lugares donde existe interconexión al SIN el servicio de energía eléctrica es confiable y el precio del kWh generado por las fuentes convencionales es mucho menor que si se usaran fuentes no convencionales [9].

Tabla 6.4 Población pecuaria por departamentos

Subsector pecuario	Principales departamentos productores				
Avícola (cabezas/año)	Santander (37010107)	Cundinamarca (31613711)	Valle del Cauca (19594032)	Antioquia (11951841)	Tolima (10313200)
Bovino (cabezas/año)	Antioquia (2632125)	Córdoba (1942770)	Casanare (1845226)	Meta (1660147)	Santander (1412313)
Porcino (cabezas/año)	Antioquia (1753388)	Cundinamarca (517939)	Valle del Cauca (416784)	Meta (236264)	Boyacá (235357)

Fuente: autores. Datos tomados de [170].

En contraste, las ZNI representan un buen nicho de mercado para el aprovechamiento eléctrico del biogás ya que estas zonas basan su cobertura eléctrica en generadores diésel con altos costos de operación, mantenimiento y administración. Estos costos se deben en parte a la dificultad de transportar el combustible hasta estas zonas apartadas del país [9]. Muchas de estas zonas basan su economía en el sector pecuario y generan grandes cantidades de biomasa residual que pueden ser usadas en SGEB para cubrir parcialmente o completamente sus necesidades energéticas.

Además, gracias a los incentivos tributarios que plantea la ley 1715 de 2014, los proyectos con fuentes no convencionales de energía son cada vez más atractivos para los inversionistas, especialmente en las ZNI donde la prioridad es la generación de energía a partir de las energías renovables. Dentro del marco de esta ley se ha fomentado la sustitución del diésel en las ZNI por soluciones híbridas y el uso de la biomasa residual agrícola como una posible fuente de energía. Este contexto presenta un panorama favorable para el desarrollo del biogás y de los SGEB en el país.

6.2.1.3 Generación y recolección de biomasa residual por subsector pecuario

Para el aprovechamiento energético de la biomasa residual de origen pecuario uno de los aspectos claves a tener en cuenta es la estrategia de recolección y gestión del estiércol producido por los animales. Estas estrategias dependen del grado de tecnificación de las granjas y del tipo de animal. También depende de si su carácter productivo es extensivo o intensivo, ya que si los animales se encuentran confinados es posible

recolectar la mayoría de la biomasa generada. En cambio, si el carácter productivo es extensivo se dificulta gestionar el estiércol producido.

Otra variable a tener en cuenta a la hora seleccionar el método de recolección y transporte del estiércol bovino es el método utilizado para limpiar las zonas en donde permanezca el ganado, ya que generalmente la limpieza de las zonas de ordeño se hace con agua a chorro (20 a 40 litros por vaca) lo que aumentaría el volumen del sustrato y dificultaría su transporte. Por su parte, en lugares dedicados a la producción de carne bovina el excremento es recogido con una menor cantidad de agua logrando ser tratado como sólido o semisólido lo que disminuye la dificultad de recolección con métodos manuales. Asimismo, es necesario tener en cuenta la cantidad de precipitaciones en las zonas productivas ya que esto puede afectar el porcentaje de humedad del excremento [177].

Por su parte, el sector porcícola generalmente tiene un carácter productivo más intensivo debido a la erosión en los suelos y la dificultad en la recolección y separación de los desechos que producen los animales. Debido a esto, muchas de las instalaciones dedicadas a la producción porcícola son de confinamiento total o parcial, de manera que la recolección de excremento se da por gravedad para líquidos y transferencia manual para sólidos [177].

Otra de las industrias pecuarias importantes en el país es la avícola, en esta industria la biomasa residual se divide en gallinaza (estiércol generado por gallinas ponedoras) y pollinaza (estiércol generado por pollos de engorde), las cuales pueden ser recolectadas fácilmente debido a que los animales permanecen confinados [177]. Sin embargo, en Colombia se suele mezclar la gallinaza o pollinaza con aserrín o cascarilla de arroz para facilitar su recolección. Estos compuestos entorpecen la DA de este tipo de biomasa ya que son de difícil degradación por su alto contenido de lignina [178]. Además, la pollinaza suele tener bajos contenido de humedad (<50%) por lo que para transformar este residuo en un biocombustible aprovechable energéticamente se recomienda usar procesos termoquímicos [10]. El posible contenido de lignina y el bajo contenido de humedad, hacen que en este trabajo la biomasa residual avícola no sea tenida en cuenta para su análisis energético.

Para la metodología planteada, el porcentaje de recolección (F_{rec}) posee diferentes valores en la literatura, según [179] si la explotación es extensiva se puede recolectar hasta el 25% del estiércol bovino total producido a lo largo del día [179]. Para [161], este valor se reduce a 12,5% tanto para bovinos como porcinos. En contraste, en [164] se le asigna un F_{rec} de 85% a la industria porcina dado su carácter intensivo. Por su parte, en [180] el porcentaje de residuo recolectado es definido como residuo disponible que incluye limitaciones adicionales como las geográficas y las ambientales, y se encuentra entre 11,7% y 23,75% para estiércol bovino y entre 7% y 14,5% para estiércol porcino.

Por otro lado, la producción de estiércol varía dependiendo de la etapa de crecimiento en el que se encuentren los animales, de su alimentación y su propósito final [177]. Para obtener la cantidad máxima de residuo total generado por determinada cantidad de animales se puede aplicar la ecuación (6.10).

$$Et_i = \sum_x (Na_x * pv_x * PE_x) \text{ [kg/día]} \quad (6.10)$$

$$Et_{rec,i} = Et_i * F_{rec,i} \text{ [kg/día]} \quad (6.11)$$

Donde, Et es el estiércol total generado por el subsector pecuario i , x es la etapa productiva, pv es el peso vivo de los animales y pe es la producción de estiércol por kg de pv (ver Tabla 6.5). Por otro lado, para calcular la cantidad de estiércol teóricamente aprovechable, se aplica la ecuación (6.11) donde se tiene en cuenta el F_{rec} .

Tabla 6.5. Producción de estiércol según peso vivo promedio en el subsector Bovino y Porcino

Sector	Etapa productiva (x)	Peso vivo (pv) promedio [kg pv]	Peso del estiércol generado por cada kg de pv (PE) [kg/kg pv día]	Producción de estiércol [kg/día]
Bovino	Vacas lecheras	450 – 600	0,072 – 0,077	32,4
	Terneros	160 – 200	0,046 – 0,057	7,36
	Machos 1 a 3 años	201 – 340		10,05
	Machos 2 a 3 años	241 – 300		12,05
	Machos > 3 años	301 – 360	0,05	15,05
	Hembras 1 a 2 años	201 – 240		10,05
	Hembras > 2 años	241		12,05
Porcino	Hembra vacía	150	0,046	6,9
	Hembra gestante	180	0,03	5,4
	Hembra lactante	190	0,077	14,63
	Macho Reproductor	160	0,046	7,36
	Lechón lactante	3,5	0,08	0,28
	Precebos	16	0,076	1,216
	Levante	35	0,062	2,17
	Finalización (ceba o engorde)	80	0,062	4,96

Fuente: autores, datos tomados de [37], [48], [177], [181].

6.2.1.4 Cálculo del caudal de entrada del sustrato (Q_{in}) y volumen del reactor (V_{total})

Para calcular Q_{in} es necesario tener en cuenta que en reactores de agitación continua (CSTR) el estiércol es mezclado con agua generalmente en una relación de 1:1 [14], [179]. Además, siguiendo la recomendación de [37] se supone que el E_t está diluido, por lo que su densidad es similar a la del agua (1000 kg/m³). Estas consideraciones se pueden observar en la ecuación (6.12).

$$Q_{in} = (E_t + m_{agua})/1000 [m^3/día] \quad (6.12)$$

Por otro lado, para determinar el tamaño del reactor se parte de que su volumen total está compuesto por un volumen donde se almacenará el sustrato denominado V_{liq} y otro donde se almacena el biogás producido llamado V_{gas} (ver ecuación (6.13)). Para hallar V_{liq} se aplica la ecuación (6.14) donde el tiempo de retención hidráulica (TRH) es calculado usando la ecuación (2.10). De igual forma, para calcular V_{gas} se puede aplicar la ecuación (6.16) [69], [179].

$$V_{total} = V_{liq} + V_{gas} [m^3] \quad (6.13)$$

$$V_{liq} = TRH * Q_{in} [m^3] \quad (6.14)$$

$$V_{total} = V_{liq}/0,75 [m^3] \quad (6.15)$$

$$V_{gas} = V_{total} * 0,25 [m^3] \quad (6.16)$$

Dado que se está estimando el P_r de todo un municipio, la producción de biomasa residual es sumamente grande por lo que al calcular el volumen del biodigestor las dimensiones son gigantescas. Esto obliga a asumir que es posible tener reactores anaerobios con la capacidad física para recibir caudales de entrada (Q_{in}) superiores a 1000 m³/día y volúmenes del reactor mayores a 100000 m³. En casos donde se tienen enormes cantidades de materia orgánica se suelen instalar biodigestores en paralelo. Estos reactores pueden ser modelados como un solo digestor usando el ADM1 [76].

6.2.1.5 Caracterización de la biomasa residual de origen pecuario y valores de entrada al ADM1

Como se mencionó anteriormente, dentro de los alcances de este trabajo de grado no está planteado realizar medidas experimentales, por lo que la caracterización de la biomasa residual bovina y porcina fue tomada de investigaciones realizadas en Europa. Esta caracterización conforma el vector “Entrada” del ADM1 donde se ingresa la composición del sustrato de entrada (ver Tabla 6.6). Para reducir la incertidumbre de los resultados, lo ideal es caracterizar el estiércol de los animales colombianos teniendo en cuenta aspectos como la dieta, la raza y la edad, las cuales son diferentes a las presentadas en otros países. Dicho trabajo de caracterización detallada de los diferentes tipos de biomasa residual pecuaria en el país debería ser planteado como un trabajo futuro que integre diversas áreas del conocimiento.

Tabla 6.6. Características de la biomasa residual pecuaria usadas como entrada en el ADM1

i	Variable	Industria Porcícola [53] ^a	Industria Bovina				Unidades
			[105] ^b	[182]	[104]	[59]	
1	S_{su}	0	2,52066667	8,208	0	5	(kgDQO/m ³)
2	S_{aa}	7,0004	0	2,052	0	0	(kgDQO/m ³)
3	S_{fa}	7,8625	0	0,608	0	0	(kgDQO/m ³)
4	S_{va}	0	0	0	0,548	1,21	(kgDQO/m ³)
5	S_{bu}	1,4726	0	0	1,148	0,77	(kgDQO/m ³)
6	S_{pro}	3,1302	0	0	2,045	1,3	(kgDQO/m ³)
7	S_{ac}	12,8575	1,146	0	5,566	2,16	(kgDQO/m ³)
10	S_{IC}	0,1961	0,06240052	0	0	0	(kgDQO/m ³)
11	S_{IN}	0,2701	0,02031447	0	0,18	0	(kgDQO/m ³)
12	S_I	1,6502	1,46715477	4,332	0	0	(kgDQO/m ³)
13	X_{xc}	0	0	0	0,5	0	(kgDQO/m ³)
14	X_{ch}	2,257	13,7204476	32,832	13,94	18	(kgDQO/m ³)
15	X_{pr}	10,36	2,03104747	8,284	18,11	31	(kgDQO/m ³)
16	X_{li}	12,0805	0,98499462	2,432	7,49	1,7	(kgDQO/m ³)
17	X_{su}	0	0	0	0,6	0,27	(kgDQO/m ³)
18	X_{aa}	0	0	0	0,6	0,78	(kgDQO/m ³)
19	X_{fa}	0	0	0	0,6	0,15	(kgDQO/m ³)
20	X_{c4}	0	0	0	0,6	0,28	(kgDQO/m ³)
21	X_{pro}	0	0	0	0,6	0,09	(kgDQO/m ³)
22	X_{ac}	0	0	0	0,018	1,2	(kgDQO/m ³)
23	X_{h2}	0	0	0	0,018	0,5	(kgDQO/m ³)
24	X_I	4,5769	5,34635555	17,252	0	35,3	(kgDQO/m ³)
25	S_{cat}	0,04 ^c	0,06	0	0,04 ^c	0	(kmol/m ³)
26	S_{an}	0,02 ^c	0,00706845	0	0,02 ^c	0	(kmol/m ³)

Nota: ^a datos tomados de [53] donde estos están dados en kg DQO/100 kg ST y en el caso específico de S_{IC} y S_{IN} en kmol/100 kg ST, para la conversión de unidades se tomó en cuenta que el contenido de sólidos totales (ST) del residuo era de 37 [kg/m³]. ^b Datos tomados de [105], luego de aplicar el modelo de transformación. ^c Modificación realizada de acuerdo a la validación de la implementación presentada en los anexos B.7.1 y B.7.2.

Fuente: autores.

Por su parte, al igual que otras investigaciones [52], [53], [59], [96], [104]–[106], el vector de condiciones iniciales (Cond_Ini) será igual al del caso base [96], es decir que se asumirá que el inóculo fue el mismo que en el caso base. Por otro lado, algunos valores del vector “Parámetros” fueron modificados siguiendo las recomendaciones de algunas referencias encontradas en la literatura [53], [59], [104], [182]. Estos cambios son presentados en la Tabla 6.7 y buscan mejorar la respuesta del modelo y obtener una correlación cada vez más alta entre lo simulado y lo obtenido en laboratorio. Los parámetros que no varían en la Tabla 6.7, se toman igual al caso base (ver anexo B.6). Por último, el vector “Tamano” fue calculado de acuerdo a la producción residual pecuaria propia de cada municipio, es decir que el volumen del reactor se ajustó de acuerdo al caudal de entrada de residuo.

Tabla 6.7. Variaciones en parámetros estequiométricos y bioquímicos del modelo ADM1

Tipo de residuo		Aguas residuales	Residuo Sec. Porcícola	Residuo Sec. Bovino			Unidades
No	Parámetro	Caso base [96]	[53]	[182]	[104]	[59]	
1	fSI,xc	0,1		0			()
2	fXI,xc	0,2		0,284			()
3	fch,xc	0,2		0,54			()
4	fpr,xc	0,2		0,136			()
5	fli,xc	0,3		0,04			()
6	Nxc	0,0376/14		2			(kmol N/kg DQO)
7	NI	0,06/14		3,5			(kmol N/kg DQO)
40	Yac	0,05				0,07	()
42	kdis	0,5	0,096 ^a	0,13 ^a	0,13 ^a	0,13 ^a	(1/d)
43	khyd,ch	10	<<		0,31		(1/d)
44	khyd,pr	10	3,00E 03		0,31		(1/d)
45	khyd,li	10	2,80E 04		0,31		(1/d)
49	pHUL,aa	5,5			8		()
50	pHLL,aa	4			6		()
53	km,fa	6	0,93				(1/d)
56	km,c4	20	13,1		13,7		(1/d)
57	KS,c4	0,2			0,357		(kgDQO/m3)
59	km,pro	13	6,56		5,5		(1/d)
60	KS,pro	0,1		0,3 0,1	0,392		(kgDQO/m3)
62	km,ac	8	45,02	3,6	10 ^b	20	(1/d)
63	KS,ac	0,15				0,05	(kgDQO/m3)
68	KS,h2	7,00E 06			3,00E 05		(kgDQO/m3)
71	kdec,Xsu	0,02				0,04	(1/d)
72	kdec,Xaa	0,02				0,04	(1/d)
73	kdec,Xfa	0,02				0,04	(1/d)
74	kdec,Xc4	0,02				0,04	(1/d)
75	kdec,Xpro	0,02				0,04	(1/d)
76	kdec,Xac	0,02				0,04	(1/d)
77	kdec,Xh2	0,02				0,04	(1/d)

Nota: ^a Valores sugeridos por [94]. ^b Modificación realizada de acuerdo a la validación de la implementación presentada en el anexo B.7.1. Fuente: autores. Datos tomados de [53], [59], [94], [96], [104], [182]

6.2.1.6 Potencial eléctrico del biogás

De las numerosas salidas del ADM1, las que se usan principalmente son las de la fase gaseosa donde se encuentra el flujo de salida del biogás (q_{gas}), la concentración de los gases que lo componen (S_{gasH_2} , S_{gasCH_4} y S_{gasCO_2}) y la presión de cada uno de estos (p_{gasH_2} , p_{gasCH_4} y p_{gasCO_2}). Estas variables sirven para determinar el potencial energético del biogás aplicando inicialmente las ecuaciones (3.30) y (3.31), con las cuales se determina la cantidad de metano en unidades de masa que contiene el biogás generado. Posteriormente, la producción de metano en unidades de masa es multiplicado por el PCI del metano y así se obtiene su contenido energético (ver ecuaciones (6.17), (6.18) y (6.19)).

$$Pr_{i,j} \left[\frac{kJ}{\text{día}} \right] = CH_{4(Et_i)} \left[\frac{Kg CH_4}{\text{día}} \right] * \frac{50014 kJ}{kg CH_4} \quad (6.17)$$

$$Pteo_{i,j} \left[\frac{kJ}{\text{día}} \right] = CH_{4(Et_{rec,i})} \left[\frac{Kg CH_4}{\text{día}} \right] * \frac{50014 kJ}{kg CH_4} \quad (6.18)$$

$$Pr_{biogas,i,j} \left[\frac{kJ}{\text{día}} \right] = \left(CH_4 \left[\frac{Kg CH_4}{\text{día}} \right] + CO_2 \left[\frac{Kg CH_4}{\text{día}} \right] \right) * PCI_{biogas} \left[\frac{kJ}{kg} \right] \quad (6.19)$$

En estas expresiones, $Pr_{i,j}$ indica el potencial energético máximo del residuo i del municipio j , $CH_{4(Et_i)}$ es la producción de metano en unidades de masa tomando en cuenta el 100% del residuo i . $Pteo_{i,j}$ es el potencial teórico aprovechable del residuo i del municipio j y $CH_{4(Et_{rec,i})}$ es la producción de metano en unidades de masa tomando en cuenta solo la biomasa recolectable.

Por su parte, el $Pr_{biogas,i,j}$ es el potencial energético de la producción del residuo i del municipio j teniendo en cuenta el CH_4 y el CO_2 presente en el biogás. El PCI_{biogas} es el poder calorífico inferior del biogás en función de su composición. Debido a que no se encontró en la literatura un estudio que permitiera obtener el PCI en función del contenido de CH_4 , en este trabajo se decidió usar las ecuaciones (6.17) y (6.18). De esta manera, se asumirá que en la planta de biogás existe un proceso de biometanización para remover el CO_2 del biogás generado (Ver anexo A.1.2).

Finalmente, para calcular el potencial técnico se aplica la ecuación (6.20). En esta expresión, P_{teo} es convertido a unidades de [kWh/día] y luego es multiplicado por la eficiencia eléctrica de los módulos de conversión biogás a electricidad ($\eta_{eléctrica}$), es decir la eficiencia en conjunto de la tecnología de conversión y de la etapa de generación y acondicionamiento de la potencia.

$$Ptec \left[\frac{kWh}{\text{día}} \right] = Pteo_{i,j} \left[\frac{kJ}{\text{día}} \right] * \frac{1kWh}{3600 kJ} * \eta_{eléctrica} \quad (6.20)$$

6.2.2 Fase II – Selección de los escenarios de aplicación

El objetivo de la fase II de la metodología es definir los posibles escenarios de aplicación de un SGEB con un esquema centralizado de recolección del residuo y generación de biogás (ver Figura 6.7). Estos escenarios deben ser ZNI que tengan un alto déficit energético, un gran P_{tec} y además deben cumplir con algunos criterios complementarios que serán explicados en la sección 6.2.2.2.

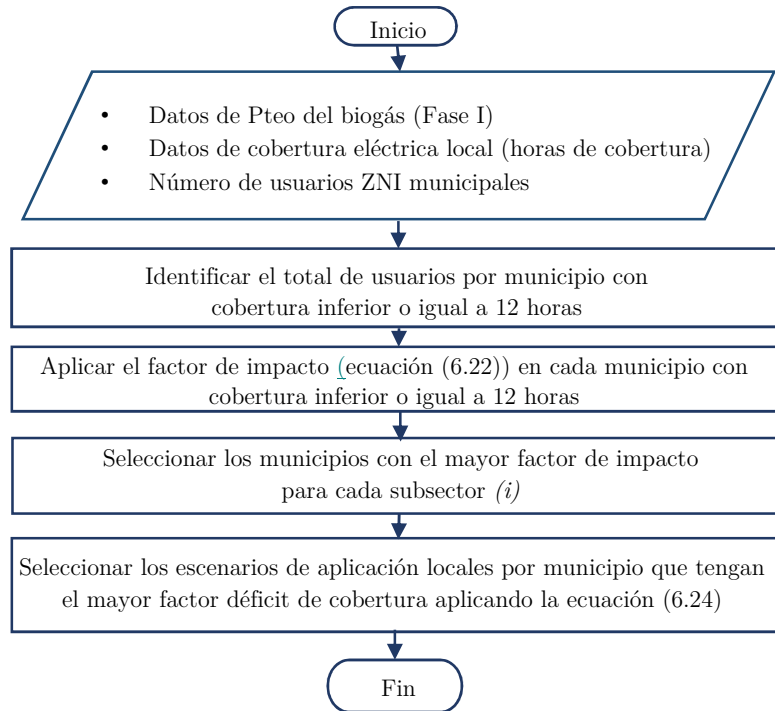


Figura 6.7. Fase II: selección de los escenarios de aplicación ZNI con mayor factor de impacto y déficit de cobertura.
Fuente: Autores.

6.2.2.1 Esquema centralizado para la recolección de estiércol y la producción de biogás

Como se mencionó anteriormente, uno de los aspectos principales que se debe tener en cuenta para planear una planta de biogás es la recolección de la materia prima. En este trabajo de grado se asume un esquema centralizado, el cual consiste en la reunión de varios productores que concentran grandes cantidades de materia orgánica en un lugar específico con el propósito de tratarla en una sola planta. Este esquema permite mayores tasas de producción de biogás, un aumento en la eficiencia, una reducción en los costos marginales de producción y una disminución en los errores de operación de la planta [183].

Los esquemas centralizados han tenido mucho éxito en países como China, Alemania y Dinamarca, donde existe una logística establecida para la recolección de la materia prima. Esta logística consiste en usar camiones que transportan diariamente la biomasa residual desde varios puntos de recolección hasta la planta central. Dichos puntos de recolección pertenecen a asociaciones de pequeños y medianos productores. En este proceso, los camiones generalmente usan el mismo biogás producido como combustible, lo que disminuye los costos asociados al transporte [183], [184].

En el caso colombiano, un esquema centralizado es una buena alternativa en el marco del posconflicto, ya que permite dinamizar la producción pecuaria en las ZNI elegidas, aumenta las oportunidades de empleo, incrementa los ingresos de los productores con la valorización de sus residuos, disminuye la huella de carbono de los productos pecuarios y mejora la cobertura eléctrica. Además, la energía generada contribuye a dar condiciones igualitarias a todos los pobladores y les facilita mejorar su calidad de vida, su potencial productivo y su competitividad [4].

Es muy importante resaltar que el análisis de los escenarios de aplicación formulados en este trabajo está enfocado a estimar el potencial energético de los residuos pecuarios de las ubicaciones seleccionadas. Por esta razón, no serán evaluados aspectos como la ubicación óptima de la planta, la logística para la compra y transporte de los residuos y los impactos (positivos y negativos) que pueden generarse en la población y en el ambiente con la implementación de un SGEB. No obstante, estudios asociados a los aspectos recién mencionados deben ser evaluados en trabajos futuros, ya que son necesarios para determinar los últimos dos

niveles de potencial en la escala presentada en la Figura 6.3 (viabilidad económica del proyecto). Adicionalmente, se asumirá que las carreteras se encuentran en buen estado y no representan una restricción logística para el funcionamiento de la planta, aunque como bien se sabe, en Colombia las vías terciarias se encuentran deterioradas. Este factor debe ser tratado con cuidado en un estudio futuro de viabilidad, pues el mal estado de las vías dificulta la recolección de los desechos pecuarios y aumenta los costos de operación de un SGEB en las ZNI.

6.2.2.2 Criterios adicionales

Para identificar los escenarios de aplicación de las ZNI con disponibilidad de residuos pecuarios se incluyeron algunos criterios de selección secundarios. El primero de ellos es el total de usuarios municipales con cobertura eléctrica menor o igual a 12 horas (UM_{12} , ver ecuación (6.21)). En este contexto, se considera que es más representativo seleccionar una población sin servicio o con muy baja cobertura, que una comunidad que cuente con cobertura la mayor parte del día. Este criterio puede ser subjetivo, pero se decidió priorizar el impacto positivo de llevar electricidad a una comunidad que nunca ha tenido el servicio de energía.

Por otro lado, la presunción de que toda oferta energética genera su propia demanda, se ha convertido en una barrera para la energización de las ZNI [4]. Esto quiere decir que por más que exista un potencial energético si no hay suficiente demanda, el desarrollo de proyectos de energización se verán limitados. Por esta razón, se decidió incluir un factor de impacto donde la cantidad de usuarios constituya un criterio adicional para seleccionar la ZNI donde pueda ser factible desarrollar un SGEB. De igual forma, si existe una demanda energética muy alta pero no existe suficiente recurso pecuario aprovechable, de nada serviría evaluar un SGEB ya que el recurso no sería suficiente para abastecer la demanda.

Por lo anterior, se propuso que el factor de impacto incluyera el potencial teórico de la biomasa residual pecuaria del municipio j ($Pteo_j$) con un componente de importancia del 70% y que el número de usuarios a abastecer ($UM_{12,j}$) tuviera una importancia del 30%. Esta ponderación se muestra en la ecuación (6.22).

$$UM_{12,j} = \sum_{k=1}^n UL_{12,j,k} \quad (6.21)$$

$$factor\ de\ impacto_{i,j} = \left(\frac{Pteo_{i,j}}{\sum_{j=1}^n Pteo_{i,j}} * 0,7 \right) + \left(\frac{UM_{12,j}}{\sum_{j=1}^n UM_{12,j}} * 0,3 \right) \quad (6.22)$$

Donde, $UL_{12,j,k}$ representa los usuarios en la localidad k del municipio j , con cobertura eléctrica menor o igual a 12 horas y $Pteo_{i,j}$ es el potencial teórico del subsector pecuario i (i = bovino y porcino) para el municipio j .

Luego de identificar los municipios con mayor índice de impacto para cada tipo de residuo, se seleccionan las localidades de ese municipio que cuente con el mayor déficit de cobertura calculado mediante la ecuación (6.24).

$$fUL_{12,j,k} = UL_{12,j,k}/UM_{12,j} \quad (6.23)$$

$$factor\ de\ déficit\ de\ cobertura_{j,k} = (fUL_{12,j,k} * 0,5) + \left((1 - (HC_{j,k}/12)) * 0,5 \right) \quad (6.24)$$

Donde $fUL_{12,j,k}$ es el factor de usuarios por localidad k con cobertura eléctrica menor o igual a 12 horas en el municipio j y $HC_{j,k}$ son las horas de cobertura por día que tiene la localidad k del municipio j .

6.2.3 Fase III—Análisis de los escenarios de aplicación y construcción de funciones de generación de electricidad

Esta fase permite estimar la cantidad de residuos pecuarios necesarios para abastecer la demanda eléctrica proyectada en una ventana de 15 años (tiempo recomendado en la planeación de proyectos de energización rural [4]) para las localidades seleccionadas en la fase II o en un caso particular señalado con la línea punteada de la Figura 6.4. Este proceso se realiza usando las funciones de generación de electricidad (FGE) que relacionan el porcentaje de residuo municipal recolectado y la energía eléctrica que se puede generar usando los tres

módulos de conversión biogás electricidad (basados en MCI, TG y CC). Un esquema simplificado de la fase metodológica III es presentado en la Figura 6.8.

Como criterio de diseño se tiene que la demanda estimada para los escenarios de aplicación es suplida en dos etapas. En la primera se instala un biodigestor con su(s) respectivo(s) módulo(s) de conversión biogás electricidad para que abastezca la demanda de los primeros 7,5 años. En la segunda etapa se construye otro biodigestor con el mismo tamaño del primero y, si es necesario, se adicionan módulos de conversión biogás electricidad que aseguren el abastecimiento de la demanda para los 7,5 años restantes.

Este tipo de diseño hace que la capacidad del SGEB quede un poco sobredimensionada, lo cual es común en las ZNI debido a que es muy difícil estimar con precisión el crecimiento de la demanda en estas zonas. Adicionalmente, la construcción del proyecto por etapas permite al propietario de la planta generar ingresos en la primera etapa, los cuales pueden ser usados para financiar la segunda etapa de construcción y le da tiempo para mejorar procesos como la recolección y transporte de la materia prima.

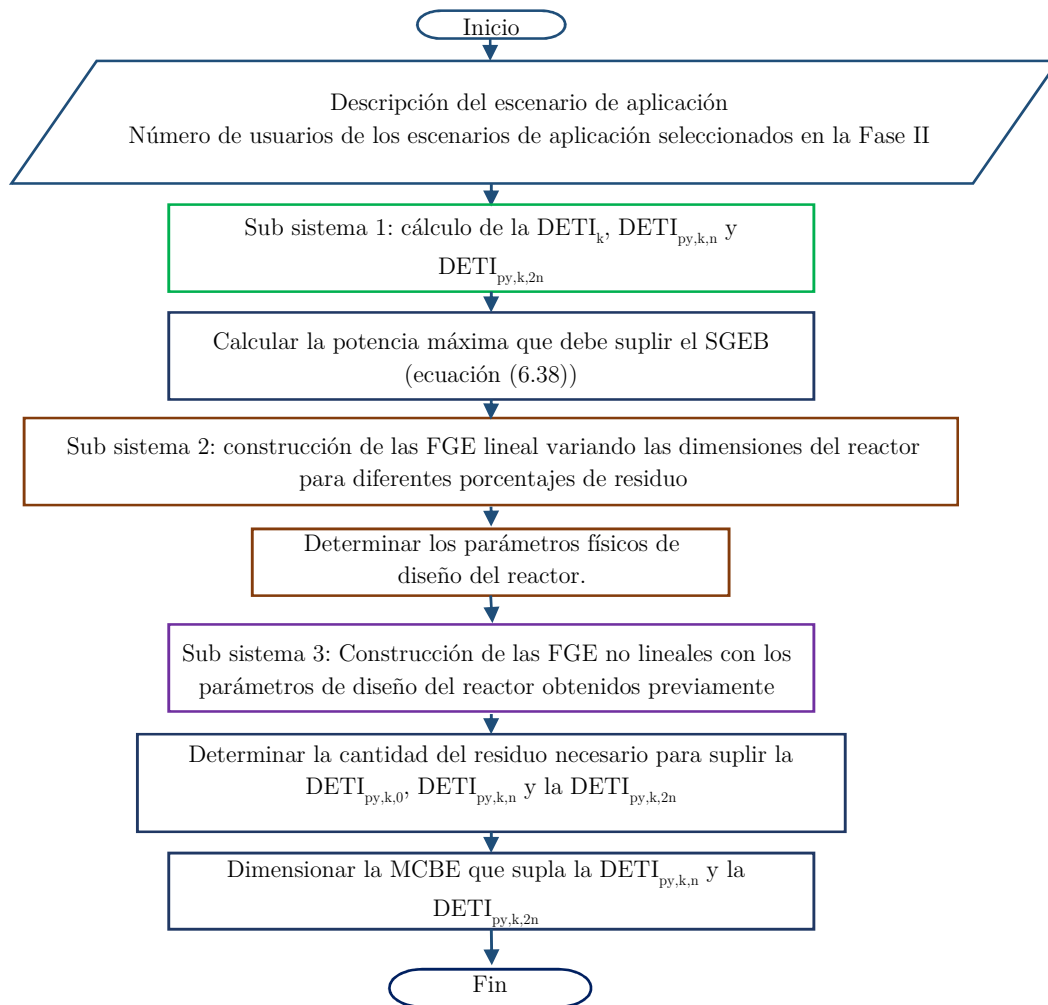


Figura 6.8. Fase III: análisis de los escenarios de aplicación y creación de Funciones de Generación Eléctrica (FGE)

Nota: la $DETI_{py,k,n}$ se refiere a la demanda total insatisfecha proyectada en un periodo n para la localidad k. Los subsistemas completos pueden ser vistos en las siguientes secciones. Fuente: autores.

6.2.3.1 Estimación de la demanda eléctrica en la localidad seleccionada

El análisis de la demanda eléctrica y su variación en el tiempo (curva de carga) establecen una base para determinar la tendencia general del crecimiento de las cargas en un sistema eléctrico [169]. Por esta razón, una buena caracterización de la demanda es clave para la planeación energética. Sin embargo, en las ZNI la falta

de información primaria y secundaria sobre los hábitos de consumo y las necesidades eléctricas de la población hacen muy complejo estimar su comportamiento eléctrico. En este sentido, cuando no se tiene información sobre la demanda eléctrica de una zona específica se recomienda tomar como punto de referencia la localidad con telemetría más cercana. Este proceso de estimación aproximada de la demanda se muestra en la Figura 6.9 y es válida si se asume que varias localidades dentro del mismo departamento cuentan con condiciones similares de consumo de energía eléctrica.

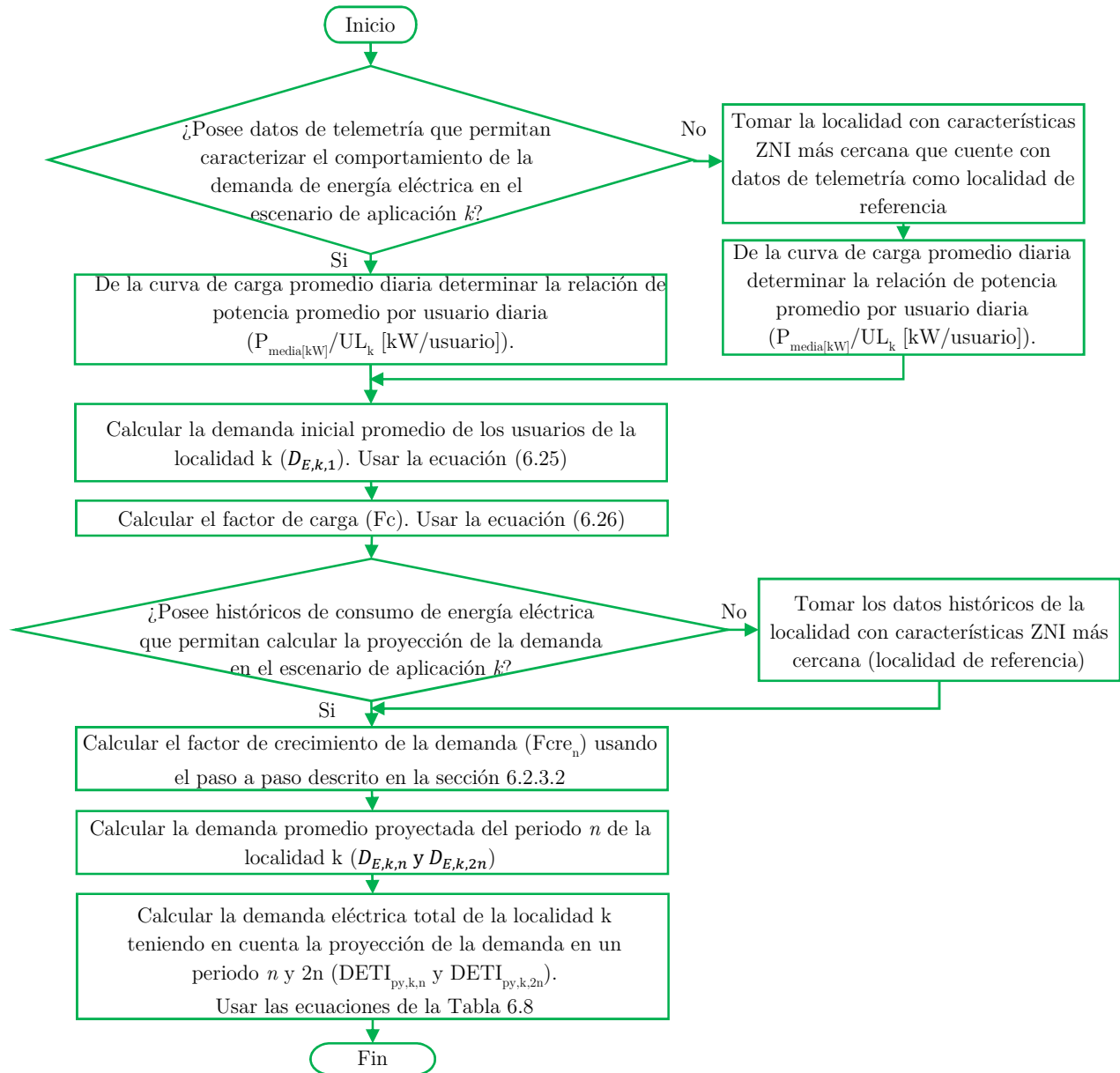


Figura 6.9. Sub sistema 1: cálculo de la $DETI_k$, $DETI_{py,n,k}$ y $DETI_{py,2n,k}$

Fuente: autores

A partir de la consideración anterior, para calcular la demanda promedio inicial se divide la curva de carga promedio diaria de la localidad con telemetría más cercana (usada como referencia) entre el número de usuarios de la misma. Esto con el fin de obtener una relación de potencia promedio versus la cantidad de usuarios (P_{media}/UL_k [kW/usuario]). Posteriormente, esta relación se multiplica por el número de usuarios de la

localidad seleccionada en la Fase II (ver ecuación (6.25)). De esta manera, se puede calcular el factor de carga para la localidad seleccionada usando la ecuación (6.26).

$$D_{E,k,1} = (P_{media}/UL_{localidad}) * UL_{12,k} * 24 [kWh/dia] \quad (6.25)$$

$$Fc = P_{media}/P_{max} \quad (6.26)$$

Donde, $D_{E,k,1}$ es la demanda inicial promedio de los usuarios de la localidad k, P_{media}/UL_k es la relación de potencia promedio por usuario, $UL_{12,k}$ es el número de usuarios de la localidad k con cobertura inferior a 12 horas, Fc es el factor de carga y P_{media} y P_{max} son la potencia promedio y máxima de la localidad usada como referencia, respectivamente. Si la localidad k cuenta con datos de telemetría, para calcular la $D_{E,k,1}$ no es necesario realizar esta aproximación, ya que esta se puede calcular directamente como el área bajo la curva de carga.

6.2.3.2 Proyección de la demanda

Para determinar la proyección de la demanda es necesario tener información histórica confiable (4 años mínimo) teniendo en cuenta aspectos claves como el crecimiento demográfico, el aumento en el consumo eléctrico por mejoras en la calidad de vida de la población, el desarrollo industrial, comercial y turístico y el represamiento de la demanda causado por el mal servicio prestado anteriormente [169]. Debido a que la mayoría de las veces no se cuenta con esta información para la localidad bajo estudio es necesario usar los datos históricos de la localidad de referencia que pueden ser encontrados en los informes mensuales de telemetría del CNM.

Siguiendo el criterio de diseño por etapas es necesario calcular una tasa de crecimiento de la demanda anual que permita estimar la demanda promedio de los usuarios en el año 7,5 ($D_{E,k,7,5}$). Para esto se usa el siguiente procedimiento:

1. Del histórico de la demanda, tomar el rango de datos que tengan una hora de cobertura constante y a partir de regresiones matemáticas calcular una línea de tendencia. En este caso, $D_{E,k,n}$ será la demanda eléctrica (eje y) y n será el periodo de tiempo analizado (eje x). Si el valor del coeficiente de determinación (medida relativa del grado de asociación lineal entre x y y : R^2) en la línea de tendencia es inferior a 0,8 seguir al paso 3
2. Los datos más dispersos o más lejanos a la línea de tendencia (regresión) deben ser eliminados para asegurar una regresión con una R^2 superior a 0,8.
3. Recalcular la demanda aplicando la ecuación de la línea de tendencia y extender esta ecuación a un periodo de proyección n .
4. Aplicar la ecuación (6.27) para el cálculo de la tasa de crecimiento de la demanda en n años y la ecuación (6.28) para calcular la tasa de crecimiento aritmético anual [169].

$$F_{cre,n} = (D_{E,k,n} - D_{E,k,1})/D_{E,k,1} \quad (6.27)$$

$$r_{anual} = F_{cre,n}/n \quad (6.28)$$

Donde, $F_{cre,n}$ es el factor de crecimiento de la demanda, n es el periodo proyectado, $D_{E,k,n}$ es la demanda promedio proyectada en el periodo n, $D_{E,k,1}$ es la demanda inicial promedio de la localidad k y r_{anual} es la tasa de crecimiento aritmético anual.

6.2.3.3 Estimación de la energía de autoconsumo de la planta y la demanda eléctrica total insatisfecha (DETI)

Los SGEB instalados en las ZNI necesitan ser auto sostenibles energéticamente, por lo que el consumo de energía derivado de la operación de la planta debe ser incluido dentro de la demanda eléctrica a suplir. En la literatura existen varias formas de determinar el consumo energético de las plantas de biogás, entre las cuales

sobresale el modelo energético presentado por Lübken en [185]. Con este modelo se logra calcular la energía neta generada por la planta, descontando los gastos energéticos (eléctricos y térmicos) asociados a su operación.

Dichos gastos energéticos dependen de varios aspectos asociados al diseño y construcción de los reactores dentro de los se incluyen: la altura a la cual se debe elevar el afluente antes de ingresar al reactor, la densidad del afluente, el diámetro de las tuberías, el tipo de recubrimiento que funciona como aislante térmico en el reactor, la eficiencia del proceso de DA y la configuración de los sistemas de bombeo y de agitación [185]. Esto hace que el cálculo de la energía de autoconsumo (E_{ac}) de la planta sea un trabajo extenso que no se encuentra dentro de los alcances de este trabajo.

Por lo tanto, se decidió tomar como referencia los factores porcentuales de consumo eléctrico presentados por Cendales en [52], obtenidos al aplicar el modelo energético de Lübken [185] a una planta de biogás a escala piloto. De esta manera, los principales consumos eléctricos asociados a la operación de una planta de biogás dependen de los equipos de bombeo y los agitadores y pueden ser calculados con la ecuación (6.29).

$$E_{ac} = E_{bombeo} + E_{agitación} \left[\frac{kWh}{día} \right] \quad (6.29)$$

Donde E_{bombeo} es la energía consumida por el sistema de bombeo del sustrato y $E_{agitación}$ es la energía de los sistemas de agitación del sustrato. Según los datos presentados en [52], E_{bombeo} es aproximadamente el 3% de la energía generada y $E_{agitación}$ es el 4%.

Dado que este trabajo está enfocado al potencial eléctrico, y a que no se incluyen configuraciones de cogeneración, no se tendrán en cuenta aspectos como la generación, el consumo y las pérdidas de energía térmica. Además, se debe tener presente que las tecnologías de conversión descritas en la sección 4 generan calor residual, el cual supera los requerimientos térmicos para mantener la temperatura de los reactores en 35 °C [145]. Con estas consideraciones, para estimar la demanda eléctrica total insatisfecha de la localidad inicial k ($DETI_k$) y las proyectadas ($DETI_{py,k,n}$) se plantearon las ecuaciones mostradas en la Tabla 6.8.

Tabla 6.8. Ecuaciones para el cálculo de la demanda energética proyectada total insatisfecha en la localidad k

Descripción	Ecuación	No
Energía generada por el SGEB. La energía neta de la planta debe ser mayor a la demanda eléctrica total proyectada de la localidad k	$E_{neta} = E_{generada} - E_{ac}$	(6.30)
	$E_{neta} \geq D_{E,k,n}; E_{generada} - E_{ac} \geq D_{E,k,n} \left[\frac{kWh}{día} \right]$	(6.31)
Demanda energética total insatisfecha en la localidad k , cuando se conoce la energía de autoconsumo	$DETI_{py,k,n} = D_{E,k,n} + E_{ac} \left[\frac{kWh}{día} \right]$	(6.32)
	$E_{generada} \geq DETI_{py,k,n}$	(6.33)
	$E_{generada} - (E_{generada} * F_{ac}) \geq D_{E,k,n} \left[\frac{kWh}{día} \right]$	(6.34)
Demanda energética total insatisfecha en la localidad k , cuando se supone que la energía de autoconsumo es un factor de la energía generada (F_{ac})	$E_{generada}(1 - F_{ac}) \geq D_{E,k,n} \left[\frac{kWh}{día} \right]$	(6.35)
	$E_{generada} \geq D_{E,k,n} / (1 - F_{ac}) \left[\frac{kWh}{día} \right]$	(6.36)
	$DETI_{py,k,n} = \frac{D_{E,k,n}}{1 - F_{ac}} \left[\frac{kWh}{día} \right]$	(6.37)

Fuente: autores.

Como se mencionó anteriormente, en este trabajo de grado se usaran los factores de autoconsumo descritos en [52], por lo que la ecuación usada para calcular la $DETI_{py}$ es la (6.37). En esta ecuación se observa que la $DETI_{py,k,n}$ incluye tanto la demanda eléctrica del municipio como la energía consumida por la planta.

6.2.3.4 Potencia máxima proyectada

Para esta parte del estudio, la $DETI_{py}$ es dividida en un periodo de 24 horas para obtener la potencia promedio diaria. Después se usa el factor de carga (F_c) que fue calculado para la localidad de referencia y se asume que

el comportamiento de la curva de carga no ha cambiado con el tiempo. Con estas suposiciones se puede plantear la ecuación (6.38) con la que se calcula la potencia máxima proyectada diaria ($P_{máx_{py,n}}$). Esta potencia será usada mas adelante para dimensionar el módulo de conversión biogás electricidad.

$$P_{máx_{py,n}} = \left(\frac{DETI_{py,n}/24}{F_c} \right) [kW/día] \tag{6.38}$$

6.2.3.5 Construcción de las funciones de generación eléctrica (FGE) lineales variando las dimensiones del reactor.

Las FGE son usadas para determinar la cantidad de residuo necesario para abastecer la $DETI_{py}$ de la localidad seleccionada y, con este valor, obtener las dimensiones de diseño del reactor. En la Figura 6.10 se presenta un diagrama de bloques que sirve para construir las FGE. Inicialmente, se debe realizar una variación del porcentaje de residuos municipales recolectados y el dimensionamiento del reactor aplicando las ecuaciones de (6.12) a (6.16) para cada porcentaje de residuo. En la metodología propuesta, esta variación inicia en un porcentaje de residuo definido por el usuario (a_0 , preferiblemente $\leq 1\%$), para el cual se simula la tasa de producción de metano [kg/día] usando el ADM1.

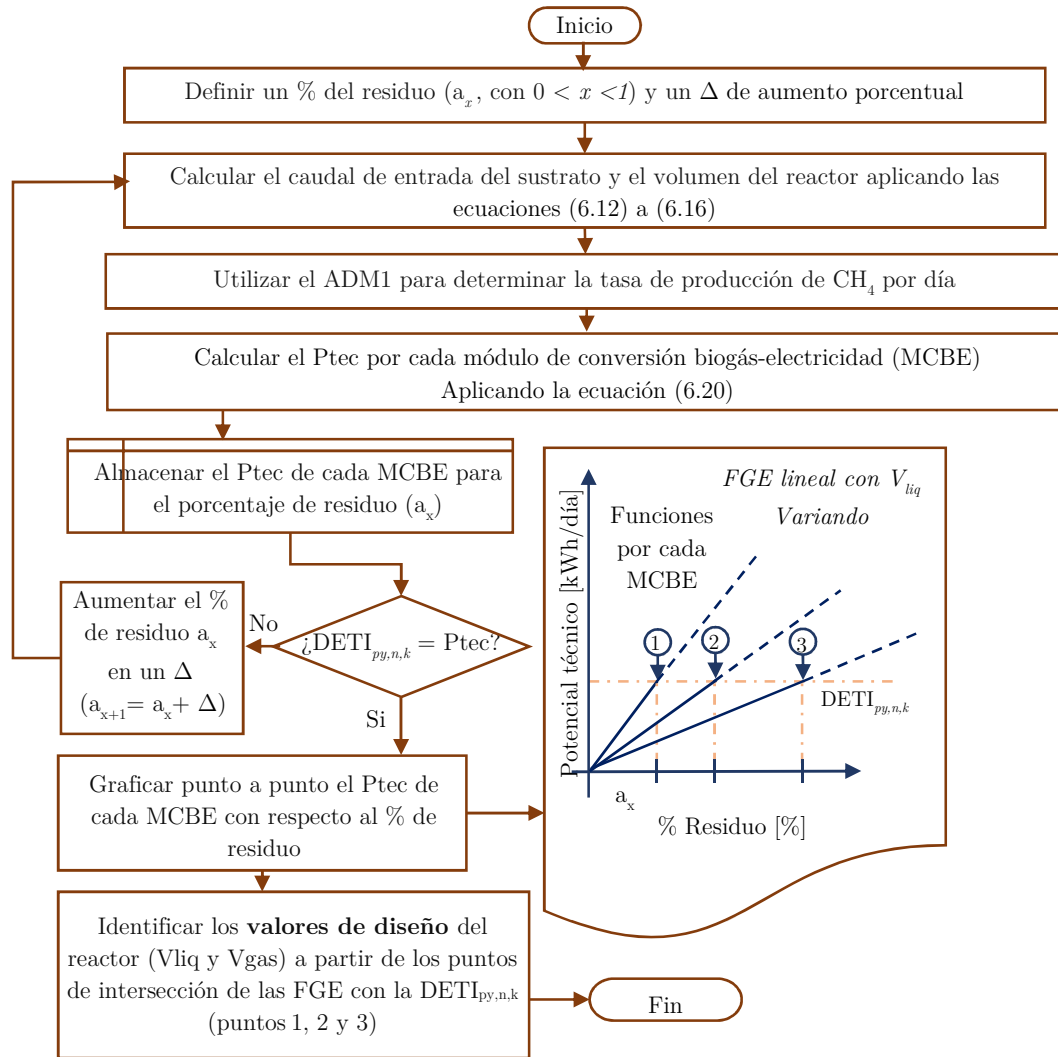


Figura 6.10. Sub sistema 2: obtención de las FGE con variaciones en el V_{liq} del reactor de acuerdo al % de residuo evaluado.

Fuente: autores

Luego se calcula su contenido energético máximo multiplicando la tasa de producción de CH_4 diaria por el PCI del CH_4 y dividiéndolo en 3600 para convertirlo a kWh. Después se calcula el P_{tec} al incluir la eficiencia de conversión de cada módulo de conversión biogás electricidad (ver ecuación (6.20)). Posteriormente, se aumenta el porcentaje de residuo en una tasa de crecimiento fija (Δ), se vuelve a simular la producción de CH_4 y se calcula otra vez el P_{tec} . Este procedimiento se repite hasta que el P_{tec} pueda suplir la DETI_{py} de la localidad con cada módulo de conversión biogás electricidad (MCBE). El porcentaje de residuo (a_x) que cumpla con la condición $\text{DETI}_{\text{py}} = P_{\text{tec}}$, se convierte en el porcentaje de residuo de diseño ($\%R_{\text{diseño}}$). Con el cual se obtienen las dimensiones físicas del reactor (V_{liq} y V_{gas}). Note que para cada MCBE existe un $\%R_{\text{diseño}}$ diferente.

Se recomienda usar valores para la tasa de aumento del residuo (Δ) entre 0,5% y 5%. En caso de seleccionar un factor Δ muy grande se perderá precisión al determinar la cantidad de estiércol necesaria para abastecer la demanda energética. Si por el contrario, la tasa de crecimiento es muy pequeña, el usuario estará obligado a desarrollar una gran cantidad de iteraciones hasta llegar al resultado deseado. Si al seguir el esquema de pruebas presentado en la Figura 6.10 se logra suplir ampliamente la DETI_{py} con la primera iteración se recomienda reducir la tasa de aumento (Δ) y realizar nuevamente el procedimiento para aumentar la precisión del cálculo.

6.2.3.6 Construcción de las FGE no lineales sin variar las dimensiones del reactor

Luego de conocer el volumen y el caudal de diseño del reactor para cada MCBE (obtenidos de la sección anterior), se debe volver a estimar la producción de biogás para diferentes porcentajes de residuo. No obstante, esta vez se dejan fijos los parámetros físicos del reactor (condiciones de diseño nominales) y se sigue la metodología de la Figura 6.11. Esto se debe a que en los inicios del proyecto no es necesario recolectar el $\%R_{\text{diseño}}$ para suplir la demanda inicial de la localidad. Por lo que es necesario estimar cuanto residuo se necesita en esos primeros meses de funcionamiento.

Por otro lado, al tener las dimensiones del reactor fijas y aumentar el caudal de entrada con cada porcentaje de residuo, el tiempo de retención hidráulica (TRH) disminuye (ver ecuación (6.14)). Si el TRH es muy pequeño, se produce inhibición por falta de microorganismos, ya que el tiempo de permanencia en el reactor no es suficiente para que se desarrollen las poblaciones microbianas, necesarias en el proceso de DA [107].

6.2.3.7 Dimensionamiento de los módulos de conversión de biogás a electricidad (MCBE)

Luego de determinar el tamaño del reactor y el caudal de entrada necesario para abastecer la demanda proyectada se procede a dimensionar los MCBE usando el valor de potencia máxima diaria proyectada ($P_{\text{máx}_{\text{py},n}}$) calculada con la ecuación (6.38). Luego se revisan opciones disponibles en el mercado y se selecciona una alternativa para cada MCBE. En este trabajo de grado se usa un criterio de selección básico donde se elige la opción que cumpla con los requerimientos de potencia y necesite del menor número de unidades para atender la demanda a los 15 años (relación entre la potencia demandada y capacidad nominal). Así mismo, debido a los alcances del estudio no se tendrán en cuenta aspectos como la flexibilidad, la confiabilidad y la seguridad.

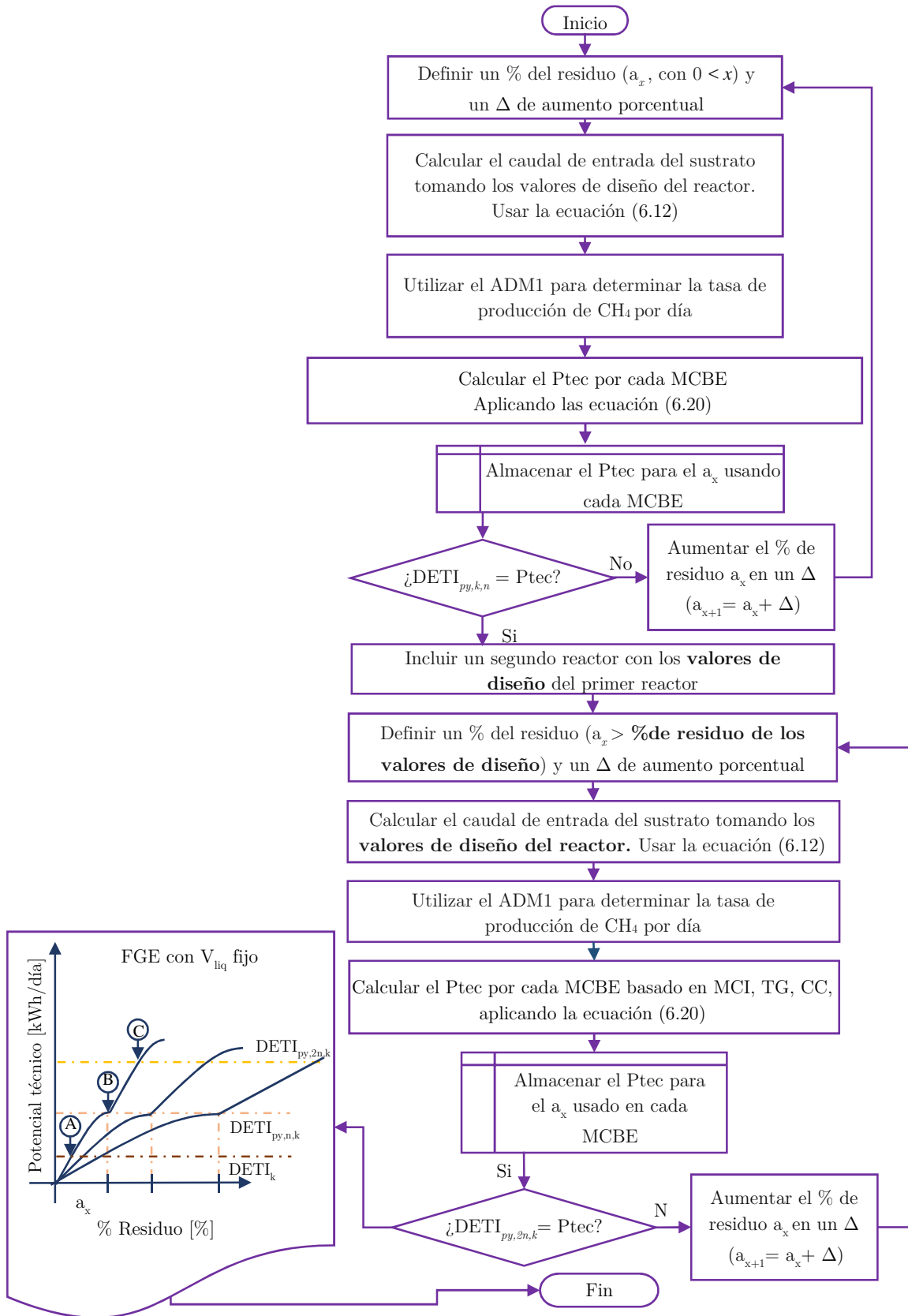


Figura 6.11. Sub sistema 3: obtención de las FGE con V_{liq} fijo y variando el % de residuo. Fuente: autores.

7 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

En este capítulo se aplica la metodología MEPEB_ZNI presentada en la sección 6.2, con el fin de identificar las ZNI con mayor potencial eléctrico para el aprovechamiento del biogás. Adicionalmente, como parte de los compromisos fijados en los objetivos de este trabajo de grado se analizan dos posibles escenarios de aplicación enfocados en las ZNI. Uno de los escenarios tiene como materia prima el residuo bovino (caso 1) y el otro el residuo porcino (caso 2). Durante las pruebas se usó el entorno de simulación presentado en la sección 5. El análisis incluye la estimación de la producción de biogás mediante el modelo ADM1 descrito en la sección 3.1, una comparación de la cantidad de estiércol necesario para abastecer la demanda eléctrica total insatisfecha usando los módulos de conversión presentados en la sección 4 y el dimensionamiento de cada uno de estos.

7.1 CONSIDERACIONES PRELIMINARES

El lector debe tener en cuenta algunas consideraciones preliminares para la aplicación de la MEPEB_ZNI, ya que varias entradas de los modelos fueron descritas en secciones previas y a menudo se remitirá a tablas o secciones presentadas con anterioridad. En primera medida se supone que los escenarios de aplicación poseen un esquema centralizado (ver sección 6.2.2.1), donde el biogás generado es comprimido y almacenado por un periodo de 100 días en un contenedor exterior. Este es tiempo suficiente para que el biodigestor alcance condiciones de estado estacionario.

De la misma forma, se asume que el biodigestor usado para los dos casos de estudio es de alimentación semicontinua tipo CSTR (Ver sección 2.4.1.5) con una temperatura de operación constante de 35° C y un sistema de mezclado ideal, haciendo que la biomasa dentro del reactor sea homogénea. El método de carga será constante, es decir, que todos los días se carga la misma cantidad de residuo con exactamente la misma composición (caso ideal). Con esta metodología se pretenden analizar varios aspectos que pueden ser vistos de manera general en la Figura 7.1.

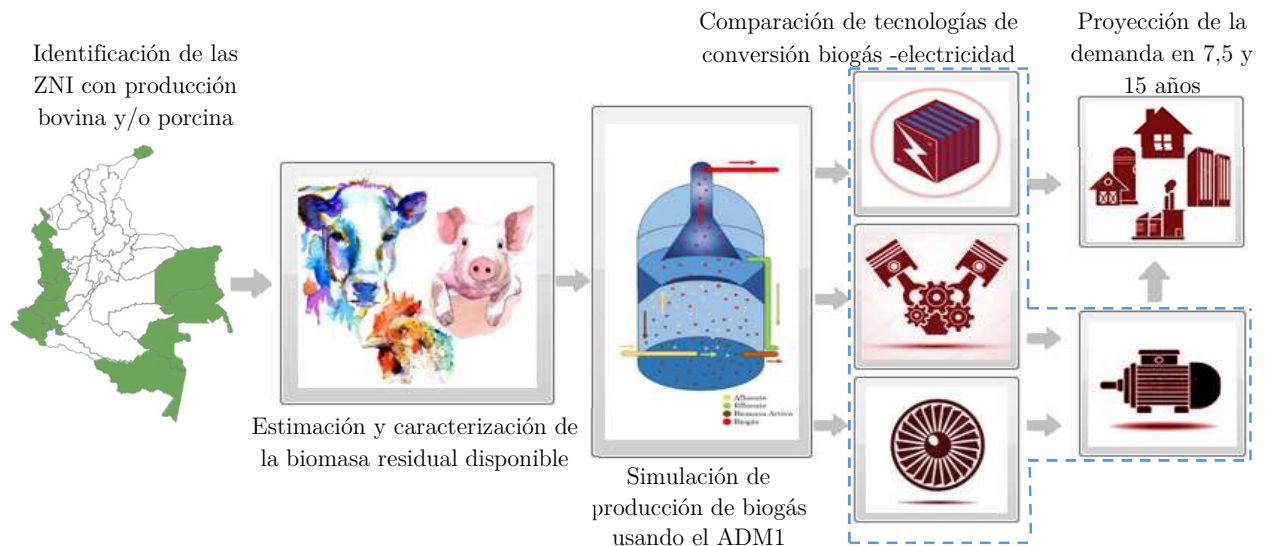


Figura 7.1. Aspectos generales a analizar usando la MEPEB_ZNI

Fuente: autores.

La estimación de la producción de biogás se realizó mediante simulaciones del ADM1 que fue implementado en la interfaz SGEb. Este entorno de simulación es presentado de manera breve en la sección 5 y con más detalle en el Anexo E. Además, la interfaz permite calcular el dimensionamiento del reactor y el ingreso de las diferentes cantidades de estiércol para cada municipio. Este cálculo se realiza directamente en la máscara del bloque *Modelo de Digestión Anaerobia N° 1*, donde también se ingresan los vectores de entrada. Igualmente, se usa el entorno de simulación para la representación gráfica de los resultados.

7.2 RESULTADOS FASE I

La fase I (ver Figura 6.5) tiene como finalidad calcular el potencial máximo del residuo (Pr), el potencial teórico (Pteo) y el potencial técnico (Ptec) en todas las ZNI que cuenten con residuo bovino y/o porcino. En el primer paso se identificaron 97 ZNI con estas características para el residuo bovino y 100 ZNI para el residuo porcino. Esta tarea se realizó usando los datos del ICA [170] y el CNM [171]. Los resultados de este cruce de información son presentados en los mapas que se incluyen en el anexo F.2, donde se observa la distribución de la producción pecuaria en el país y las zonas donde existe mayor volumen de biomasa residual pecuaria (aprovechable energéticamente). Debido al gran número de ZNI identificadas se decidió tomar a San Vicente del Caguán (SVC) como ejemplo para mostrar los cálculos que se realizaron a cada municipio en esta fase.

Luego de identificar una zona se procede a calcular la cantidad de estiércol generado por los animales de ese municipio usando la ecuación (6.10). Según [170] la población bovina de San Vicente del Caguán es de 612573 animales, los cuales están divididos en diferentes grupos etarios como se muestra en la Tabla 7.1. Al reemplazar estos valores en la ecuación (6.10), y luego de usar los factores de producción de estiércol de la Tabla 6.5, se establece la ecuación (7.1) que da como resultado una producción total de estiércol de 6620369 kg/día.

Tabla 7.1. Cantidad de animales de San Vicente del Caguán divididos por grupo etario en el 2016

Terneras < 1 año	Terneros < 1 año	Hembras 1 - 2 años	Machos 1 - 2 años	Hembras 2 - 3 años	Machos 2 - 3 años	Hembras > 3 años	Machos > 3 años	Total bovinos
61080	53546	59536	68396	60689	105216	193335	10775	612573

Fuente: [170]

$$Et_i = \sum_x (Na_x * pv_x * PE_x);$$

$$Et_{bov} = (61080 + 53546) * 7,36 + (59536 + 68396) * 10,05 + (60689 + 105216 + 193335) * 12,05 + 10775 * 15,05 \quad (7.1)$$

$$Et_{bov} = 6620369,7 \text{ [kg/día]}$$

Posteriormente, se calcula el caudal de entrada con la ecuación (6.12) y las dimensiones del reactor con las expresiones (6.13) a (6.16). Los resultados de este proceso son mostrados con las ecuaciones de la Tabla 7.2.

Tabla 7.2. Cálculo del caudal de entrada y dimensiones del biodigestor: ejemplo del sector bovino

Descripción	Ecuación
Caudal de entrada	$Q_{in,total} = (E_t + m_{agua})/1000 ;$ $Q_{in} = (6620369 + 6620369)/1000 ; Q_{in} = 13240,739 \text{ [m}^3/\text{día]} \quad (7.2)$
Tiempo de retención hidráulica	$TRH \approx -51,27 * \ln 35 + 206,72 ;$ $TRH \approx 24,437 \text{ [día]} \quad (7.3)$
Volumen líquido en el biodigestor	$V_{liq} = TRH * Q_{in} ; V_{liq} = 24,437 * 13240,739 ; V_{liq} = 323567,9 \text{ [m}^3] \quad (7.4)$
Volumen total del biodigestor	$V_{total} = V_{liq}/0,75 ; V_{total} = 431423,86 \text{ [m}^3] \quad (7.5)$
Volumen para el biogás en el biodigestor	$V_{gas} = V_{total} * 0,25 ; V_{total} = 107855,96 \text{ [m}^3] \quad (7.6)$

Nota: estos cálculos son también realizados por la interfaz SGEB.

Fuente: autores.

Luego de determinar los datos de entrada del ADM1 se procede a simular el proceso usando la interfaz SGEB. Una descripción paso a paso de cómo se aplica la interfaz para desarrollar esta parte de la metodología se presenta en el anexo F.3. En la Figura 7.2 se pueden observar los resultados obtenidos en la interfaz para el caso de San Vicente del Caguán.

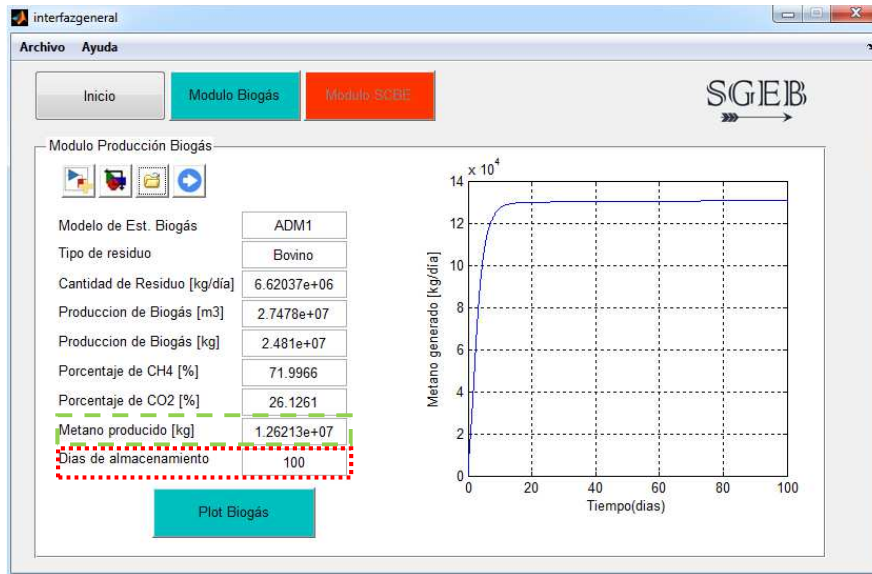


Figura 7.2. Interfaz general con los resultados de producción de biogás usando Et_{bovino}

Fuente: autores

En el recuadro verde de la Figura 7.2 se muestra la cantidad de metano producido en 100 días de funcionamiento ($12,62 \times 10^6$ kg). Luego se calcula la tasa de producción promedio dividiendo esa cantidad en 100 días y se usa en la ecuación (7.7) para determinar el potencial máximo del recurso diario (Pr). Además, en la parte derecha de la Figura 7.2 se observa como varía la tasa de producción de CH_4 con respecto al tiempo.

$$Pr_{i,j} = CH_{4(Et_i)} * 50014; Pr_{bov,SVC} = (12621334,39/100) \left[\frac{Kg CH_4}{día} \right] * 50014 \left[\frac{KJ}{Kg CH_4} \right]; \quad (7.7)$$

$$Pr_{bov,SVC} = 6312,45 \text{ [GJ/día]}$$

La siguiente sección de la Fase I es calcular el Potencial teórico aprovechable (Pteo), lo cual inicia con el cálculo de la cantidad de estiércol total recolectable utilizando la ecuación (7.8). Posteriormente, el procedimiento de dimensionamiento del reactor (cálculo de Q_{in} , V_{liq} y V_{gas}) y la simulación del ADM1 explicada en el anexo F.3, son repetidos pero ahora con el estiércol total recolectable, es decir teniendo en cuenta el factor de recolección. Los resultados de esta etapa pueden verse en la Figura 7.3.

$$Et_{rec,bov} = Et_{bov} * F_{rec,bov}; Et_{rec,bov} = 6620369,71 * 0,125; \quad (7.8)$$

$$Et_{rec,bov} = 827546,21375 \text{ [kg/día]}$$

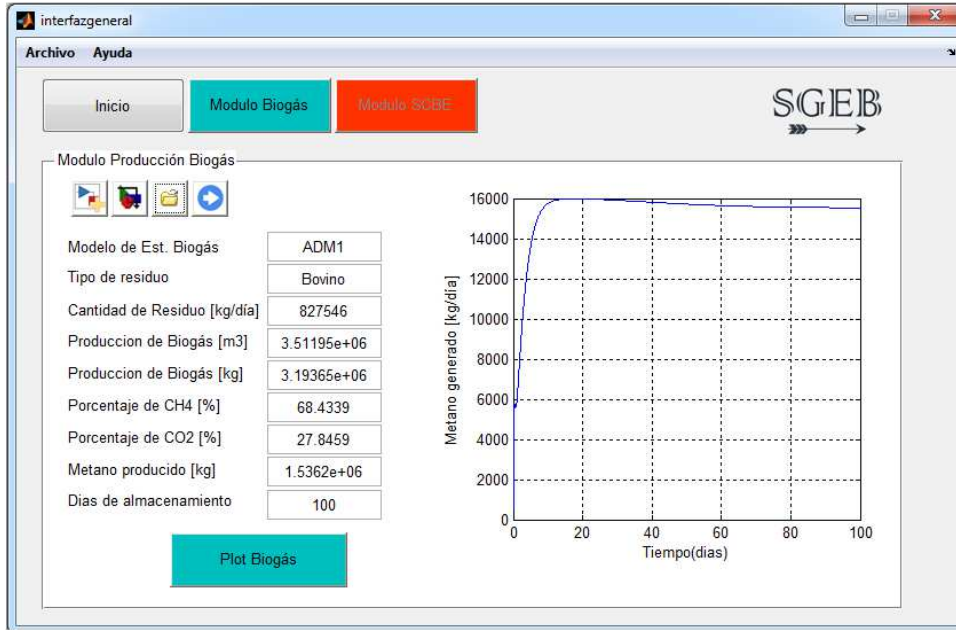


Figura 7.3. Interfaz general con los resultados de producción de biogás usando $Et_{recolectable,bovino}$
Fuente: autores

Al obtener los resultados de la simulación es posible determinar el Pteo aplicando la ecuación (7.9). Donde al igual que en la ecuación (7.8), se usa la tasa de producción promedio de metano dividiendo el metano producido ($1,53 \times 10^6$) en los 100 días de funcionamiento.

$$Pteo_{i,j} = CH_4(Et_{rec,bov}) * 50014 ; Pteo_{bov,SVC} = 15362,04 \left[\frac{Kg CH_4}{dia} \right] * 50014 \left[\frac{KJ}{Kg CH_4} \right] \quad (7.9)$$

$$Pteo_{bov,SVC} = 768,32 \left[\frac{GJ}{dia} \right]$$

Para finalizar la fase I del ejemplo, solo queda determinar el potencial técnico del residuo recolectable (Ptec) para cada módulo de conversión biogás electricidad (MCBE) usando la ecuación (6.20) y aplicándola en las ecuaciones (7.10), (7.11) y (7.12) para MCI, TG y CC respectivamente. Las eficiencias de los módulos de conversión fueron definidas como 40% para los MCI, 30% para las TG y 50% para las CC siguiendo los datos de la Tabla 4.7.

$$Ptec_{MCI} = 768317263,6 \left[\frac{kJ}{dia} \right] * \frac{1kWh}{3600 kJ} * 0,4 ; Ptec_{MCI} = 85368,58 \left[\frac{kWh}{dia} \right] \quad (7.10)$$

$$Ptec_{TG} = 768317263,6 \left[\frac{kJ}{dia} \right] * \frac{1kWh}{3600 kJ} * 0,3 ; Ptec_{TG} = 64026,43 \left[\frac{kWh}{dia} \right] \quad (7.11)$$

$$Ptec_{CC} = 768317263,6 \left[\frac{kJ}{dia} \right] * \frac{1kWh}{3600 kJ} * 0,50 ; Ptec_{CC} = 106710,73 \left[\frac{kWh}{dia} \right] \quad (7.12)$$

Este mismo procedimiento se repite para todos los 97 municipios ZNI con residuo bovino y para los 100 municipios ZNI con residuo porcino. Para facilitar la presentación de los resultados, las diez zonas con mayor potencial son presentadas en la Tabla 7.3. El resto de resultados pueden ser consultados en el anexo F.4.

Tabla 7.3. Municipios ZNI con producción residual bovina y/o porcina y mayor potencial energético del residuo (Pr) y teórico (Pteo) obtenidos al aplicar la fase I de la MEPEB_ZNI

Subsec. Pec. (j)	Dpto.	Municipio (j)	Total estiércol [Kg/Día]	Qin [m ³ /día] ^a	Sustrato total ^a [kg/día]	CH ₄ ^{b,c} [kg/día]	Pr ^{b,c} [MJ/día]	CH ₄ ^{b,d} con Frec [kg/día]	Pteo ^{b,d} [MJ/día]	Ptec MCI (η=40%) [MWh/día]	Ptec TG (η=30%) [MWh/día]	Ptec CC (η=50%) [MWh/día]
Bovino	Caquetá	San Vicente del Caguán	6620369,71	13240,74	13240739,42	126213,35	6312434,45	15362,04	768317,27	85,37	64,03	106,71
	Casanare	Paz de Ariporo	4421058,96	8842,12	8842117,92	84353,44	4218852,82	10103,88	505335,53	56,15	42,11	70,19
	Meta	Puerto Gaitán	1760131,30	3520,26	3520262,60	33368,48	1668891,20	3896,94	194901,43	21,66	16,24	27,07
	Casanare	Trinidad	1546052,71	3092,11	3092105,42	29230,46	1461932,41	3410,77	170586,42	18,95	14,22	23,69
	Caquetá	Puerto Rico	1459540,29	2919,08	2919080,58	27562,49	1378510,50	3214,97	160793,68	17,87	13,40	22,33
	Vichada	La Primavera	1452265,64	2904,53	2904531,28	27424,97	1371632,69	3198,92	159991,02	17,78	13,33	22,22
	Guaviare	San José del Guaviare	1415203,94	2830,41	2830407,88	26707,52	1335749,82	3115,08	155797,69	17,31	12,98	21,64
	Caquetá	Cartagena Del Chaira	1410625,58	2821,25	2821251,16	26620,99	1331422,01	3104,65	155275,87	17,25	12,94	21,57
	Meta	Puerto Lleras	1215664,50	2431,33	2431329,00	22853,01	1142970,26	2666,34	133354,27	14,82	11,11	18,52
	Guaviare	El Retorno	1119040,00	2238,08	2238080,00	20999,62	1050275,17	2449,98	122533,45	13,61	10,21	17,02
Totales		$\sum_{k=1}^{97} Et_{bovi,k}$	34674723,3		Total	$\sum_{k=1}^{97} Pr_{bovi,k}$	32349216,43	$\sum_{k=1}^{97} Pteo_{bovi,k}$	3849947,72	427,77	320,83	534,71
Porcino	Meta	Puerto Gaitán	316014,750	632,03	632029,50	3889,37	194523,13	486,59	24336,31	2,70	2,03	3,38
	Caquetá	San Vicente del Caguán	143502,720	287,01	287005,44	1767,01	88375,20	220,97	11051,40	1,23	0,92	1,53
	Nariño	Pasto	72136,500	144,27	144273,00	888,48	44436,29	111,07	5555,15	0,62	0,46	0,77
	Chocó	Quibdó	38502,560	77,01	77005,12	474,27	23720,01	59,29	2965,28	0,33	0,25	0,41
	Nariño	Cumbal	34010,500	68,02	68021,00	418,91	20951,58	52,37	2619,16	0,29	0,22	0,36
	Antioquia	Urroa	33453,550	66,91	66907,10	412,09	20610,43	51,51	2576,40	0,29	0,21	0,36
	Putumayo	Puerto Asís	21972,800	43,95	43945,60	270,66	13536,74	33,84	1692,38	0,19	0,14	0,24
	Caquetá	Curillo	19879,680	39,76	39759,36	244,89	12247,71	30,61	1531,11	0,17	0,13	0,21
	Guaviare	San José del Guaviare	18069,280	36,14	36138,56	222,58	11131,99	27,83	1391,77	0,15	0,12	0,19
	Putumayo	Orito	17409,600	34,82	34819,20	214,46	10726,15	26,81	1340,84	0,15	0,11	0,19
Totales		$\sum_{k=1}^{100} Et_{porc,k}$	1064509,7		Total	$\sum_{k=1}^{100} Pr_{porc,k}$	655627,48	$\sum_{k=1}^{100} Pteo_{porc,k}$	81981,94	9,11	6,83	11,39

Nota: ^a con relación 1:1 lo cual indica que por cada kg de estiércol existe 1 litro de agua en el sustrato de entrada (un litro de sustrato equivale a un kg [37]), ^b100 días de almacenamiento, ^c 100% de la biomasa, ^d con el 12,5% de factor de recuperación de la biomasa, Pr: Potencial máximo del recurso y Pteo: Potencial teórico aprovechable

Fuente: autores.

Para tener un mejor indicio sobre el potencial técnico de la biomasa recolectable en todas las ZNI es mejor colocar el potencial en términos o indicadores que sean más representativos. Un ejemplo de esto sería relacionar el potencial total de las ZNI con el número de usuarios u hogares que se podrían abastecer con esa cantidad de energía. Con este fin, se toman los datos de la página web de Empresas Públicas de Medellín, donde se estima que una familia de 4 personas en promedio consume 5,06 kWh por día. Con este valor es posible calcular el número de hogares que se podrían abastecer con el potencial de la biomasa residual recolectable bovina o porcina aplicando las ecuaciones (7.13) y (7.14), respectivamente. Para este cálculo se usa una eficiencia de conversión de 30% (la menor de las 3 tecnologías de conversión), el cual corresponde a una microturbina de gas promedio. No obstante, se debe tener en cuenta que el consumo eléctrico por usuario en una ZNI es menor que en una ciudad como la capital antioqueña, ya que un mejor nivel de vida implica un mayor consumo energético. Nótese que $Ptec_{TG,i,total}$ fue tomado de la Tabla 7.3.

$$Hogares_{Bovino} = \frac{Ptec_{TG,Bovino,total}}{Consumo_{medio}} = \frac{320828,97 \left[\frac{kWh}{día} \right]}{5,06 \left[\frac{kWh}{día} \right]} = 63404,93 \quad (7.13)$$

$$Hogares_{porcino} = \frac{Ptec_{TG,Porcino,total}}{Consumo_{medio}} = \frac{6821,83 \left[\frac{kWh}{día} \right]}{5,06 \left[\frac{kWh}{día} \right]} = 1348,18 \quad (7.14)$$

Si se divide la cantidad de estiércol disponible en las ZNI (incluyendo el factor de recolección) en el número de hogares que se pueden abastecer (ver ecuación (7.15)), se obtiene una relación que indica cuanto estiércol se requeriría para alimentar a un usuario promedio (consumo 5,06 kWh/día).

$$\frac{Estiércol\ disponible_i}{Hogares_i} = \frac{Et_{Bovino} * Fr}{Hogares_{Bovino}} = \frac{34674723,3 * 0,125 \left[\frac{kg}{día} \right]}{63404,93_{[Usuarios]}} = 68,36 \left[\frac{kg}{día * usuario} \right] \quad (7.15)$$

Esto quiere decir que se requieren diariamente 68,36 kg de estiércol bovino para producir el biogás necesario que supla la demanda de un usuario promedio. Si se sabe que una vaca de 240 kg mayor a 2 años produce aproximadamente 12,05 kg de estiércol por día (ver Tabla 6.5), se necesitarían **6** de estas vacas para alcanzar la producción de estiércol que asegure el abastecimiento eléctrico del usuario. Pero se debe tener en cuenta que la cantidad de estiércol producido depende del grupo etario, del entorno en el que viva, del peso del animal y de su dieta (ver sección 6.2.1.3). Por esta razón, se pueden requerir más o menos animales dependiendo de sus características.

Para determinar cuántas cabezas de ganado porcícola se requieren para alimentar la misma demanda promedio (5,06 kWh/día), se realiza el cálculo mostrado en la ecuación (7.16) y se sigue el mismo procedimiento del caso anterior.

$$\frac{Estiércol\ disponible_{Porcino}}{Hogares_{Porcino}} = \frac{Et_{porcino} * Fr}{1350,16_{[Usuarios]}} = \frac{1064509 * Fr \left[\frac{kg}{día} \right]}{1350,16_{[Usuarios]}} = 98,55 \left[\frac{kg}{día * usuario} \right] \quad (7.16)$$

En el caso Porcino se necesitan 98,69 kg de estiércol para abastecer la demanda promedio. Esta cantidad de estiércol puede ser producida por tan solo 7 hembras lactantes de 190 kg de peso que producen en promedio 14,63 kg estiércol por día (ver Tabla 6.5). En la Tabla 7.4 se presenta el resumen de estos resultados.

Tabla 7.4. Resumen de indicadores obtenidos de la fase I

Indicador		Resultado	Nota
Número de usuarios que se pueden alimentar con el potencial técnico total de las ZNI	Con $Ptec_{TG,Bovino,total}$	63404	Este cálculo se realizó suponiendo que la demanda promedio por usuario es de 5,06 kWh
	Con $Ptec_{TG,Porcino,total}$	1350	
	Con $Ptec_{MCI,Bovino,total}$	84540	
	Con $Ptec_{MCI,Porcino,total}$	1800	
	Con $Ptec_{CC,Bovino,total}$	105675	
	Con $Ptec_{CC,Porcino,total}$	2250	
Estiércol Bovino necesario para abastecer una demanda de 5,06 kWh usando TG	$68,36 \left[\frac{kg \text{ Estiercol}}{Usuario * día} \right]$	Usando 6 vacas de 240 kg mayores a 2 años que producen aproximadamente 12,05 kg de estiércol por día, se obtiene esta tasa de producción de estiércol diario	
Estiércol Porcino necesario para abastecer una demanda de 5,06 kWh/día usando TG	$98,55 \left[\frac{kg \text{ Estiercol}}{Usuario * día} \right]$	Usando 7 hembras lactantes de 190 kg de peso que producen en promedio 14,63 kg estiércol por día se alcanza esta tasa de producción de estiércol diario	
Estiércol Bovino necesario para abastecer un 1 kWh/día usando TG	$13,5 \left[\frac{kg \text{ Estiercol}}{kWh} \right]$	-	
Estiércol Porcino necesario para abastecer un 1 kWh/día usando TG	$19,47 \left[\frac{kg \text{ Estiercol}}{kWh} \right]$	-	

Fuente: autores

Por otro lado, un análisis comparativo sobre la aplicación de la fase I de la MEPEB_ZNI con respecto a otras metodologías desarrolladas en Colombia sobre estimación de potencial teórico de biogás generado por la descomposición anaerobia de biomasa residual bovina y porcina puede ser consultado en el anexo F.5.

7.3 RESULTADOS FASE II

La fase II busca identificar las ZNI con las mejores perspectivas para la implementación de un SGEb. Para esto se usan los criterios y factores definidos en la sección 6.2.2.2. Primero se determina el número de usuarios con cobertura menor a 12 horas por municipio (UM_{12}) y se aplica el factor de impacto usando el $Pteo$. Nuevamente, a manera de ejemplo se presenta el procedimiento de cálculo solo para San Vicente del Caguán (SVC).

$$factor \ de \ impacto_{Bov,SVC} = \left(\frac{Pteo_{Bov,SVC}}{\sum_{j=1}^{87} Pteo_{Bov,j}} * 0,7 \right) + \left(\frac{UM_{12,Bov,SVC}}{\sum_{j=1}^{87} UM_{12,j}} * 0,3 \right); \quad (7.17)$$

$$factor \ de \ impacto_{Bov,SVC} = \left(\frac{768,32_{[GJ/día]}}{3614,67_{[GJ/día]}} * 0,7 \right) + \left(\frac{1774}{124482} * 0,3 \right) = 0,1531$$

Nótese que n es igual a 87 (municipios ZNI con datos de producción bovina) y $Pteo_{Bov,SVC}$ es el potencial teórico calculado en la ecuación (7.9). Para facilitar la presentación de los resultados se agruparon los diez (10) municipios con mayor factor de impacto en la Tabla 7.5. Los resultados del resto de municipios pueden ser consultados en el anexo F.6.

Con los resultados de la Tabla 7.5 se identificaron dos ZNI donde existe gran potencial para implementar un SGEb. Estos lugares fueron San Vicente del Caguán en el caso del residuo bovino y Puerto Gaitán en el caso porcino. Teniendo en cuenta estos resultados se procede a determinar las localidades de estos municipios que cuenten con el mayor déficit de cobertura aplicando la ecuación (6.24). En las ecuaciones (7.18) y (7.19) se presenta a modo de ejemplo el cálculo del factor de cobertura para una localidad de San Vicente del Caguán llamada *San Juan de Caquetania* (SJC). Los resultados de las otras localidades pueden consultarse en la Tabla 7.6.

$$fUL_{12,SVC,SJC} = UL_{12,SVC,SJC}/UM_{12,SVC} = 234/1774 = 0,132 \quad (7.18)$$

$$\begin{aligned} \text{factor de déficit de cobertura}_{j,k} &= (fUL_{12,j,k} * 0,5) + \left(\left(1 - \left(\frac{HC_{j,k}}{12} \right) \right) * 0,5 \right) \\ \text{factor de déficit de cobertura}_{SVC,SJC} &= (0,132 * 0,5) + \left(\left(1 - \left(\frac{0}{12} \right) \right) * 0,5 \right) = 0,566 \end{aligned} \quad (7.19)$$

Tabla 7.5. Municipio ZNI con mayor factor de impacto al aplicar la fase II de la MEPEB_ZNI

Subsector Pecuario (<i>i</i>)	Dpto.	Municipio (<i>j</i>)	Total Animales 2016	Estiércol total (<i>Et</i>) [Kg/día]	Sustrato total [Kg/día]	Pteo_CH4c [GJ/día]	Usuarios Total	UM ₁₂	Factor de Impacto
Bovino	Caquetá	San Vicente Del Caguán	612573,00	6620369,71	13240739,42	768,32	2277,00	1774,00	0,1531
	Casanare	Paz De Ariporo	397235,00	4421058,96	8842117,92	505,34	54,00	54,00	0,0980
	Meta	Puerto Gaitán	161000,00	1760131,30	3520262,60	194,90	664,00	664,00	0,0393
	Casanare	Trinidad	140286,00	1546052,71	3092105,42	170,59	1213,00	1213,00	0,0360
	Guaviare	San José Del Guaviare	131911,00	1415203,94	2830407,88	155,80	1586,00	1486,00	0,0338
	Vichada	La Primavera	132460,00	1452265,64	2904531,28	159,99	1725,00	415,00	0,0320
	Caquetá	Puerto Rico Cq	136037,00	1459540,29	2919080,58	160,79	251,00	251,00	0,0317
	Caquetá	Cartagena Del Chaira	129391,00	1410625,58	2821251,16	155,28	987,00	585,00	0,0315
	Nariño	El Charco	345,00	3800,54	7601,08	0,41	15489,00	11689,00	0,0282
	Nariño	San Andrés De Tumaco	9116,00	95335,67	190671,34	10,21	10994,00	9873,00	0,0258
Para n=87 (ver anexo F.5)						$\sum_{j=1}^n Pteo_{i,j} = 3614,67$	$\sum_{j=1}^n UM12_{i,j} = 124482$		
Porcino	Meta	Puerto Gaitán	63.846	316.014,75	316.014,75	24,34	664	664	0,2495
	Caquetá	San Vicente Del Ca.	28.932	143.502,72	143.502,72	11,05	2.277	1.774	0,1170
	Choco	Quibdó	8.123	38.502,56	38.502,56	2,97	1.847	1.847	0,0349
	Nariño	El Charco	365	1.754,60	1.754,60	0,14	15.489	11.689	0,0310
	Antioquia	Urrao	11.477	33.453,55	33.453,55	2,58	123	123	0,0265
	Nariño	San Andrés De Tumaco	220	1.085,40	1.085,40	0,08	10.994	9.873	0,0259
	Guainía	Inírida	232	1.542,44	1.542,44	0,12	12.882	7.566	0,0204
	Nariño	Santa Bárbara N	105	520,8	520,80	0,04	8.170	7.743	0,0200
	Putumayo	Puerto Asís	4.430	21.972,80	21.972,80	1,69	703	703	0,0190
	Choco	Bajo Baudó	698	3.462,08	3.462,08	0,27	6.710	6.158	0,0183
Para n=90 (ver anexo F.5)						$\sum_{j=1}^n Pteo_{i,j} = 69,75$	$\sum_{j=1}^n UM12_{i,j} = 118338$		

Nota: el estiércol total hace referencia al 100% de la biomasa residual del sector pecuario *i*

Fuente: autores, datos tomados de [170], [171]

En la Tabla 7.6 se puede ver que las localidades con mayor factor de déficit de cobertura son *San Juan de Caquetania* y *El Porvenir* para el residuo bovino y porcino, respectivamente. Un resumen de los casos de estudio seleccionados es presentado en la Tabla 7.7.

Tabla 7.6. Localidades seleccionadas para la posible aplicación de un SGEB según la fase II de la MEPEB_ZNI

i,j	Localidad (k)	Categoría	Usuarios locales (UL12)	Horas cobertura (HC)	fUL ₁₂	Factor déficit de cobertura
Biomasa residual bovina, San Vicente del Caguán	San Juan de Caquetania	Localidad Menor	234	0	0,132	0,566
	Las Ceibas	Localidad Menor	126	0	0,071	0,536
	Campo Hermoso	Inspección de Policía Municipal	290	5:00	0,163	0,373
	La Machaca	Localidad Menor	67	4:00	0,038	0,352
	Puerto Betania	Inspección de Policía	183	5:00	0,103	0,343
	Alto Palermo	Centro Poblado	164	5:00	0,092	0,338
	Guayabal	Caserío	140	5:00	0,079	0,331
	Santa Rosa	Inspección de Policía	140	5:00	0,079	0,331
	Tres Esquinas	Inspección de Policía	124	5:00	0,070	0,327
	Las Delicias	Centro Poblado	95	5:00	0,054	0,318
	Los Pozos	Inspección de Policía	95	5:00	0,054	0,318
	Troncales	Localidad Menor	78	5:00	0,044	0,314
	Yaguara II	Centro Poblado	38	5:00	0,021	0,302
	Pto. Lozada	Centro Poblado	303	24:00	-	-
	Guacamayas	Inspección de Policía	200	16:00	-	-
Biomasa residual porcina, Puerto Gaitán	El Porvenir	Caserío	582	6:00	0,877	0,688
	Puerto Trujillo	Caserío	82	4:00	0,123	0,395

Nota: el caso con residuo bovino se llamara “caso 1” y el porcino “caso 2”.

Fuente: autores, datos tomados de [171].

Tabla 7.7 Resumen de los casos de estudio.

Caso	Municipio	Localidad	No de animales	100% del estiércol producido	Pr [GJ/día]	Usuarios locales (UL12)	Horas cobertura (HC)	fUL ₁₂	Factor déficit de cobertura
Caso 1 Bovino	San Vicente del Caguán	San Juan de Caquetania	512673	6620369,71	6312,43	234	0	0,1069	0,566
Caso 2 Porcino	Puerto Gaitán	El porvenir	63843	316014,75	194,52	582	6:00	0,1512	0,688

Fuente: autores

7.4 RESULTADOS FASE III – CASO 1 – SAN JUAN DE CAQUETANIA

7.4.1 Caracterización del caso de estudio

San Vicente del Caguán es el segundo centro urbano más poblado del departamento del Caquetá, su crecimiento económico esta soportado en la ganadería, la extracción de madera, el cultivo de caucho y la actividad petrolera. Cuenta con una población de 44375 habitantes, una extensión de 28300 km², una temperatura promedio de 26 °C y una altura sobre el nivel de mar de 280 m [186], [187].

En el 2012 este municipio logró convertirse en el primer productor de ganado a nivel nacional. En dicho lugar, el 93,7% de las comunidades de las zonas rurales se dedican a esta actividad, de las cuales el 20% es productor de carne y el 80% productor de ganado doble propósito. Otros productos como el plátano, el maíz, la yuca y la caña son cultivados en menor escala, pero tienen dificultades de comercialización debido a las malas condiciones que presentan sus vías de acceso y a la falta de gremios productores y comercializadores². En el ámbito social el municipio ha sufrido el desplazamiento forzado y el conflicto armado interno del país, por lo que el gobierno lo ha incluido en el “Plan de Choque para la puesta en marcha de la política de tierras y desarrollo rural” que pretende impulsar proyectos agroindustriales y mejorar la calidad de vida de sus habitantes [188].

En el aspecto energético el municipio cuenta con cobertura eléctrica mixta, es decir que algunas zonas son energizadas por el SIN y otras son consideradas ZNI. Este municipio posee una ZNI tipo 1 (Puerto Lozada) con 24 horas de cobertura y cuatro tipo 2 (*San Juan de Caquetania*, Alto Palermo, Puerto Betania y Campo Hermoso). Desafortunadamente, ninguna de estas localidades cuenta con telemetría. La mayor parte de las plantas diésel del municipio fueron iniciativas de la comunidad y operan pocas horas al día ante la dificultad de comprar suficiente combustible [188].

7.4.2 Estimación de la demanda de los usuarios proyectada a 15 años

Para evaluar el caso 1 en la interfaz desarrollada es necesario llevar a cabo de manera ordenada la fase III de la MEPEB_ZNI planteada en la sección 6.2.3 (ver Figura 6.8). Este proceso inicia determinando la relación potencia promedio por usuarios (P_{media}/UL_k) de *San Juan de Caquetania* que cuenta con 234 usuarios, cero horas de cobertura eléctrica y no tiene datos de telemetría. Por esta razón, se tomó una localidad cercana como referencia que si cuenta con datos de telemetría. De esta manera, se puede obtener un dato aproximado de la P_{media}/UL_k y datos como el factor de carga y el crecimiento de la demanda para un periodo de proyección n .

La localidad más cercana con telemetría para este caso es Solano, Caquetá que cuenta con un periodo de 24 horas de cobertura. Para el cálculo de la P_{media}/UL_{caso1} se tomó la curva de carga promedio diaria mensual de Solano, mostrada en la Figura 7.4.a. En este caso, la potencia promedio está en color rojo (122,13 [kW]). Luego esta curva de carga fue dividida en el número de usuarios de la misma localidad (911) (ver Figura 7.4.a) y multiplicada por el número de usuarios de *San Juan da Caquetania* (234), con el propósito de obtener la curva de carga promedio del caso 1. Los resultados de esta aproximación se pueden observar en la Figura 7.4.b.

² Información tomada de la página del municipio <http://www.sanvicentedelcaguan-caqueta.gov.co/index.shtml>

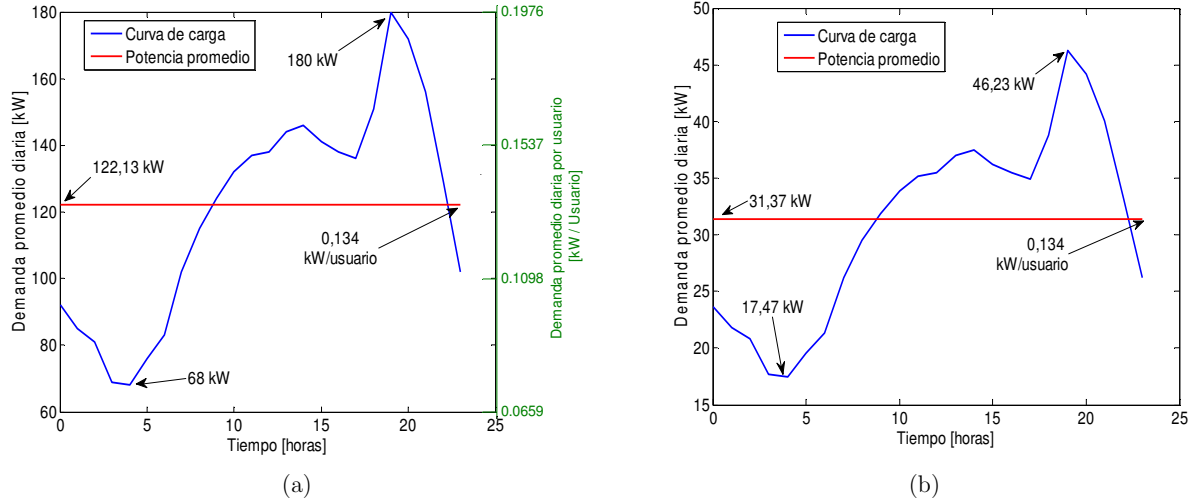


Figura 7.4. Curva de carga promedio diaria mensual, (a) Solano, Solano, Caquetá de junio 2017. (b) primer periodo en San Juan de Caquetania, San Vicente del Caguán, Caquetá.

Fuente: autores, datos tomados de [189]

En la Figura 7.4.b se resaltan los siguientes datos iniciales (año 0, mes 1): P_{media}/UL_{caso1} (0,134 [kW/usuario]), potencia máxima ($P_{max}=46,23$ [kW]) y potencia promedio ($P_{media}= 31,37$ [kW]). Con la P_{media}/UL_{caso1} y el número de usuarios de la localidad del caso 1 es suficiente para determinar la demanda inicial promedio de los usuarios ($D_{E,caso1,1}$) aplicando la ecuación (7.20). Asimismo, con los datos de la Figura 7.4.b, es posible calcular el factor de carga (Fc) usando la ecuación (7.21). Este factor será importante más adelante para dimensionar los sistemas de generación de energía eléctrica.

$$D_{E,k,1} = (P_{media}/UL_k) * UL_{12,k} * 24; D_{E,caso1,1} = 0,13406_{[kW/usuario]} * 234_{[usuarios]} * 24_{[h]}; \quad (7.20)$$

$$D_{E,caso1,1} = 752,9 [kWh/dia]$$

$$Fc = P_{media}/P_{max}; Fc = \left(\frac{752,9_{[kWh]}}{24_{[h]}} \right) / 46,23_{[kW]} = 31,37_{[kW]} / 46,23_{[kW]}; Fc = 0,678 \quad (7.21)$$

Por otro lado, para el cálculo de la tasa de crecimiento de la demanda del caso 1 se desarrolló el paso a paso descrito en la sección 6.2.3.1 usando la información de la localidad de referencia.

Paso de 1 a 3: El historial de consumo mensual de Solano puede ser visto en la Figura 7.5, de allí se tomaron los rangos de datos que tienen una hora de cobertura constante (línea punteada) y se calculan las funciones que definen cada sección. Como se muestra en la ecuación (7.22), donde $D_{E,Solano,n}$ es la demanda energética para el periodo n (mes).

Como las horas de cobertura no son las mismas para los tres periodos escogidos, se toma el promedio de las pendientes de cada sección como tasa de crecimiento promedio de la demanda en la localidad. Para calcular la función de la demanda proyectada de los usuarios de Solano (ver ecuación (7.23)) solamente se toman en cuenta los últimos periodos que tienen cobertura de 24 horas (es decir desde 01/09/2016). Con esta función se puede calcular la demanda promedio del municipio para $n=1$ (demanda primer mes), para $n=90$ meses (7,5 años) y $n=180$ (15 años). Ver ecuaciones (7.24), (7.25) y (7.26) respectivamente.

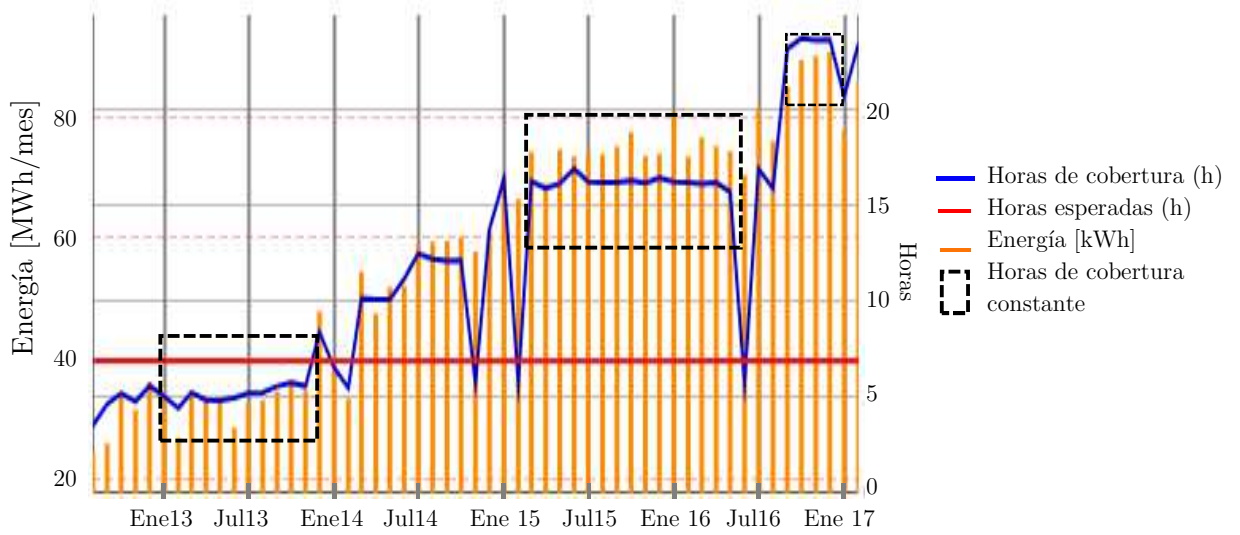


Figura 7.5. Historial de consumo eléctrico y horas de cobertura en Solano, Solano, Caquetá
Fuente: adaptado de [171].

$$D_{E,Solano,n} = \begin{cases} 0,1687 n + 30,826 & 3 \leq n \leq 16 \text{ [MWh]} \\ 0,8167 n + 40,682 & 30 < n \leq 45 \text{ [MWh]} \\ 0,65 n + 55,913 & 50 < n \leq 55 \text{ [MWh]} \end{cases} \quad (7.22)$$

$$D_{E,Solano,n} = \left(\frac{0,1687 + 0,8167 + 0,65}{3} \right) n + 84,0345 \text{ [MWh]} \quad (7.23)$$

$$D_{E,Solano,(1mes)} = (0,5451 * 1) + 84,0345; \quad D_{E,Solano,(90meses)} = 84579,6 \text{ [kWh]} \quad (7.24)$$

$$D_{E,Solano,(90meses)} = (0,5451 * 90) + 84,0345; \quad D_{E,Solano,(90meses)} = 133096,5 \text{ [kWh]} \quad (7.25)$$

$$D_{E,Solano,(180meses)} = (0,5451 * 180) + 84,0345; \quad D_{E,Solano,(180meses)} = 182158,5 \text{ [kWh]} \quad (7.26)$$

Paso 4: Los datos de los pasos 1 a 3 son usados en la ecuación (6.27) para el cálculo de la tasa de crecimiento de la demanda a 180 meses (es decir 15 años) (ver ecuación (7.27)). Luego se calcula la tasa de crecimiento aritmético anual (ver ecuación (7.28)) y con esta se determina el crecimiento aritmético de la demanda para 7,5 años (ver ecuación (7.29)).

$$F_{cre,(180meses)} = (D_{E,solano,(180meses)} - D_{E,solano,(1mes)}) / D_{E,solano,(1mes)} ; \quad (7.27)$$

$$F_{cre,(180meses)} = F_{cre,(15 años)} = (182158,5 - 84579,6) / 84579,6 = 1,1537 = 115,37\%;$$

$$r^{(anual)} = \frac{F_{cre,(15 años)}}{15}; \quad r^{(anual)} = 0,0769 ; \quad r^{(anual)} = 7,69\% \quad (7.28)$$

$$F_{cre,(7,5 años)} = 0,0769 * 7,5; \quad F_{cre,(7,5 años)} = 0,57685 = 57,685\%; \quad (7.29)$$

Luego de obtener la tasa de crecimiento de la demanda para los 7,5 y los 15 años de la localidad de referencia se procede a usar este dato para calcular la demanda proyectada del caso 1 a los 7,5 años (ver ecuación (7.30)) y a los 15 años (ver ecuación (7.31)).

$$D_{E,casol,(7,5 \text{ años})} = (D_{E,casol,1}) * (1 + F_{cre,(7,5 \text{ años})}) = (752,54) * (1 + 0,57685) \left[\frac{kWh}{\text{día}} \right] \quad (7.30)$$

$$D_{E,casol,(7,5 \text{ años})} = 1186,64 \left[\frac{kWh}{\text{día}} \right]$$

$$D_{E,casol,(15 \text{ años})} = (752,54) * (1 + 1,1537) = 1620,78 \left[\frac{kWh}{\text{día}} \right] \quad (7.31)$$

7.4.3 Estimación de la energía de autoconsumo de la planta y la demanda eléctrica total insatisfecha (DETI)

Siguiendo la metodología se debe incluir el autoconsumo energético de la planta de biogás para completar la estimación de la DETI que debe suplir el SGEB. Debido a que la energía E_{ac} es asumida en este trabajo como un factor de la energía generada, para calcular la DETI se usa la ecuación (6.37). Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 7.8.

Tabla 7.8. $DETI_{py}$ para el caso 1

Descripción	Ecuación
DETI para los 7,5 años	$DETI_{py,k,n} = \frac{D_{E,k,n}}{1 - F_{ac}}; DETI_{py,casol,(7,5 \text{ años})} = \frac{1186,64}{1 - 0,07} = 1275,96 \left[\frac{kWh}{\text{día}} \right]$ (7.32)
DETI para los 15 años	$DETI_{py,casol,(15 \text{ años})} = \frac{1620,78}{1 - 0,07} = 1742,74 \left[\frac{kWh}{\text{día}} \right]$ (7.33)

Fuente: autores.

A pesar de este resultado, calcular la $DETI_{py,casol}$ para los 7,5 años no es suficiente para definir la capacidad del MCBE ya que este es un valor de energía y se requiere conocer el valor de potencia máxima. Por esta razón, la $DETI_{py,casol}$ es dividida en un periodo de 24 horas para obtener la potencia promedio diaria. Después se usa el factor de carga (Fc) para la localidad de referencia (0,678). Asumiendo este Fc para el caso 1 se puede estimar la potencia máxima demanda de la localidad de *San Juan de Caquetania* a los 7,5 años (ver ecuación (7.34)) y a los 15 años (ver ecuación (7.35)).

$$P_{max_{py},7,5 \text{ años}} = P_{media,py}/Fc = \left(\frac{1275,96}{24} \right) / 0,678 ; P_{max_{py},7,5 \text{ años}} = 78,41 [kW] \quad (7.34)$$

$$P_{max_{py},15 \text{ años}} = P_{media,py}/Fc = \left(\frac{1742,74}{24} \right) / 0,678 ; P_{max_{py},15 \text{ años}} = 107,1 [kW] \quad (7.35)$$

7.4.4 Construcción de las FGE lineales con variaciones en las dimensiones del reactor

Para aproximar la cantidad de residuo necesario para abastecer la $DETI_{py}$ se usan las funciones de generación de electricidad (FGE) construidas siguiendo las indicaciones de la sección 6.2.3.5. El porcentaje de residuo inicial (a_n) fue definido como 0,1%, lo que equivale a 6620,3 kg/día, y la tasa de aumento del residuo (Δ) se fijó en 0,1 %. La estimación de la producción de metano fue simulada siguiendo el mismo procedimiento expuesto en el anexo F.3. Esta relación es lineal debido a que el volumen del reactor es escalado conforme aumenta el caudal de entrada y fue calculado usando las ecuaciones de la Tabla 7.2. La tasa de producción de metano fue multiplicada por el PCI del metano (50014 kJ/kg) y dividida en 3600 para obtener el contenido energético máximo del metano producido en kWh.

Posteriormente, se calculó el P_{tec} para cada módulo de conversión biogás electricidad usando las mismas ecuaciones de la sección 7.2. Las eficiencias fueron definidas de acuerdo a los datos de la Tabla 4.7 como 50%, 40% y 30 % para los MCBE basados en CC, MCI y TG, respectivamente. En la Figura 7.6 se pueden observar

las FGE resultantes para el caso 1. Los puntos 1, 2 y 3 corresponden a la intersección entre el Ptec de cada MCBE y la $DETI_{py,(7,5\text{años})}$. Como se mencionó previamente, este proceso se realizó variando el volumen del reactor para cada porcentaje de residuo.

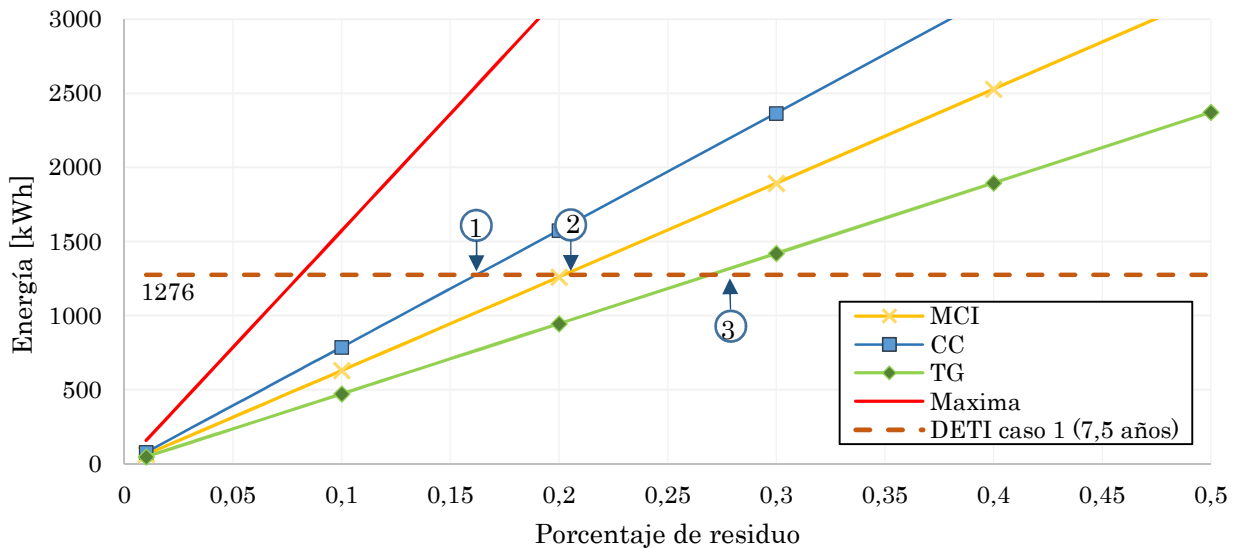


Figura 7.6. FGE para el caso 1 *San Juan de Caquetania*

Nota: la recta llamada *máxima* hace referencia al contenido energético máximo del metano producido.

Fuente: autores

Con el propósito de identificar la cantidad de residuo que es necesario para suplir la DETI proyectada en los 7,5 años (1276 kWh/día) basta con encontrar el punto de intersección entre las funciones de cada MCBE y la DETI. En la Tabla 7.9 se presentan todos los puntos de intersección, junto con el caudal de diseño y las dimensiones del reactor para sistema de generación de energía eléctrica a partir de biogás (SGEB).

Tabla 7.9. Cantidad de residuo necesario para abastecer la DETI de *San Juan de Caquetania* a los 7,5 años y características de diseño del reactor.

Punto de intersección	MCBE	Porcentaje de residuo[%]	Cantidad de estiércol [kg/día]	Caudal de entrada [m ³ /día] ^a	Volumen líquido [m ³]	Volumen de la cúpula de gas [m ³]	Tasa de producción de metano [kg CH ₄ /día]
DETI 7,5 años	1	CC	10740,36	21,48	524,93	174,97	183,66
	2	MCI	13393,78	26,78	654,61	218,20	229,54
	3	TG	17816,16	35,63	870,75	290,25	306,15

Nota: ^aes tomado como el caudal de diseño con una relación de mezcla con agua de 1:1.

Fuente: autores

La cantidad de residuo a recolectar es un parámetro muy importante ya que al requerir menos residuo los costos operativos de transporte se reducen. Desde un punto de vista técnico, el mejor módulo de conversión biogás electricidad es el basado en las CC ya que solo necesita 10,7 toneladas diarias de estiércol para producir 183,66 [kg CH₄/día], con los cuales se abastecería toda la localidad de *San Juan de Caquetania*.

7.4.5 Construcción de las FGE no lineales bajo condiciones de diseño del reactor constantes.

Al conocer el volumen y el caudal de diseño para cada MCBE se debe estimar la producción de biogás para diferentes porcentajes de residuo. Con el fin de obtener las FGE bajo condiciones físicas del reactor constante y determinar la cantidad de residuo necesario para abastecer la demanda en inicial, la $DETI_{py,(7,5\text{ años})}$ y la

DETI_{py,(15 años)}, del proyecto SGEB. Esto se realiza siguiendo los lineamientos presentados en la sección 6.2.3.6 y aplicando la metodología de la Figura 6.11.

En la Figura 7.7, se puede observar la FGE para la CC cuando no se varía el tamaño del reactor. En esta figura se usan los puntos A, B y C para representar los cruces de la energía generada con la demanda total insatisfecha inicial (punto A), la DETI a los 7,5 años (punto B) y DETI a los 15 años (punto C). Además, se incluye la producción de CH₄ del segundo reactor que debe ser construido en la segunda etapa del proyecto (a los 7,5 años), el cual debe ser construido con las mismas características del primero. Por esta razón, después del punto B se adiciona la producción del segundo reactor. Para este caso se observa que con 0,087% del residuo es posible abastecer la DETI inicial de la localidad con 809,18 kWh, mientras que con el 0,207% del residuo es suficiente para abastecer la DETI proyectada a 15 años. Si se compara con los resultados obtenidos con las FGE lineales, para la DETI a 7,5 años el porcentaje de residuo sigue siendo 0,162%.

Por su parte, las FGE para el MCI y la TG son presentadas en la Figura 7.8 y en la Figura 7.9, respectivamente. En el eje derecho de estas figuras se presenta la producción de CH₄ para cada porcentaje de residuo, mientras las intersecciones con sus respectivos valores pueden consultarse en la Tabla 7.10.

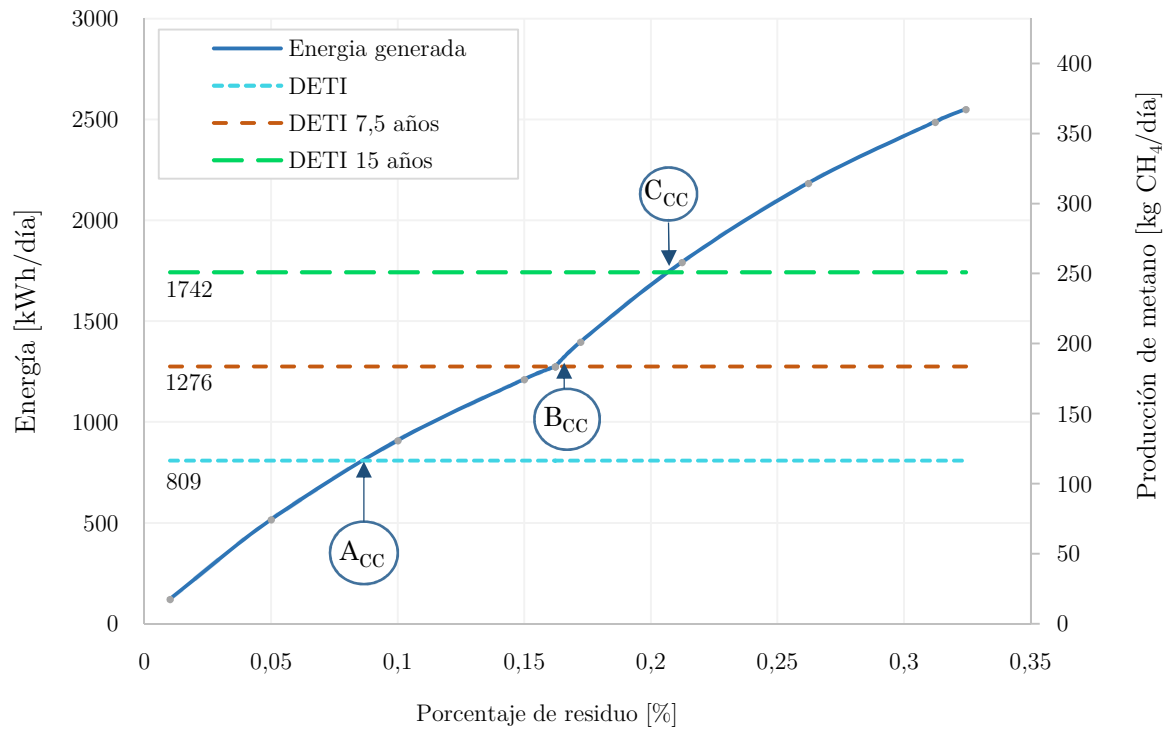


Figura 7.7. FGE para una celda de combustible (CC) con $V_{liq}=524,93$ [m³] y $V_{gas}=174,97$ [m³] para el caso 1
 Nota: A_{cc}, B_{cc} y C_{cc} se refiere a la intersección del Ptec del MCBE basado en celdas de combustible (SOFC), con la DETI₍₀₎, DETI_{py,(7,5años)} y DETI_{py,(15años)} respectivamente. Fuente: autores

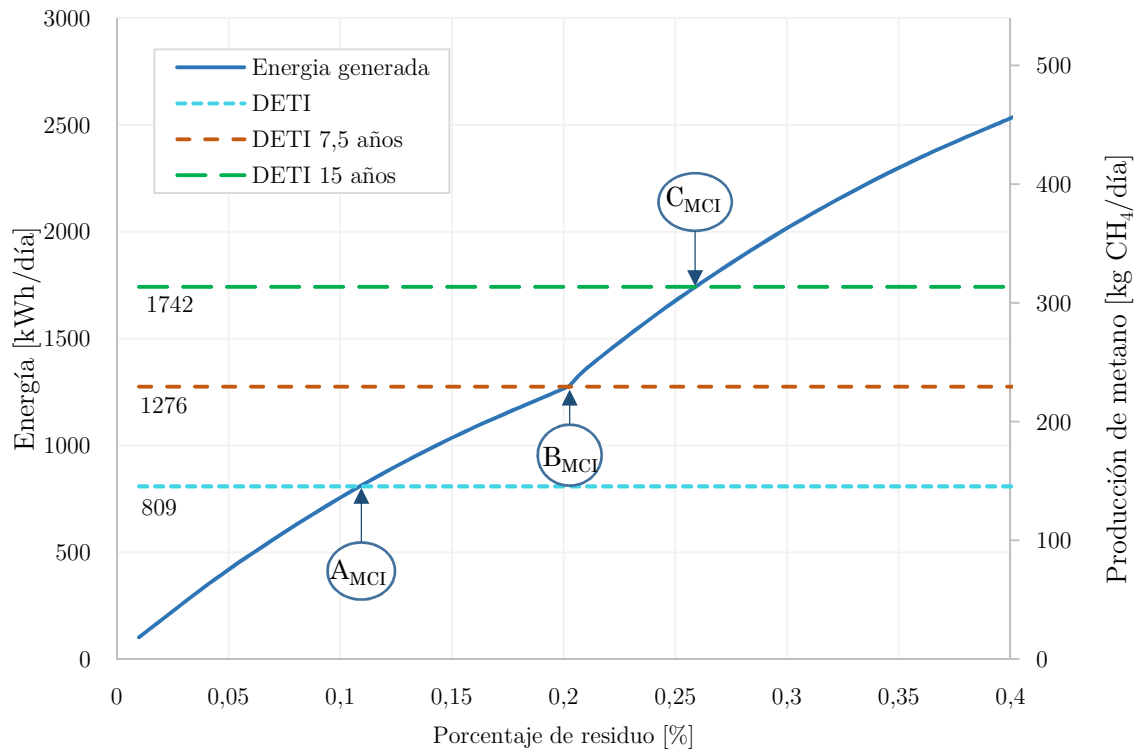


Figura 7.8. FGE para el motor de combustión interna (MCI) con $V_{liq} = 654,61 [m^3]$ y $V_{gas} = 218,2 [m^3]$ para el caso 1
 Nota: Los puntos A_{MCI} , B_{MCI} y C_{MCI} se refiere a la intersección del Ptec del MCBE basado en motores de combustión interna, con la $DETI_{(0)}$, $DETI_{py,(7,5años)}$ y $DETI_{py,(15años)}$ respectivamente. Fuente: autores

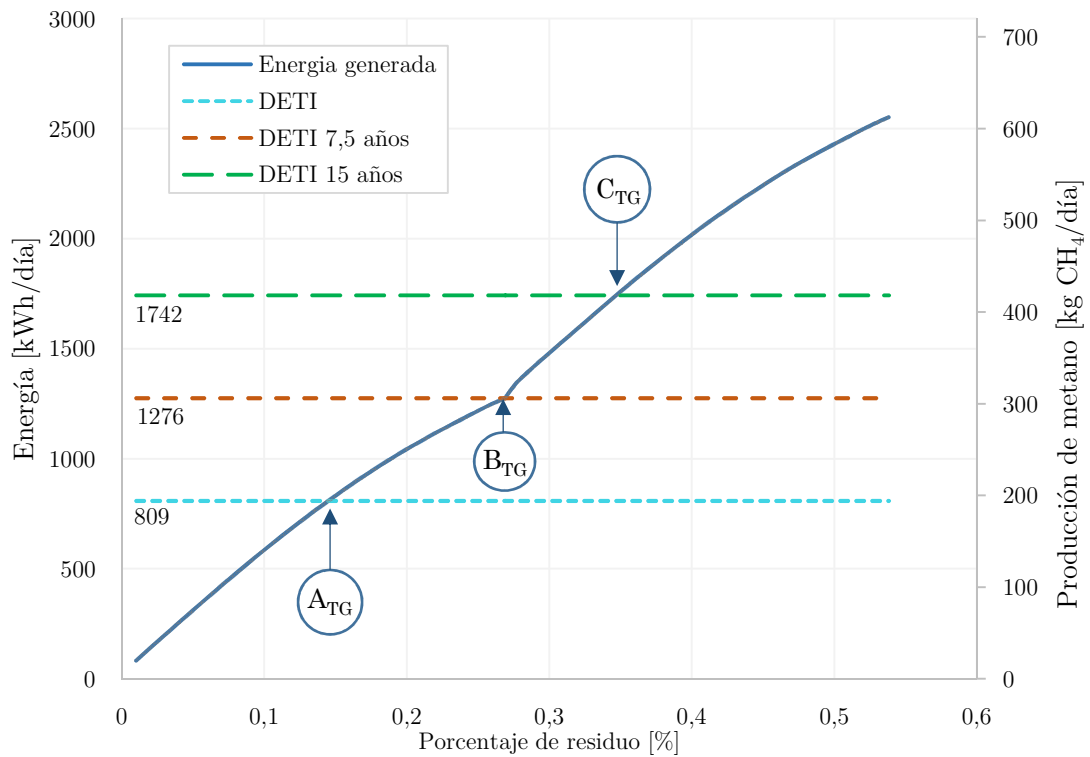


Figura 7.9. FGE para la turbina de gas (TG) con $V_{liq} = 870,75 [m^3]$ y $V_{gas} = 290,25 [m^3]$ para el caso 1
 Nota: Los puntos A_{TG} , B_{TG} y C_{TG} se refiere a la intersección del Ptec del MCBE basado en turbinas a gas, con la $DETI_{(0)}$, $DETI_{py,(7,5años)}$ y $DETI_{py,(15años)}$ respectivamente. Fuente: autores

Tabla 7.10. Cantidad de residuo necesario para abastecer la demanda inicial, la DETI de 7,5 años y la DETI de 15 años sin variar el volumen del reactor para el caso 1

Punto de intersección	Porcentaje de residuo[%]	Cantidad de estiércol necesario [kg/día]	Metano producido [kg CH ₄ /día]
CC	A	5759,72	117,61
	B	10740,36	183,66
	C	13704,17	212,89
MCI	A	7216,20	145,71
	B	13393,79	229,54
	C	16934,91	265,28
TG	A	9599,536	194,173
	B	17816,17	306,154
	C	22972,68	354,634

Nota: ^aes tomado como el caudal de diseño con una relación de mezcla con agua de 1:1.

Fuente: autores

En función de la eficiencia, que está asociada a la menor cantidad de residuo necesario para satisfacer la demanda eléctrica, la mejor alternativa sería la CC ya que requiere menos cantidad de residuo. Según los resultados obtenidos, para suplir la demanda inicial bastarían 5759,72 kg/día de estiércol, a los 7,5 años sería necesario recolectar 10740,36 kg/día y a los 15 años se requeriría acopiar 13704,17 kg/día (ver Tabla 7.10). Esto quiere decir que a medida que el tiempo de funcionamiento de la planta avance, se debe aumentar paulatinamente el caudal de entrada para aumentar la producción de metano.

Aunque las CC requieren una menor cantidad de residuo, para producir la misma cantidad de energía eléctrica esta opción puede no ser la más viable si se tienen en cuenta los aspectos económicos. Por esta razón, se debe plantear una evaluación económica que incluya los costos de inversión, operación y mantenimiento para seleccionar la alternativa óptima. Debido a que la evaluación económica de un proyecto de SGEB no hace parte de los objetivos del presente trabajo se recomienda abordar este aspecto en un trabajo futuro.

7.4.6 Dimensionamiento de los módulos de conversión biogás electricidad (MCBE)

Teniendo un estimado de la potencia máxima a los 7,5 años es posible seleccionar la capacidad nominal de las los MCBE. Es importante aclarar que esta selección está limitada por las especificaciones técnicas disponibles comercialmente para cada módulo de conversión. A modo de ejemplo, en la Tabla 7.11 se presentan algunas opciones que pueden ser consideradas para la instalación de un SGEB en la localidad de *San Juan de Caquetania*.

En este punto, para elegir una u otra tecnología se han tenido en cuenta los criterios de comparación planteados en la sección 6.2.3.7. Estos criterios incluyen el menor número de unidades requeridas y el mejor estado de carga del generador (alta cargabilidad). Para el caso del MCBE basado en motores de combustión interna, la mejor alternativa es el motor *MAN E0836*, ya que basta con un solo motor trabajando al 97,4% de su capacidad nominal para alimentar toda la demanda a los 15 años. En el caso de usar microturbinas de gas, la opción que sobresale es la que emplea dos Capstone C60. Por otro lado, la información comercial disponible de las SOFC es muy limitada, pero gracias a la modularidad de la tecnología se pueden instalar varios rangos de potencia con equipos proporcionados por un solo fabricante. En este último caso, la referencia más adecuada sería la celda bloomenergy ES 5400 con capacidad nominal de 100 kW. Sin embargo, al comparar los tres tipos de MCBE, la alternativa recomendada sería el módulo basado en el MCI *MAN E0836*.

Tabla 7.11. Dimensionamiento de los módulos de conversión para el caso 1

Caso	Módulo de conversión basado en:	Opción	Referencia	Potencia nominal [kW]	Unidades necesarias para cada etapa del proyecto		% de Carga del generador(es)	
					7,5 años	15 años	7,5 años	15 años
					Pmax demandada 78,51 [kW]	Pmax demandada 107,1 [kW]		
1	MCI	1	CAT: G3306 ^a	76	2	2	51,65	70,5
		2	Man: E0836 ^a	110	1	1	71,3	97,4
	TG	1	Capstone C60 HP o LP ^b	60	2	2	65,3	89,3
		2	Siemens SGT100 ^b	100	1	2	78,4	53,6
	SOFC	1	Bloomenergy ES 5400 ^b	100	1	2	78,4	53,6
		2	Greenlight innovation FCATS X series	25	4	5	78,4	85,7

Nota: ^a funciona con biogás, gas natural o metano ^b funciona con gas natural o metano.

Fuente: autores

7.5 RESULTADOS FASE III CASO 2 – EL PORVENIR – PUERTO GAITÁN

El caso 2 sigue el mismo paso a paso que el caso 1, las principales diferencias son que al simular la producción de biogás con el ADM1 se ingresa una composición de residuo porcino tomada de [53] y que la localidad de referencia seleccionada para caracterizar la demanda es Mapiripán.

7.5.1 Caracterización del caso de estudio

Puerto Gaitán es un municipio ubicado en el departamento del Meta. Posee una extensión de 17492 [km²], 18792 habitantes, una temperatura promedio de 26,7 °C y está a una altura de 149 msnm [186], [187]. Este municipio cuenta con gran recurso hídrico y condiciones climáticas adecuadas para la “producción agrícola, piscícola, pecuaria y forestal, generando grandes proyectos agroindustriales en cultivos de arroz, maíz, soya, plátano, yuca, palma africana, caucho, pino y ganadería de carne, cría y levante” [190]. Asimismo, es uno de los municipios con mayor extensión territorial a nivel nacional (17.499 km²), donde más del 99% del territorio es zona rural, lo que demuestra su potencialidad de crecimiento a partir de proyectos productivos que aprovechen los recursos disponibles.

En cuanto a la prestación del servicio de energía eléctrica, el municipio cuenta con una cobertura en el área urbana del 95% (6032 suscriptores) y se encuentra en un proceso de ampliación de cobertura hacia el sector rural. Sin embargo, debido a la dispersión poblacional en la zona rural, ha sido difícil ampliar el suministro de energía lo que impide el acceso a las comunicaciones y salud entre otras [190]. Cuenta solamente con dos localidades ZNI, una es *El porvenir* catalogado como ZNI tipo 1 con 582 usuarios y que tiene 6 horas de cobertura de acuerdo a los datos del CNM, y la otra ZNI es *Puerto Trujillo* catalogado como tipo 3 con 82 usuarios. Ninguna de estas localidades cuenta con datos de telemetría.

7.5.2 Estimación de la demanda de los usuarios proyectada a 15 años

Debido a la falta de datos de consumo eléctrico y caracterización de la demanda de *El Porvenir* (caso 2) es necesario seleccionar una localidad cercana de referencia que cuente con datos de telemetría. Con esta información se puede obtener un aproximado de la relación potencia promedio por usuarios (P_{media}/UL_k) y datos como el factor de carga y el crecimiento de la demanda para un periodo de proyección n .

La localidad de referencia para el caso 2 es Mapiripán, Meta, debido a que es la única localidad con telemetría del Meta. Su curva de carga promedio diaria mensual es presentada en la Figura 7.10.a. En este caso, la potencia promedio está en color rojo (137,325 [kW]). Para determinar P_{media}/UL_k se divide la curva de carga en el número de usuarios de la localidad de referencia (511) (ver Figura 7.10.a) y se multiplica por el número de usuarios de *El porvenir* (582), con el propósito de obtener la curva de carga promedio diaria del caso 2. Los resultados de esta aproximación se pueden observar en la Figura 7.10.b.

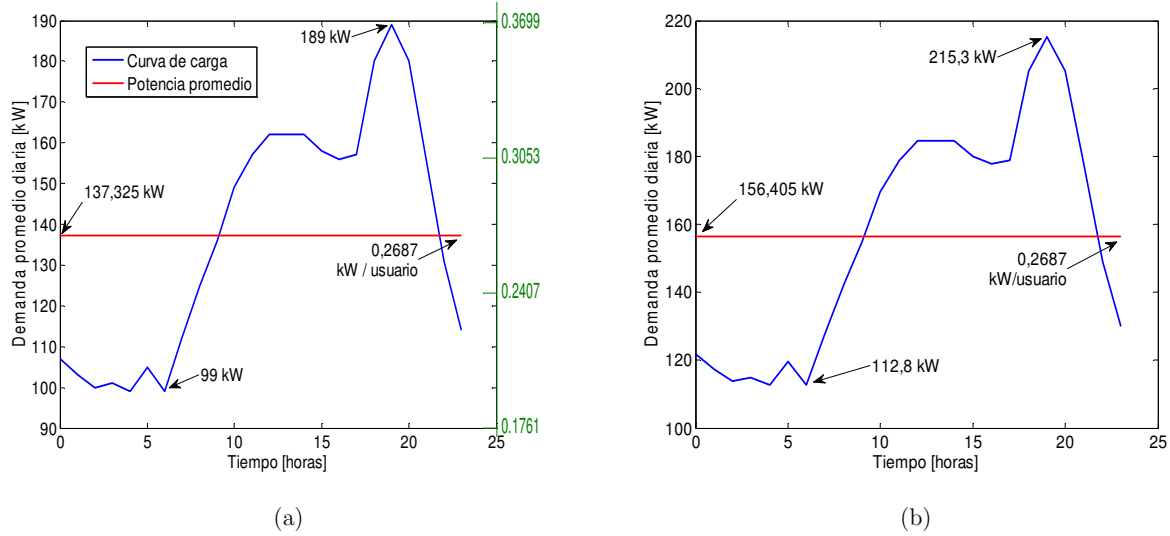


Figura 7.10. (a) Curva de carga promedio diaria mensual para Mapiripán junio 2017 (b) Curva de carga estimada del primer mes para el caso 2: *El Porvenir*.
Fuente: autores, datos tomados de [189]

En la Figura 7.10.b. se resaltan los siguientes datos iniciales (año0, mes 1): P_{media}/UL_{casoP} (0,2687 [kW/usuario]), la potencia máxima ($P_{máxima}=215,3$ [kW]) y la potencia promedio ($P_{promedio}= 156,405$ [kW]). Con la P_{media}/UL_{caso2} y el número de usuarios de *El porvenir* se puede determinar la demanda inicial promedio de los usuarios ($D_{E,caso2,1}$) aplicando la ecuación (7.36). Asimismo, con los datos de la Figura 7.10.b, es posible calcular el factor de carga (Fc) usando la ecuación (7.37).

$$D_{E,k,1} = (P_{media}/UL_k) * UL_{12,k} * 24 ; D_{E,caso2,1} = 0,2687_{[kW/usuario]} * 582_{[usuarios]} * 24_{[h]} \quad (7.36)$$

$$D_{E,caso2,1} = 3753,201 [kWh/dia] \quad (7.37)$$

$$Fc = P_{media}/P_{max} ; Fc = 156,405_{[kW]}/215,3_{[kW]} ; Fc = 0,7265$$

Ahora es necesario calcular la tasa de crecimiento de la demanda para el caso 2. Este valor fue calculado siguiendo el paso a paso descrito en la sección 6.2.3.1 usando la información de la localidad de referencia

Paso 1 a 3: En la Figura 7.11 se presenta el historial de consumo eléctrico de Mapiripán, de allí se toman dos rangos con pendientes de crecimiento diferentes y se calculan líneas de tendencia que representen ese comportamiento. Estas funciones son presentadas en la ecuación (7.38).

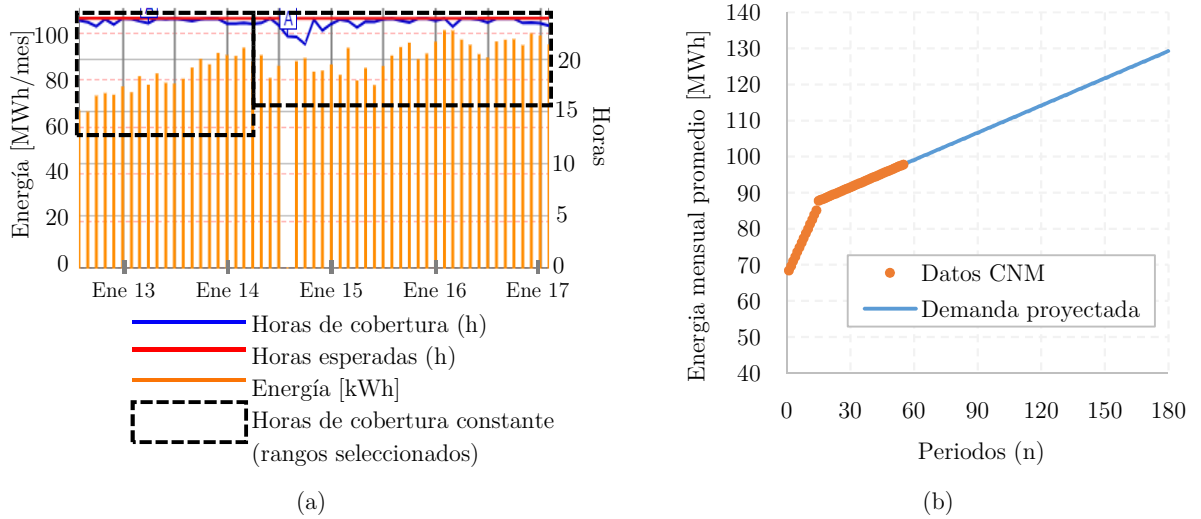


Figura 7.11. (a) Historial de consumo eléctrico y horas de cobertura en Mapiripán. (b) Proyección de la demanda
Fuente: adaptado de [171].

$$D_{E,Mapiripán,n} = \begin{cases} 1,2849 n + 67,062 & 1 \leq n \leq 14 \text{ [MWh]} \\ 0,2516 n + 83,899 & n > 14 \text{ [MWh]} \end{cases} \quad (7.38)$$

Donde $D_{E,Mapiripán,n}$ es la demanda energética promedio para un periodo n (mes). Usando esta función a trozos es posible calcular la demanda inicial con la ecuación (7.39) y el consumo eléctrico proyectadas para los 7,5 años (90 meses) y 15 años (180 meses). Ver ecuaciones (7.40) y (7.41), respectivamente.

$$D_{E,Mapiripán,(1)} = (1,2849 * 1) + 67,062; D_{E,Mapiripán,(1)} = 68,3469 \text{ [MWh]} = 68346,9 \text{ [kWh]} \quad (7.39)$$

$$D_{E,Mapiripán,(90)} = (0,2516 * 90) + 83,899; D_{E,Mapiripán,(90)} = 106543 \text{ [kWh]} \quad (7.40)$$

$$D_{E,Mapiripán,(180)} = (0,2516 * 180) + 83,899; D_{E,Mapiripán,(180)} = 129187 \text{ [kWh]} \quad (7.41)$$

Paso 4: los datos de los pasos 1 a 3 son usados para calcular la tasa de crecimiento de la demanda a 180 meses (es decir 15 años) con la ecuación (7.42). Luego se calcula la tasa de crecimiento aritmético anual con la ecuación (7.43) y con esta se determina el crecimiento de la demanda para 7,5 años (ver ecuación(7.44)).

$$F_{cre,(180meses)} = (D_{E,Mapiripán,(180meses)} - D_{E,Mapiripán,(1mes)}) / D_{E,Mapiripán,(1mes)}; \quad (7.42)$$

$$F_{cre,(180meses)} = F_{crecimiento(15 años)} = (129187 - 68346,9) / 68346,9 = 0,8901;$$

$$r_{(anual)} = \frac{F_{cre(15 años)}}{15}; r_{(anual)} = 0,0593; r_{(anual)} = 5,93\% \quad (7.43)$$

$$F_{cre,(7,5 años)} = 0,0593 * 7,5 = 0,445; F_{cre,(7,5 años)} = 44,5\% \quad (7.44)$$

Luego de obtener la tasa de crecimiento de la demanda para los 7,5 y los 15 años de la localidad de referencia (Mapiripán) se procede a usar esta información para calcular la demanda proyectada del caso 2: *El porvenir* (EP) a los 7,5 años (ver ecuación (7.45)) y a los 15 años (ver ecuación (7.46)).

$$D_{E,caso2,(7,5 años)} = (D_{E,caso2,1}) * (1 + F_{cre(n)}) = (3753,201) * (1 + 0,445) = 5423,37 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{día}} \right] \quad (7.45)$$

$$D_{E,caso2,(15 \text{ años})} = (3753,201) * (1 + 0,8901) = 7093,92 \left[\frac{kWh}{\text{día}} \right] \quad (7.46)$$

7.5.3 Estimación de la energía de autoconsumo de la planta y la demanda eléctrica total insatisfecha (DETI)

Siguiendo la metodología se debe incluir el autoconsumo energético de la planta de biogás para completar la estimación de la DETI que debe suplir el SGEB. Debido a que la E_{ac} es asumida en este trabajo de grado como un factor de la energía generada, para calcular la DETI se usa la ecuación (6.37). Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 7.12.

Tabla 7.12. Ecuaciones utilizadas para el cálculo de la $DETI_{py}$ en el caso 2

Descripción	Ecuación
DETI para los 7,5 años	$DETI_{py,k,n} = \frac{D_{E,k,n}}{1 - F_{ac}} ; DETI_{py,caso2,(7,5 \text{ años})} = \frac{5423,37}{1 - 0,07} = 5831,58 \left[\frac{kWh}{\text{día}} \right]$ (7.47)
DETI para los 15 años	$DETI_{py,caso2,(15 \text{ años})} = \frac{7093,92}{1 - 0,07} = 7627,87 \left[\frac{kWh}{\text{día}} \right]$ (7.48)

Fuente: autores.

A pesar de este resultado, calcular la $DETI_{py,caso2}$ para los 7,5 años no es suficiente para definir la capacidad del MCBE, ya que este es un valor de energía y se requiere conocer el valor de potencia máxima en un día promedio ($P_{max,py,caso2}$). Por esta razón, en las ecuaciones (7.49) y (7.50) para el cálculo de la $P_{max,py,caso2}$, primero la $DETI_{py,caso2}$ es dividida en un periodo de 24 horas y luego multiplicada por un F_c igual a 0,7265 calculado previamente con la ecuación (7.37).

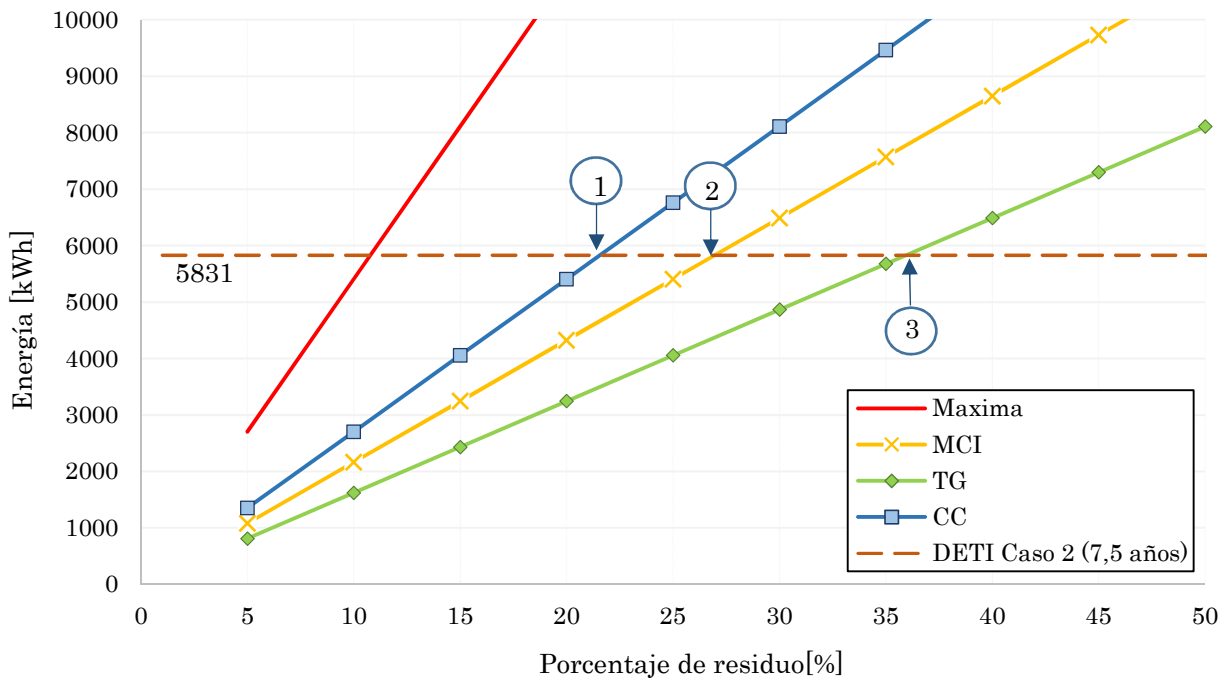
$$P_{máx_{py},7,5 \text{ años}} = P_{media,py}/F_c = \left(\frac{5831,58}{24} \right) / 0,7265 ; P_{máx_{py},(7,5)} = 334,45 [kW] \quad (7.49)$$

$$P_{máx_{py},15 \text{ años}} = P_{media,py}/F_c = \left(\frac{7093,92}{24} \right) / 0,7265 ; P_{máx_{py},(15 \text{ años})} = 406,85 [kW] \quad (7.50)$$

7.5.4 Construcción de las FGE lineales con variaciones en las dimensiones del reactor

Para aproximar la cantidad de residuo necesario para abastecer la $DETI_{py}$ se usan las FGE construidas siguiendo las indicaciones de la sección 6.2.3.5. El porcentaje de residuo inicial (a_n) fue definido como 1%, lo que equivale a 3160,14 kg/día y la tasa de aumento del residuo (Δ) se fijó en 1 %. La estimación de la producción de metano fue simulada siguiendo el mismo procedimiento expuesto en el anexo F.3. Esta relación es lineal debido a que el volumen del reactor es escalado conforme aumenta el caudal de entrada. Es decir, que para cada porcentaje de residuo el volumen del reactor fue calculado usando las ecuaciones de la Tabla 7.2. En la Figura 7.6 se pueden observar las FGE resultantes para el caso 2. La tasa de producción de metano fue multiplicada por el PCI del metano (50014 kJ/kg) y dividida en 3600 para obtener el contenido energético máximo del metano producido en kWh.

Posteriormente, se calculó el P_{tec} para cada módulo de conversión biogás electricidad usando las mismas ecuaciones de la sección 7.2. Las eficiencias fueron definidas de acuerdo a los rangos de la Tabla 4.7 como 50%, 40% y 30 % para los MCBE basados en CC, MCI y TG, respectivamente. En la Figura 7.12 se pueden observar las FGE resultantes para el caso 2. Los puntos 1, 2 y 3 corresponden a la intersección entre el P_{tec} de cada MCBE y la $DETI_{py,(7,5 \text{ años})}$. Como se mencionó previamente, este proceso se realizó variando el volumen del reactor para cada porcentaje de residuo.

Figura 7.12. FGE para el caso 2 – *El Porvenir*

Nota: la recta llamada *máxima* hace referencia al contenido energético máximo del metano producido.

Fuente: autores

Con el propósito de identificar la cantidad de residuo que es necesario para suplir la DETI proyectada en los 7,5 años (5831 kWh/día) basta con encontrar el punto de intersección entre las funciones de cada MCBE y la DETI. En la Tabla 7.13 se presentan todos los puntos de intersección, junto con el caudal de diseño y las dimensiones del reactor para sistema de generación de energía eléctrica a partir de biogás (SGEB).

Tabla 7.13. Cantidad de residuo necesario para abastecer la DETI de *El Porvenir* a los 7,5 años

Punto de intersección	MCBE	Porcentaje de residuo[%]	Cantidad de estiércol [kg/día]	Caudal de entrada [m ³ /día] ^a	Volumen líquido [m ³]	Volumen de la cúpula de gas [m ³]	Tasa de producción de metano [kg CH ₄ /día]
DETI	1	CC	21,569	68162,09	136,32	3331,39	838,3
7,5 años	2	MCI	26,965	85215,94	170,43	4164,89	1051,1
	3	TG	35,96	113639,02	227,27	5554,061	1397,1

Nota: ^aes tomado como el caudal de diseño con una relación de mezcla con agua de 1:1.

Fuente: autores.

Desde un punto de vista técnico, al igual que el caso 1 (sección 7.4.4) el mejor MCBE es el basado en celdas de combustible, ya que con un porcentaje de residuo de 21,56 % se pueden producir 838,3 [kg CH₄/día], con los cuales se abastecería toda la localidad de *El porvenir*.

7.5.5 Construcción de las FGE bajo condiciones de diseño del reactor constantes.

Al conocer el volumen y el caudal de diseño para cada MCBE se debe estimar la producción de biogás para diferentes porcentajes de residuo. Con el fin de obtener las FGE bajo condiciones físicas del reactor constante y determinar la cantidad de residuo necesario para abastecer la demanda en inicial, la DETI_{py,(7,5 años)} y la DETI_{py,(15 años)}, del proyecto SGEB. Esto se realiza siguiendo los lineamientos presentados en la sección 6.2.3.6 y aplicando la metodología de la Figura 6.11.

En la Figura 7.13, se puede observar la FGE para la CC cuando no se varía el tamaño del reactor. En esta figura se observa que con 13,4% del residuo es posible abastecer la DETI inicial de la localidad de 4035 kWh, con el 21,56% se abastece la DETI de 7,5 años y con el 27,1% se abastece la DETI de los 15 años. Aunque estos valores superen el F_{rec} de 12.5 %, algunas referencias como la [164] plantean que en caso de que la industria porcina sea muy intensiva se podría llegar a seleccionar un F_{rec} de 85%.

Por su parte, las FGE para el MCI y la TG son presentadas en la Figura 7.14 y en la Figura 7.15, respectivamente. En el eje derecho de estas figuras se presenta la producción de CH_4 para cada porcentaje de residuo, mientras las intersecciones con sus respectivos valores pueden consultarse en la Tabla 7.14.

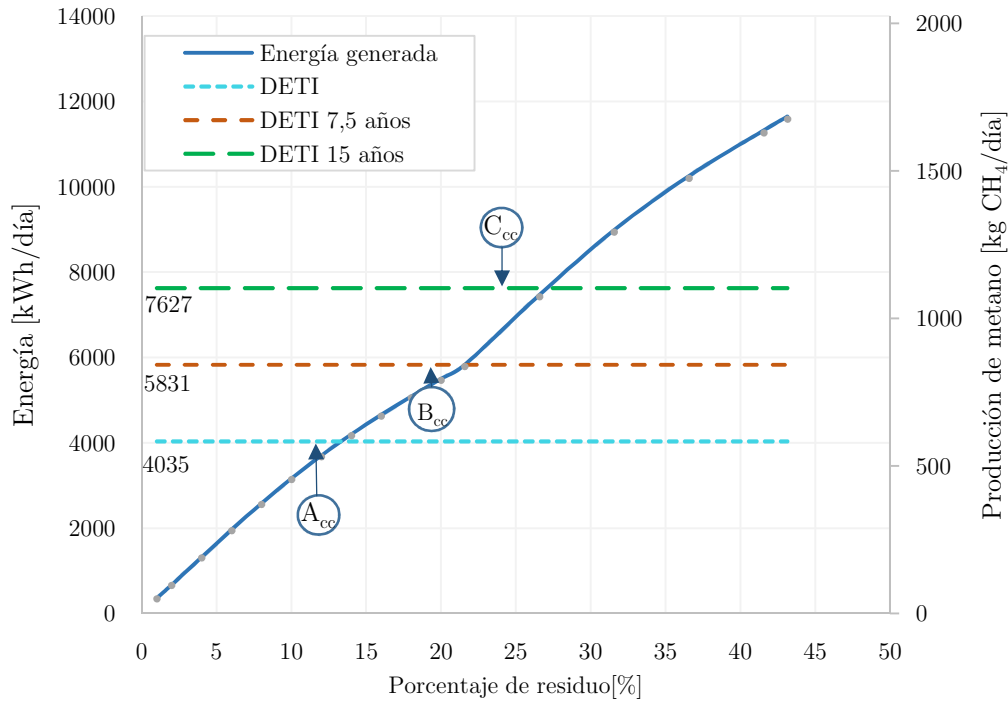


Figura 7.13. FGE para la SOFC con $V_{liq}=3301,39 [m^3]$ y $V_{gas}=1110,46 [m^3]$ para el caso 2 – *El Porvenir*
 Nota: A_{cc}, B_{cc} y C_{cc} se refiere a la intersección del Ptec del MCBE basado en celdas de combustible (SOFC), con la $DETI_{(0)}$, $DETI_{py,(7,5años)}$ y $DETI_{py,(15años)}$ respectivamente. Fuente: autores

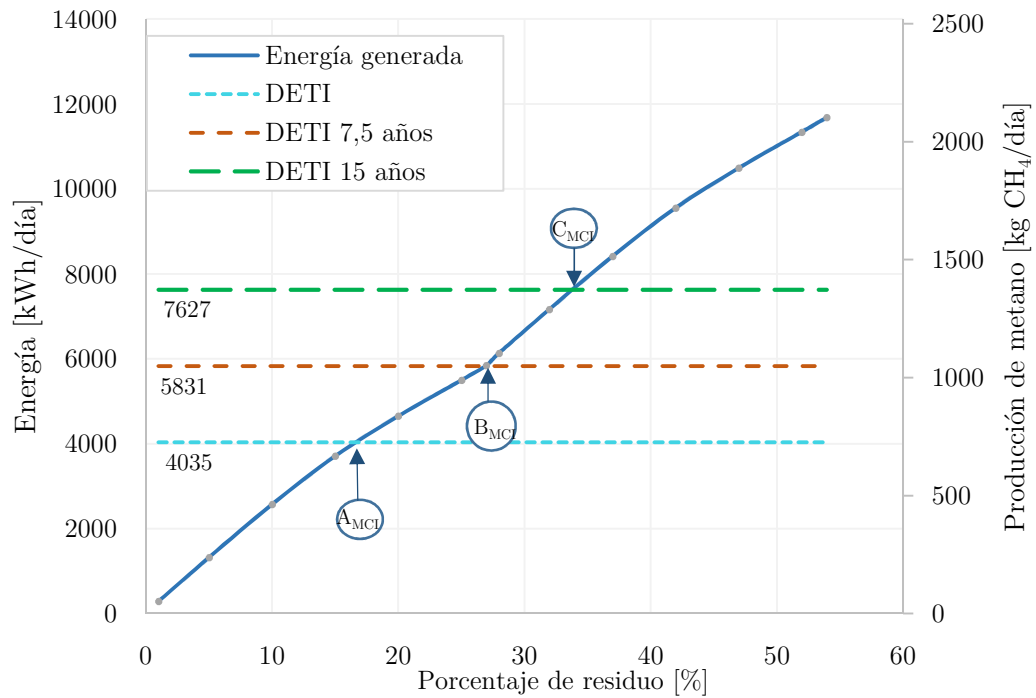


Figura 7.14. FGE para el MCI con $V_{liq}=4164,89$ [m³] y $V_{gas}=1388,29$ [m³] para el caso 2 – *El Porvenir*
 Nota: A_{MCI} , B_{MCI} y C_{MCI} se refiere a la intersección del Ptec del MCBE basado en motores de combustión interna, con la $DETI_{(0)}$, $DETI_{py,(7,5años)}$ y $DETI_{py,(15años)}$ respectivamente. Fuente: autores

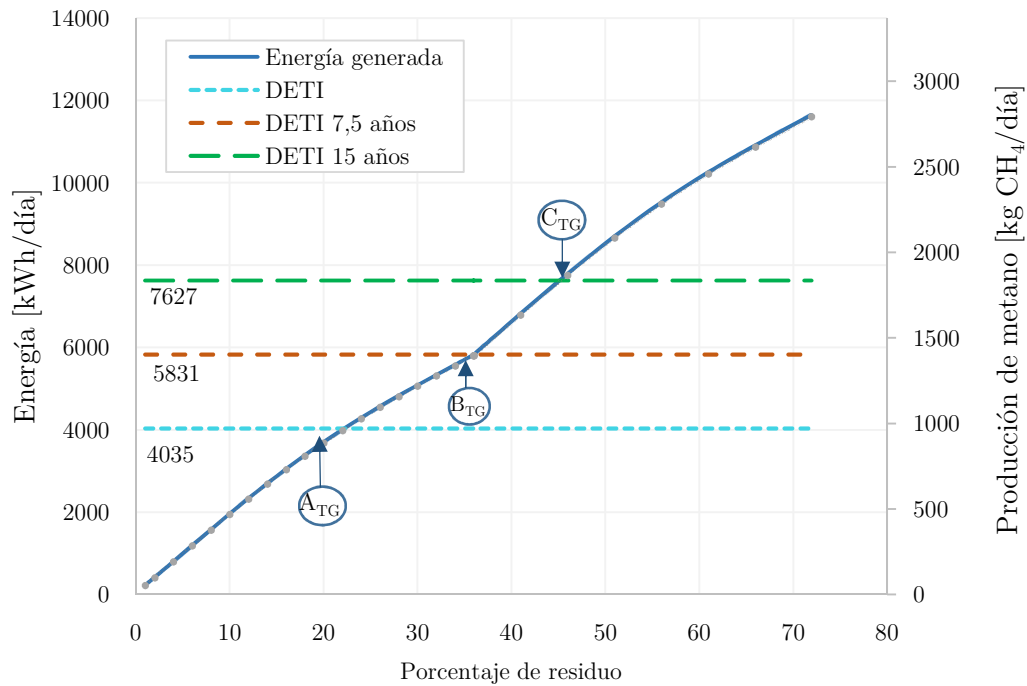


Figura 7.15. FGE para la turbina a gas (TG) con $V_{liq}=5554,06$ [m³] y $V_{gas}=1851,35$ [m³] para el caso 2 – *El Porvenir*
 Nota: A_{TG} , B_{TG} y C_{TG} se refiere a la intersección del Ptec del MCBE basado en turbinas a gas, con la $DETI_{(0)}$, $DETI_{py,(7,5años)}$ y $DETI_{py,(15años)}$ respectivamente. Fuente: autores

Tabla 7.14. Cantidad de residuo necesario para abastecer la demanda inicial, la DETI de 7,5 años y la DETI de 15 años sin variar el volumen del reactor para el caso 2

Punto de intersección	Porcentaje de residuo[%]	Cantidad de estiércol necesario [kg/día]	Metano producido [kg CH ₄ /día]
CC	A	13,400	42346,0
	B	21,569	68162,1
	C	27,100	85640,0
MCI	A	16,700	52774,5
	B	26,966	85215,9
	C	33,900	107129,0
TG	A	22,200	70155,3
	B	35,960	113639,0
	C	45,180	142775,5

Nota: ^aes tomado como el caudal de diseño con una relación de mezcla con agua de 1:1.

Fuente: autores

En función de la eficiencia, que está asociada a la menor cantidad de residuo necesario para satisfacer la demanda eléctrica, la mejor alternativa sería la CC ya que requiere menos cantidad de residuos. Según los resultados obtenidos, para suplir la demanda inicial bastarían 42346 kg de estiércol diario, a los 7,5 años sería necesario recolectar 68162 kg por día y a los 15 años se requeriría acopiar 85640 kg diarios (ver Tabla 7.14). Esto quiere decir que a medida que el tiempo de funcionamiento de la planta avance, se debe aumentar paulatinamente el caudal de entrada para aumentar la producción de metano.

7.5.6 Dimensionamiento de los módulos de conversión biogás electricidad (MCBE)

Teniendo un estimado de la potencia máxima a los 7,5 años es posible seleccionar la capacidad nominal de los MCBE. A modo de ejemplo, en la Tabla 7.15 se presentan algunas opciones que pueden ser consideradas para la instalación de un SGEB en la localidad de *El Porvenir*.

Tabla 7.15. Dimensionamiento de los MCBE para el caso 2 a los 7,5 y 15 años

Caso	Módulo de conversión basado en:	Opción	Referencia	Pmax [ekW]	Unidades necesarias para cada etapa del proyecto		% de Carga del generador	
					7,5 años	15 años	7,5 años	15 años
					Pmax demandada 375,32 [kW/día]	Pmax demandada 492,44 [kW/día].		
2	MCI	1	CAT CG132 8 ^a	400	1	2	93,8	61,6
		2	CAT G3412 ^b	403	1	2	93,1	61,1
	TG	1	Siemens SGT400 ^b	400	1	2	93,8	61,6
		2	Capstone C200 ^a	200	2	3	93,8	82,1
	SOFC	1	Bloomenergy ES 5710 ^b	250	2	2	75,1	98,5
		2	Bloomenergy ES 5700 ^b	200	2	3	93,8	82,1

Nota: ^a funciona con biogás, gas natural o metano ^b funciona con gas natural o metano

Fuente: autores

En este punto, para elegir una u otra tecnología se han tenido en cuenta los criterios de comparación planteados en la sección 6.2.3.7. Estos criterios incluyen el menor número de unidades requeridas y la mejor cargabilidad del generador. Para el MCBE basado en motores de combustión interna, la mejor alternativa es el motor CAT CG132 8, ya que basta con un solo motor trabajando al 93,8% de su capacidad nominal para alimentar toda la demanda a los 7,5 años. En el caso de usar microturbinas de gas, la opción que sobresale es la de las dos Capstone C200. Por otro lado, la referencia más adecuada para las SOFC sería la celda Bloomenergy ES 5710 con capacidad nominal de 250 kW. Sin embargo, al comparar los tres MCBE, la alternativa recomendada sería el módulo basado en el MCI CAT CG132 8, ya que el biogás no requiere proceso de biometanización.

8 ANÁLISIS EXPLORATORIO DEL COMPORTAMIENTO TRANSITORIO EN UN MÓDULO DE CONVERSIÓN BIOGÁS ELECTRICIDAD

Los modelos de las tecnologías de conversión (MCI, TG y CC) presentados en el capítulo 4 no son capaces por si solos de representar el funcionamiento completo del módulo de conversión biogás electricidad (MCBE). Esto se debe a que requieren elementos adicionales para poder alimentar una carga con una frecuencia normalizada (en el caso colombiano 60 Hz). Por esta razón, este capítulo explora el comportamiento transitorio del módulo completo de conversión biogás electricidad ante variaciones en la carga. Adicionalmente, se analiza el consumo de combustible estimado en una celda de combustible de óxido solido (SOFC) y en una microturbina a gas ante los cambios en la carga. A modo de ejemplo se presentan dos simulaciones basadas en los datos y resultados obtenidos en el primer caso de estudio analizado en el capítulo 7.

8.1 ANÁLISIS TRANSITORIO DE UN MCBE BASADO EN SOFC

El MCBE basado en SOFC incluye la tecnología de conversión y una etapa de acondicionamiento de potencia, estos elementos se pueden observar en la Figura 8.1. Donde, la tecnología de conversión (recuadro verde) es una SOFC *Bloomenergy ES 5400* de 100 kW identificada en la Tabla 7.11 y la etapa de acondicionamiento (bloques azules) incluyen un inversor con modulación sinusoidal del ancho de pulso (SPWM) y un filtro de armónicos. En esta simulación, sólo se tuvieron en cuenta las perdidas óhmicas de la celda, el resto de parámetros del modelo fueron tomados de la SOFC de 100 kW implementada en [151].

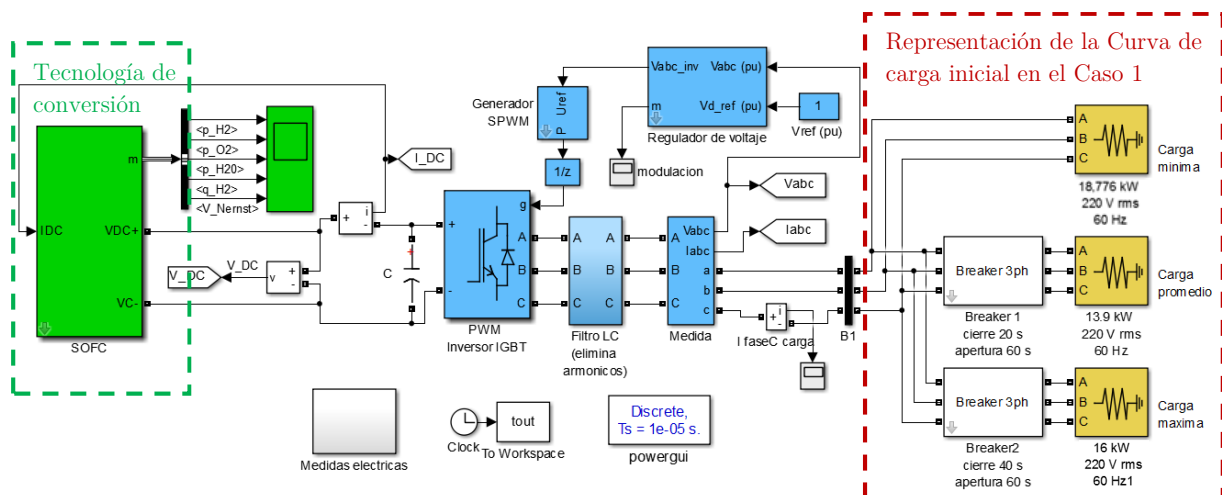


Figura 8.1. Montaje en Simulink® para la simulación de un MCBE basado en una SOFC de 100 kW.

Nota: los bloques azules hacen parte del sistema de acondicionamiento. Fuente: autores

La carga es simulada como una carga dinámica pasiva, compuesta por tres bloques resistivos conectados de manera secuencial usando interruptores trifásicos. Estas variaciones buscan representar la curva de carga mostrada en la Figura 8.2, la cual es la curva de carga inicial del caso *San Juan de Caquetania* incluyendo el autoconsumo energético. Donde, la demanda mínima es 18,78 kW, la promedio es 33,72 kW y la máxima es 49,72 kW.

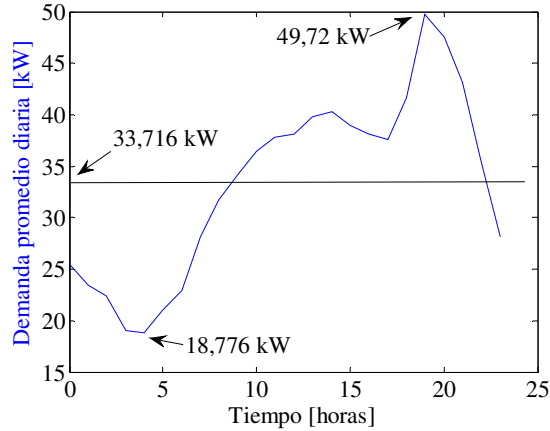


Figura 8.2. Curva de carga del caso 1 *San Juan de Caquetania*.

Nota: en esta curva se ajustan los valores de potencial de la figura Figura 7.4 para tener en cuenta el autoconsumo del reactor (ver sección 7.4.3). Fuente: autores.

Para las simulaciones, en $t=0$ se inicia solo con la carga mínima, en $t=20$ s el primer interruptor se cierra y se conecta la segunda carga, que sumada con la primera equivale a la demanda promedio. Después, en $t=40$ s el segundo interruptor se cierra para simular que la SOFC está abasteciendo la demanda máxima. Por último, en $t=60$ s los dos interruptores se abren y se regresa a la condición inicial. En este caso se definió un periodo de simulación de 80 segundos ya que el esfuerzo computacional es bastante alto.

En el caso de la celda, si se utiliza biogás como combustible es necesario someterlo a una etapa de purificación y filtrado para remover la mayor cantidad de ácido sulfhídrico (H_2S). Debido a esto, se asume que el biogás es convertido primero a biometano y luego es transformado a hidrogeno usando un reformado dentro de la misma celda (ver anexo A.2). Debido a la dificultad de simular el proceso de reformado, en [191] se recomienda usar una función de transferencia de primer orden con una ganancia que represente la eficiencia de la conversión de CH_4 a H_2 . En [143] se determina que la eficiencia del proceso de reformado interno está por encima del 90%. Teniendo en cuenta estas consideraciones el caso es simulado y sus resultados son presentados a continuación.

En la Figura 8.3 se puede observar la tensión DC y la corriente DC de salida de la SOFC. Cada vez que una carga es conectada el consumo de corriente aumenta y la tensión en los terminales de la celda disminuye. Nótese que 20 segundos (periodo de variación de la carga) no es suficiente para que el modelo de la celda se estabilice completamente.

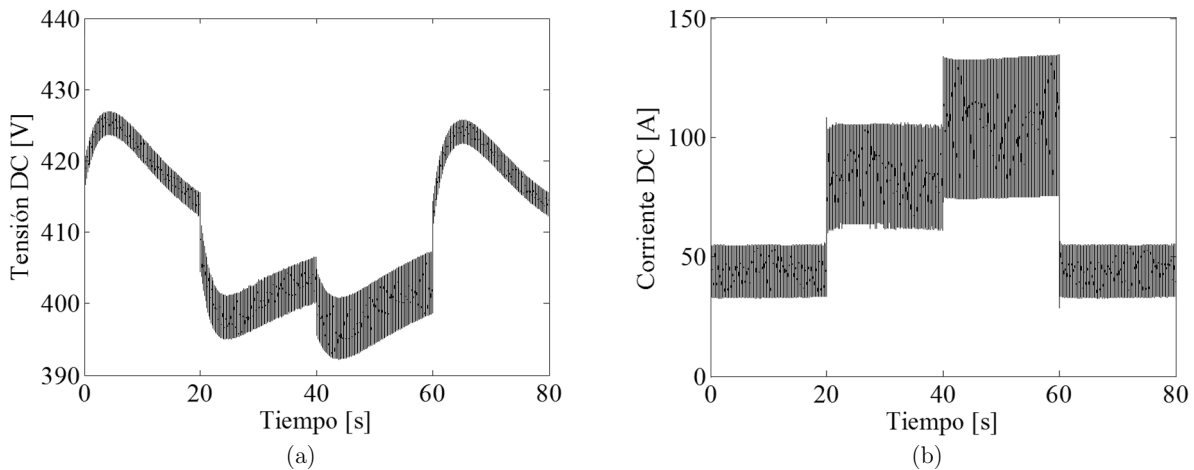


Figura 8.3. (a) Tensión de salida de la SOFC (b). Corriente de salida en la SOFC

. Fuente: autores

Por su parte, en la Figura 8.4.a se presenta en el eje izquierdo la potencia de salida de la SOFC y en el eje derecho la potencia demanda por la carga, donde se observa que existe una buena correlación entre estas potencias. Entre tanto, en la Figura 8.4b se presenta el consumo de combustible, donde entre 20 y 40 segundos (cuando la carga es la promedio (31,37 kW)), el consumo alcanza a estabilizarse en $2,132 \times 10^{-4}$ Kmol/s. Sabiendo que el peso molecular del hidrógeno es de 2 kg/Kmol y que su PCI es de 120 MJ/kg, se puede transformar el consumo de hidrogeno a unidades de [MJ/s] usando la ecuación (8.1).

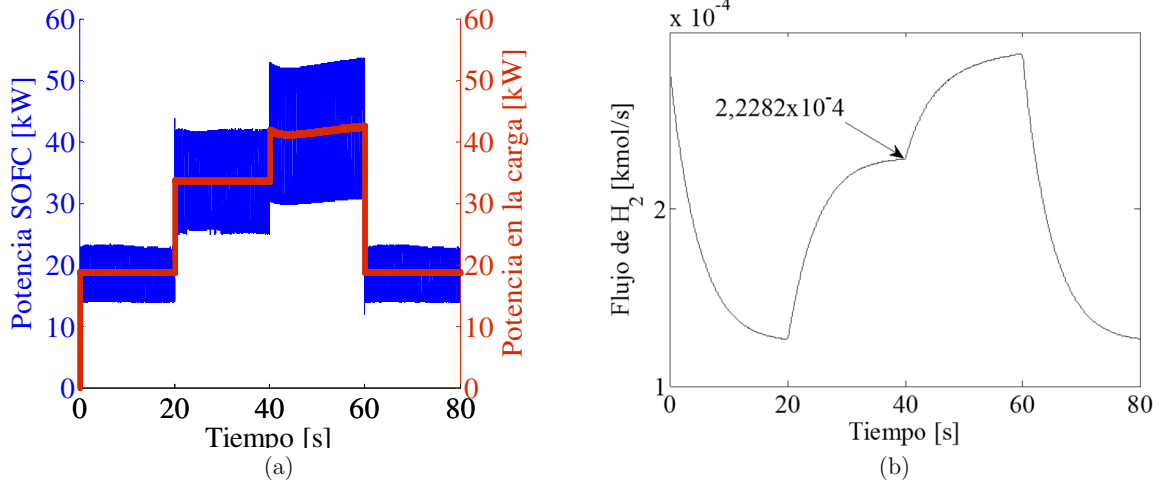


Figura 8.4. (a) Potencia de salida en la SOFC (b) Flujo de hidrógeno en el ánodo de la celda
. Fuente: autores

$$Consumo_{H_2} \left[\frac{MJ}{s} \right] = 2,2282 \times 10^{-4} \left[\frac{kmol}{s} \right] * 2 \left[\frac{kg}{kmol} \right] * 120 \left[\frac{MJ}{kg} \right] = 0,05347 \left[\frac{MJ}{s} \right] \quad (8.1)$$

Como la eficiencia de reformado interno (η_{ref}) de CH_4 a H_2 es de 90% [143] se puede realizar una equivalencia entre en el consumo de H_2 y el consumo de CH_4 en unidades energéticas, aplicando la ecuación(8.2). Posteriormente, utilizando el PCI del CH_4 se puede determinar el consumo energético del mismo en unidades de masa, aplicando la ecuación (8.3). Si se asume que la celda alimenta la carga promedio durante 24 horas se puede estimar el consumo de CH_4 diario promedio aplicando la ecuación (8.4).

$$consumo\ en\ érgico_{CH_4} \left[\frac{MJ}{s} \right] = \frac{Consumo_{H_2} \left[\frac{MJ}{s} \right]}{\eta_{ref}} = \frac{0,05347 \left[\frac{MJ}{s} \right]}{0,9} = 0,0594 \left[\frac{MJ}{s} \right] \quad (8.2)$$

$$Consumo_{CH_4} \left[\frac{kg}{s} \right] = \frac{0,0594 \left[\frac{MJ}{s} \right]}{50,014 \left[\frac{MJ}{kg} \right]} = 1,188 \times 10^{-3} \left[\frac{kg}{s} \right] \quad (8.3)$$

$$Consumo_{CH_4} \left[\frac{kg}{día} \right] = 1,188 \times 10^{-3} \left[\frac{kg}{s} \right] * 86400 \left[\frac{s}{día} \right] = 102,65 \left[\frac{kg}{día} \right] \quad (8.4)$$

En la ecuación (8.5), se compara el resultado obtenido en la ecuación (8.4), con la tasa de producción de metano necesaria para abastecer la demanda eléctrica inicial obtenida con las FGE en la sección 7.4.5, cuyo resultado fue 117,61 [kg CH_4 /día].

$$\frac{A_{cc} \left[kg\ CH_4/día \right] - M_{cc} \left[kg\ CH_4/día \right]}{A_{cc} \left[kg\ CH_4/día \right]} = \frac{117,61 - 102,65}{117,61} = 0,1272 = 12,72\% \quad (8.5)$$

Donde, A_{cc} indica el resultado de las FGE para una celda de combustible y M_{cc} el resultado de la implementación del modelo de la SOFC. Se puede observar que existe una diferencia del 12,72% en la cantidad

de metano necesario para abastecer la demanda promedio diaria de *San Juan de Caquetania*. De esto se puede inferir que la eficiencia calculada por el modelo de la SOFC implementada es superior a la eficiencia del 50% que se usó para la construcción de las FGE. Sin embargo, el consumo de combustible entregado por el modelo es una aproximación y debe ser verificado para calibrar correctamente su funcionamiento.

En la Figura 8.5.a se presenta la potencia de la carga en [pu]. En el lapso entre 40 y 60 segundos, cuando la carga máxima es conectada, se observa que la potencia se ve limitada por el regulador de tensión que no puede responder adecuadamente a este aumento de carga. Esto se puede ver en el índice de modulación mostrado en la Figura 8.5.b. Todo esto hace que la tensión en la carga durante este lapso presente una disminución (ver Figura 8.6.a). Por último, en la Figura 8.6.b se presenta la variación en la corriente causada por la conexión y desconexión de las cargas.

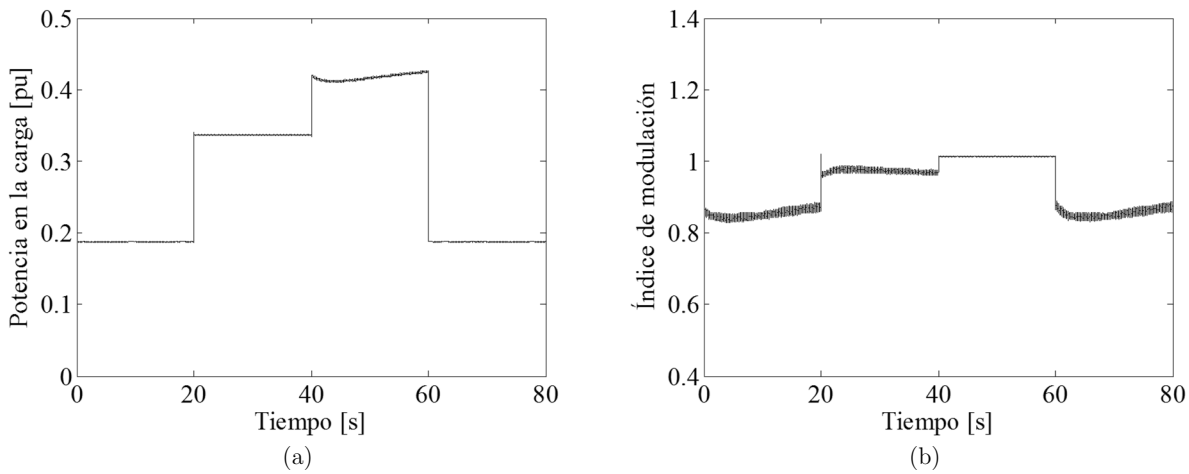


Figura 8.5. (a) Potencia en la carga (b) índice de modulación del regulador de tensión.

Fuente autores

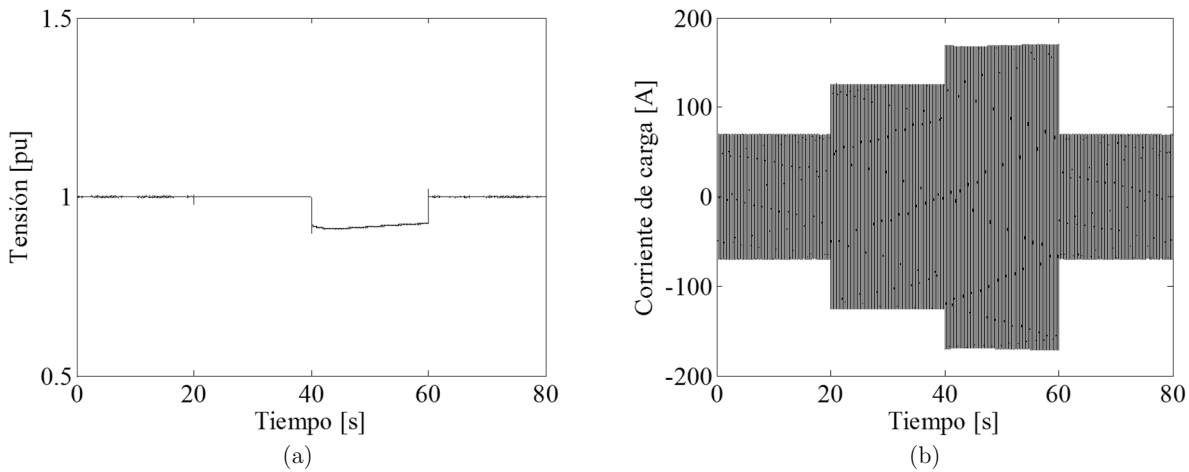


Figura 8.6. (a) Tensión en la carga. (b) Corriente en la carga.

Fuente: autores.

8.2 ANÁLISIS TRANSITORIO DE UN MCBE BASADO EN TURBINA DE GAS

En la Figura 8.7 se presenta el montaje del MCBE basado en TG, donde se incluye en el recuadro verde la tecnología de conversión que en este caso es una Capstone de 60 kW (identificada en la Tabla 7.11) y una etapa de acondicionamiento de la señal (recuadro azul) que rectifique y luego normalice la tensión a 60 Hz (Convertor AC DC AC) [141]. Para simular la etapa de acondicionamiento se utilizaron a los bloques de rectificador trifásico e inversor disponibles en Simulink®.

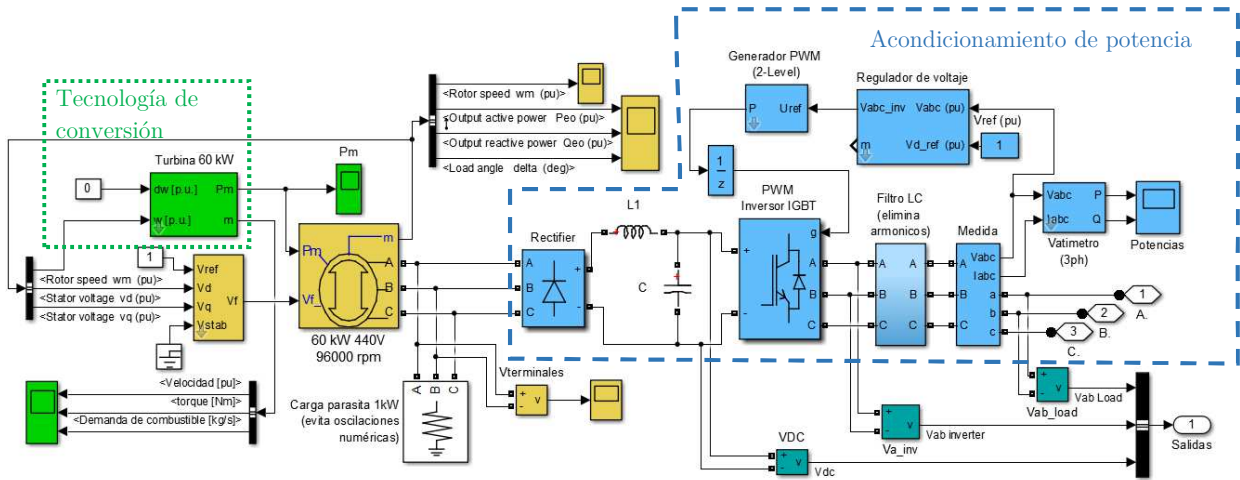


Figura 8.7. Montaje en Simulink para la simulación de un MCBE basado en microturbina de gas.

Fuente: autores

Para facilitar su presentación, todo el montaje de la Figura 8.8 es agrupado en el subsistema de la Figura 8.8.a. En este caso, también se revisa el comportamiento transitorio del MCBE ante cambios en la carga teniendo como datos base los obtenidos para el caso de estudio 1. Lo único que cambia son los tiempos de conmutación de los interruptores que conectan las cargas y el periodo de simulación (40 s). Este cambio fue posible gracias a que la turbina responde mucho más rápido ante los cambios de la carga (en comparación con la celda) y alcanza su nivel de estado estacionario en 5 segundos aproximadamente. Debido a que el procedimiento es similar al realizado en la sección anterior se decidió solo mostrar las curvas más importantes. El resto de resultados y parámetros de entrada pueden ser consultados en el anexo G. En la Figura 8.8.b se puede observar que el generador inicia sólo con la carga mínima, lo que hace disminuir la potencia mecánica hasta 0.38pu. Después, en $t = 10$ s se adiciona la segunda carga para obtener la demanda promedio. Luego, en $t = 20$ s se agrega la tercera carga completando la demanda máxima. Por último, en $t = 30$ s la carga promedio y la carga máxima son desconectadas. Este deslastre de carga hace que la turbina vuelva al mismo estado reportado en $t = 10$ s.

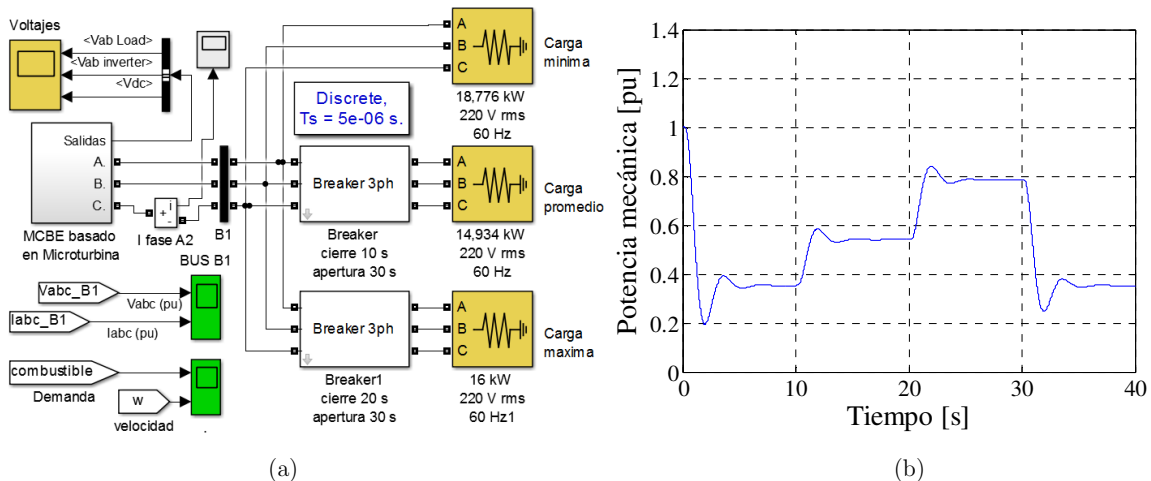


Figura 8.8. (a) Montaje simplificado del MCBE basado en una TG de 60 kW. (b) potencia mecánica en la turbina a gas.

Fuente: autores

Por otro lado, en la Figura 8.9 se presenta el consumo de combustible de la microturbina cuando se tiene conectada la carga promedio inicial de *San Juan de Caquetania* (33,716 kW). El consumo de combustible se estabiliza en 0,002 [kg/s] después de 8 segundos. Si se asume que la microturbina alimenta la carga promedio durante 24 horas se puede estimar el consumo de CH₄ diario promedio aplicando la ecuación (8.6).

$$Consumo_{CH_4} \left[\frac{kg}{día} \right] = 0,002 \left[\frac{kg}{s} \right] * 86400 \left[\frac{s}{día} \right] = 172,8 \left[\frac{kg}{día} \right] \quad (8.6)$$

Para calcular la diferencia entre este resultado y el obtenido con las FGE de la TG en la sección 7.4.5 (cuyo resultado fue 194,173 [kg CH₄/día]) se aplica la ecuación (8.7).

$$\frac{A_{TG} [kg CH_4/día] - M_{TG} [kg CH_4/día]}{A_{TG} [kg CH_4/día]} = \frac{194,173 - 172,8}{194,173} = 0,11 = 11\% \quad (8.7)$$

Donde, A_{TG} indica el resultado de las FGE para una turbina a gas y M_{TG} el resultado de la implementación del modelo de rowen. Se puede observar que existe una diferencia del 11% en la cantidad de metano necesario para abastecer la demanda promedio diaria de *San Juan de Caquetania*. De esto se puede inferir que la eficiencia calculada por el modelo de Rowen implementado es superior a la eficiencia de 30% que se usó para la construcción de las FGE. Sin embargo, el consumo de combustible entregado por el modelo es una aproximación y debe ser verificado para calibrar correctamente su funcionamiento.

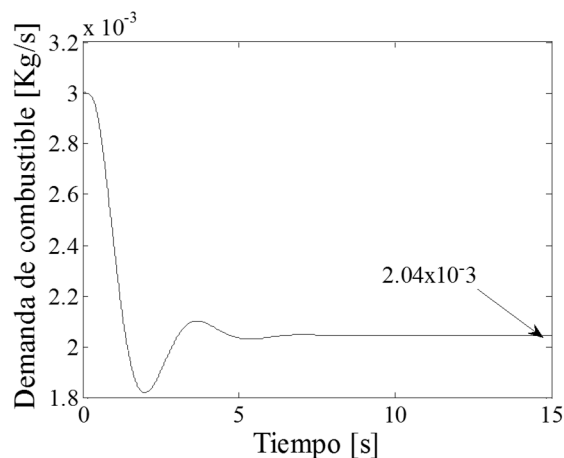


Figura 8.9. Demanda de combustible para la carga promedio.

Fuente: autores

9 DISCUSIÓN, CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

9.1 DISCUSIÓN Y RECOMENDACIONES

La importancia y la funcionalidad de los sistemas de producción de biogás han sido demostradas en todo el mundo. Estos sistemas son capaces de satisfacer las necesidades energéticas (calor y/o electricidad) de una población y al mismo tiempo proporcionar múltiples beneficios ambientales, sociales y económicos. En Colombia, el uso del biogás puede fortalecer la economía en las áreas rurales y mejorar la competitividad de los productos agropecuarios. Lamentablemente, en el país el aprovechamiento del biogás se ha desarrollado lentamente y solo algunas industrias han incursionado en esta área, por lo que existen pocas experiencias documentadas en el uso energético del biogás.

Por otro lado, las experiencias exitosas reportadas en EE. UU., Asia y Europa muestran que los sistemas de generación de energía eléctrica a partir de biogás (SGEB) a gran escala serían una opción para diversificar la matriz energética de Colombia, la cual sigue dependiendo de las fuentes tradicionales de generación de energía (agua y carbón). Durante la última gran época de sequía (mayo de 2015 a junio de 2016) el nivel de los embalses de agua en Colombia disminuyó a niveles críticos, lo que sumado a la escasez de gas natural, obligó al país a importar electricidad para evitar el racionamiento de energía. Esta situación evidenció que las políticas del sector energético colombiano deberían fortalecerse con la inclusión de fuentes de energía renovables, especialmente aquellas que pueden proporcionar energía firme en condiciones críticas de abastecimiento, como los SGEB.

El marco normativo colombiano proporciona pocos incentivos para la inversión en proyectos de energía renovable. Se espera que la Ley 1715 de 2014 mejore esta situación y se convierta en una herramienta efectiva para promover el uso de las energías renovables, pero para esto debe ser completamente reglamentada. Uno de los aspectos claves es el acceso a beneficios económicos derivados de esta ley, ya que los sistemas eléctricos basados en energías renovables a menudo requieren un apoyo financiero significativo en las primeras etapas de desarrollo mientras logran estabilizarse y ser autosuficientes.

Recientemente, la resolución 087 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía (MME) abrió la posibilidad de comercializar el biogás como sustituto del gas natural domiciliario. Para ello, definió las especificaciones mínimas que debe cumplir este biocombustible para usarse en redes aisladas o en el sistema nacional de transporte de gas (SNT) [26]. Aunque este enfoque no es tratado en este estudio se debe prestar atención a este nuevo mercado que se está abriendo, ya que es otra forma de promover la producción de biogás en el país y aprovechar su contenido energético.

En el caso específico de las ZNI, el uso de biogás es una buena alternativa energética sobretodo en una instalación que ya posea un generador diésel operando, ya que se puede usar este biocombustible para trabajar en modo dual y así reducir el consumo de combustible, sin afectar la eficiencia de conversión. Esto se traduce en una reducción de los costos de inversión del proyecto, lo que lo hace más atractivo desde una perspectiva económica.

Para que un esquema centralizado como el propuesto en este trabajo de grado funcione correctamente se deben evaluar desde una perspectiva técnica y económica aspectos como la condición de las carreteras, la distancia de los recorridos entre la planta de biogás y los puntos de recolección de la materia prima, el precio al cual se les va a comprar el residuo a los productores, el costo del kWh generado, la construcción y adquisición de los subsistemas de seguridad y almacenamiento de biogás, entre otros. Una alternativa para facilitar la recolección de residuos puede ser formular procesos logísticos similares a los usados para recolectar leche diariamente por las pasteurizadoras. Para lograr este tipo de esquemas todos los sectores (industria, academia y pobladores) deben ser integrados para facilitar la transmisión de conocimiento.

La industria bovina de las ZNI cuenta con un alto número de animales que producen gran cantidad de residuos que no son aprovechados correctamente. En conjunto, todas las ZNI poseen un potencial teórico de biogás

diario de 3849,9 [GJ/día] que equivalen a 1069 [MWh/día]. Si se usa una microturbina ($\eta_{\text{elec}}=30\%$) en el módulo de conversión biogás a electricidad, la cantidad de electricidad producida es aproximadamente 320829 [kWh/día]; en el caso que se use un motor de combustión interna ($\eta_{\text{elec}}=40\%$) la energía generada sería de 427772 [kWh/día] y si se aplica una celda de combustible de óxido sólido ($\eta_{\text{elec}}=50\%$) la energía que se puede llegar a generar es 534715 [kWh/día]. Estos valores muestran que el biogás puede brindar soluciones energéticas a nivel local, ya que si se asume un consumo por usuario de 5,06 [kWh/día], se podría llegar a alimentar 84540 usuarios con un MCI, a 63405 usuarios con la TG y a 105675 usuarios con la CC.

En contraste, las ZNI del país no tienen una industria porcina consolidada lo que se demuestra en los pocos animales que se encuentran en dichos lugares. Esto causa que la producción de biogás a partir de residuos porcinos no sea muy alta. Pese a esto, no se debe descartar la biomasa residual generada por la industria porcícola para la producción de biogás a gran escala, ya que en otras zonas del país que si están conectadas al sistema interconectado nacional, esta industria es muy fuerte y tecnificada.

Debido a la falta de una caracterización detallada de la biomasa residual pecuaria en el país, fue necesario asumir que la composición de los residuos colombianos tenía las mismas características de la biomasa residual europea. Por lo que se recomienda realizar una caracterización del estiércol producido por los animales colombianos, que permita reducir el grado de incertidumbre en la estimación del potencial energético.

Las tecnologías de conversión biogás electricidad por si solas no pueden usar el biogás para la producción de energía, ya que primero requieren una etapa de purificación y filtrado que retire los compuestos corrosivos del biogás y posteriormente requieren módulos de generación y acondicionamiento de la potencia para normalizar los valores de tensión y frecuencia. Las turbinas a gas y los motores de combustión interna son tecnologías maduras que se encuentran comercialmente disponibles. Por su parte, tecnologías más modernas como las celdas de combustible están limitadas a pequeñas potencias y ubicaciones experimentales debido a que requieren una mayor inversión inicial, pero se espera que a largo plazo se conviertan en las tecnologías dominantes.

9.2 CONCLUSIONES

- Aunque el ADM1 es un modelo complejo y extenso se ha convertido en una herramienta de simulación ampliamente utilizada en la academia. Esto se debe a que representa el comportamiento de la digestión anaerobia (DA) ante diferentes condiciones operativas, facilitando la toma de decisiones en etapas de planeación, la estimación de la producción de biogás, el control del proceso y el diseño de nuevas plantas. Una de las principales limitaciones del modelo es el gran número de entradas que requiere, por lo que en este trabajo se realizó un análisis de sensibilidad con el que se identificaron las variables en las que se deben enfocar la caracterización del residuo de entrada. De esta manera, las principales variables a tener en cuenta en el sustrato de entrada son la concentración de proteínas, lípidos y carbohidratos. Además, parámetros operacionales como la temperatura, el pH y el caudal de entrada deben ser manejados con cuidado.
- La metodología propuesta para la estimación del potencial eléctrico del biogás en ZNI (MEPEB), está compuesta por tres fases principales. La fase I permite estimar tres niveles diferentes de potencial energético para la biomasa residual pecuaria producida en las ZNI colombianas (el potencial máximo, el potencial teórico recolectable y el potencial técnico). En la fase II se identifican municipios con buenas perspectivas para implementar un SGEB. Por último, en la fase III se determina con cuanto residuo es posible alimentar la demanda eléctrica insatisfecha de una localidad en un periodo de tiempo de 15 años, usando curvas que relacionen la producción de metano y su potencial técnico con la cantidad de residuo recolectado.
- La principal ventaja de la metodología propuesta es que aborda un enfoque integrado entre el recurso y la demanda, ya que no solo se limita a estimar la producción de biogás, sino que también presenta un análisis de la demanda a suplir y una proyección de crecimiento en una ventana de tiempo de 15 años. Esto con el fin de determinar la cantidad de residuo necesario para abastecer la demanda creciente de una ZNI. Además, el contenido energético del biogás producido puede ser calculado con mayor certeza, gracias a que el mismo modelo entrega el contenido de metano y dióxido de carbono.
- La metodología fue construida para que pueda ser aplicada en cualquier caso de estudio. Sin embargo, para su aplicación es necesario poseer una implementación del ADM1 o de un modelo de DA que sea capaz de estimar la producción de biogás y su composición a partir de las características específicas de cada residuo. Esto limita el uso de la metodología en proyectos a pequeñas escala, ya que no todas las personas pueden acceder de manera simple a un modelo complejo como el ADM1.
- Como resultado de la fase I de la MEPEB se obtuvo que el potencial máximo total del residuo (Pr) en las ZNI de Colombia que cuentan con biomasa residual bovina y porcina es de 32349 y 655 [GJ/día], respectivamente. Entre tanto, tomando como factor de recuperación el 12,5% de la biomasa generada, el potencial teórico aprovechable (P_{teo}) para el residuo Bovino es de 3850 [GJ/día] y para el residuo porcino es de 82 [GJ/día]. Por su parte, el potencial técnico (P_{tec}) aprovechable en las ZNI con residuo bovino es de 427772, 320829 y 534715 [kWh/día] usando motor de combustión interna (MCI), turbina a gas (TG) y celda de combustible de óxido sólido (SOFC), respectivamente. En el caso del residuo porcino el potencial técnico es de 9109, 6832 y 11386 [kWh/día] usando MCI, TG y SOFC, respectivamente.
- Aplicando la fase II de la MEPEB sobre las ZNI se pudo establecer que las localidades con mayor factor de impacto positivo para la aplicación de un SGEB son *San Juan de Caquetania* ubicada en el municipio San Vicente del Caguán, Caquetá para la biomasa residual bovina y *El porvenir* ubicada en Puerto Gaitán, Meta para la biomasa residual porcina. Este resultado se debe a que estas poblaciones cuentan con un potencial teórico recolectable alto y un gran número de usuarios sin cobertura eléctrica.

- Como resultado de la fase III de la metodología se obtuvo que la cantidad de residuo bovino necesario para abastecer la demanda energética promedio inicial de la localidad de San Juan de Caquetania (809 kWh/día) tomando en cuenta una eficiencia de conversión biogás electricidad de 30% (la más baja disponible) es de 9600 kg de estiércol diario, lo cual representa menos del 0,2% de la biomasa residual bovina del municipio de San Vicente del Caguán. En comparación, para abastecer la demanda proyectada a 15 años (1742 kWh/día) la cantidad de residuo necesario es de 22972 kg de estiércol diario, lo cual representa un aumento del 58% con respecto a la condición inicial.
- Por otro lado, la cantidad de residuo porcino necesario para abastecer la demanda energética inicial de *El Porvenir* (4035 kWh/día), teniendo en cuenta una eficiencia de conversión del 30% (la más baja disponible), es de 70155,3 kg de estiércol diario, lo cual representa el 22,2 % de toda la biomasa residual porcina de Puerto Gaitán. Aunque este valor supera el factor de recolección de biomasa asumido para este trabajo de grado (12,5%), en algunos estudios han asumido que es posible recolectar hasta el 85% de la biomasa residual porcina dependiendo del grado de tecnificación de las granjas y el tiempo de estabulación. Por lo que si se aumenta el tiempo en el que los animales están confinados se puede aumentar el porcentaje de recolección. Sin embargo, mantener a los animales encerrados todo el día podría ir en contra de las buenas prácticas ganaderas, donde se debe tener en cuenta el bienestar animal.
- Según las simulaciones y las proyecciones realizadas, la cantidad de recurso disponible en las ZNI seleccionadas sería más que suficiente para abastecer las demandas eléctricas de los dos casos de estudio. Sin embargo, es necesario recolectar una gran cantidad de estiércol diariamente para alimentar el biodigestor y mantener la producción de biogás constante. Esto se convierte en un reto desde un punto de vista logístico y de transporte, sobre todo si se tiene en cuenta que en dichos lugares las carreteras son precarias o inexistentes. En este sentido, los esquemas centralizados tendrán mejores rendimientos en la etapa de recolección, en lugares donde la materia prima este más concentrada y sea más fácil de transportar. Para las ZNI estos proyectos deben ir acompañados de planes de mejoramiento integral que faciliten actividades como la concentración de materia prima en una sola instalación.
- A partir de los resultados se pudo identificar que San Vicente del Caguán es la ZNI con las mejores perspectivas para el desarrollo de un SGEB, ya que cuenta con gran cantidad de cabezas de ganado (612573) y también con una buena población porcícola (28932). La biomasa residual producida por estos animales representa un potencial teórico de 3849,9 [GJ/día] para los bovinos y 11,05 [GJ/día] para los porcinos.
- Los modelos implementados para los módulos de conversión biogás electricidad presentan tasas de consumo de combustible cercanas a los valores reales. Lo que los convierte en herramientas útiles para simular como cambia el consumo de combustible ante variaciones en la carga. Además, estos modelos pueden ser usados para otros tipos de estudio como comportamiento en microredes y análisis transitorios.
- Aunque en Colombia el panorama es favorable para la aplicación de los SGEB, se deben definir y fortalecer políticas de apoyo (subvenciones, reducciones de impuestos y bajas tasas de interés) para que estos proyectos sean más atractivos económicamente, ya que se caracterizan por una inversión inicial considerable que desestimula su aplicación. Adicionalmente, es necesario crear programas de capacitación para asegurar la correcta operación de estos sistemas de generación de electricidad.
- Por último, en el curso de esta investigación se vivieron experiencias positivas con la participación en eventos académicos y una publicación en la revista *Ingeniería*. Sin embargo, abordar un tema tan amplio y multidisciplinar como el tratado en este estudio requiere mucho tiempo de trabajo para poder profundizar en los aspectos de operación de las plantas de biogás. Otras barreras que se identificaron fue la falta de información replicable y la dificultad para realizar mediciones experimentales con el propósito de caracterizar los sustratos. Esto hubiese permitido tener datos propios de la composición de la biomasa residual pecuaria colombiana.

9.3 TRABAJOS FUTUROS

Dentro de este trabajo de grado se identificaron algunas líneas de investigación y trabajos puntuales que deben ser estudiados más a fondo para consolidar el conocimiento sobre los SGEB y su implementación como una fuente de energía renovable en el país, entre los cuales están:

- Desarrollar una completa evaluación económica de uno de los casos de estudio desarrollados en esta investigación, donde se incluyan y comparen aspectos como los costos totales de inversión para cada módulo de conversión biogás electricidad, los costos de construcción, operación, administración y mantenimiento de la planta y los posibles ingresos por venta de energía eléctrica y abono. Además, un análisis completo debería cuantificar los beneficios sociales y ambientales obtenidos con la implementación de un SGEB.
- Realizar una comparación de varias fuentes de energía renovable en los municipios seleccionados mediante un análisis de costo nivelado de energía, para determinar si el SGEB es la alternativa de energización más competitiva.
- Plantear una función objetivo que permita seleccionar la ubicación óptima de la planta de biogás en los municipios seleccionados de acuerdo a las condiciones geográficas específicas de cada lugar. Esta función puede incluir factores claves como la cantidad de residuo disponible, las necesidades energéticas de la zona, las restricciones de transporte, los costos asociados a la planta y los posibles ingresos por la venta de electricidad y abono.
- Construir una base de datos con una completa caracterización de los distintos tipos de biomasa residual disponibles en el país y con la que se puedan aplicar modelos complejos como el ADM1 para optimizar los procesos de producción de biogás.
- Realizar simulaciones con el ADM1 que representen la codigestión de varios tipos de residuos al mismo tiempo y comparar diferentes combinaciones de residuos de entrada para determinar cuáles residuos pueden aumentar la producción de metano.
- Implementar un sistema de monitoreo y control en un biodigestor a escala piloto que use el ADM1 para maximizar la producción de biogás.

REFERENCIAS

- [1] I. L. Moreda, “The potential of biogas production in Uruguay,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 54, pp. 1580–1591, Feb. 2016.
- [2] K. C. Surendra, D. Takara, A. G. Hashimoto, and S. K. Khanal, “Biogas as a sustainable energy source for developing countries: Opportunities and challenges,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 31, pp. 846–859, Mar. 2014.
- [3] H. García, A. Corredor, L. Calderón, and M. Gómez, “Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia,” Bogotá D. C, 2013.
- [4] Unidad de planeación Minero Energética (UPME), *Guía para elaboración de un plan de energización rural sostenible*. Bogotá, D.C.: Scripto S.A.S., 2015.
- [5] U. Marchaim, *Biogas processes for sustainable development*, 1st ed. Roma: Food & Agriculture Org, 1992.
- [6] EurObserv’ER, “Biogas Barometer,” 2014.
- [7] IPSE, *IPSE institucional 2013*. Colombia: IPSE Institucional, 2013.
- [8] O. F. Caicedo, “Plan de acción 2010-2015. Programa de uso racional y eficiente de energía y fuentes no convencionales – PROURE,” Bogotá D. C, 2010.
- [9] UPME, *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Bogotá: UPME, 2015.
- [10] Unidad de Planeación Minero Energetica (UPME), *Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia*, 1st ed. Ministerio de Minas y Energía, 2009.
- [11] M. A. Pabuena and J. Pasqualino, “Potencial de Uso de Biogás en Colombia,” *Teknos*, vol. 14, no. 2, pp. 27–33, 2014.
- [12] D. Deublein and A. Steinhauser, *Biogas from Waste and Renewable Resources*. Deggendorf: WILEY-VCH, 2008.
- [13] Centro Nacional de Producción Más Limpia, “Resource assessment for livestock and agro-industrial wastes-Colombia,” 2009.
- [14] M. Garfí, J. Martí-Herrero, A. Garwood, and I. Ferrer, “Household anaerobic digesters for biogas production in Latin America: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 60, pp. 599–614, 2016.
- [15] M. G. Mengistu, B. Simane, G. Eshete, and T. S. Workneh, “A review on biogas technology and its contributions to sustainable rural livelihood in Ethiopia,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 48, pp. 306–316, 2015.
- [16] X. Wang, Y. Chen, P. Sui, W. Gao, F. Qin, X. Wu, and J. Xiong, “Efficiency and sustainability analysis of biogas and electricity production from a large-scale biogas project in China: An emergy evaluation based on LCA,” *J. Clean. Prod.*, vol. 65, pp. 234–245, 2014.
- [17] A. Piwowar, M. Dzikuc, and J. Adamczyk, “Agricultural biogas plants in Poland – selected technological, market and environmental aspects,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 69–74, May 2016.
- [18] A. Yasar, A. Ali, A. B. Tabinda, and A. Tahir, “Waste to energy analysis of shakarganj sugar mills; biogas production from the spent wash for electricity generation,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 126–132, Mar. 2015.
- [19] L. Castro, H. Escalante, J. Jaimes-Estévez, L. J. Díaz, K. Vecino, G. Rojas, and L. Mantilla, “Low cost digester monitoring under realistic conditions: rural use of biogas and digestate quality,” *Bioresour. Technol.*,

- 2017.
- [20] D. I. Massé, G. Talbot, and Y. Gilbert, “On farm biogas production: A method to reduce GHG emissions and develop more sustainable livestock operations,” *Anim. Feed Sci. Technol.*, vol. 166–167, pp. 436–445, Jun. 2011.
- [21] M. K. Lam and K. T. Lee, “Renewable and sustainable bioenergies production from palm oil mill effluent (POME): win-win strategies toward better environmental protection,” *Biotechnol. Adv.*, vol. 29, no. 1, pp. 124–41, Jan. 2011.
- [22] P. Conil, “Biodigestores para lodos de palma: la experiencia colombiana,” *Palmas*, vol. 10, no. 2, pp. 31–35, Apr. 1989.
- [23] T. Van Nam and B. Van Ga, “Appropriate structural parameters of biogas SI engine converted from diesel engine,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 9, no. 3, pp. 255–261, 2015.
- [24] S. Siripornakarachai and T. Sucharitakul, “Conversion of large diesel engine to run on biogas for high efficiency electrical power generation,” *AMA, Agric. Mech. Asia, Africa Lat. Am.*, vol. 40, no. 3, pp. 59–63, 2009.
- [25] Congreso de la República, *Ley 1715 - Ley de las energías renovables*. Bogotá, Colombia: Congreso de la República, 2014, p. 26.
- [26] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), *Resolución No 087*. Colombia, 2016, p. 13.
- [27] M. T. Madigan, J. M. Martinko, P. V. Dunlap, and D. P. Clark, *Brock- Biología de los microorganismos*, 12th ed. Madrid: Pearson Educación S.A., 2009.
- [28] M. Guo, W. Song, and J. Buhain, “Bioenergy and biofuels: History, status, and perspective,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, no. 2015, pp. 712–725, 2015.
- [29] A. Corredor Ruiz, “Technical assessment of energy recovery from palm-oil residues in the colombian context,” *Kungliga Tekniska Högskolan*, 2008.
- [30] F. Farret and M. Simões, “Power plantas with fuel cells,” in *Integration of Alternative Sources of Energy*, 1st ed., New Jersey: John Wiley & Sons, Inc, 2006, pp. 159–197.
- [31] Centro de energías renovables, “Biomasa,” *Corfo*, 2011.
- [32] M. T. Moreno, *Manual De Biogás*. Santiago de Chile: FAO, 2011.
- [33] D. Batstone, J. Keller, I. Angelidaki, S. Kalyuzhnyi, S. Pavlostathis, A. Rozzi, W. Sanders, H. Siegrist, and V. Vavilin, “The IWA Anaerobic Digestion Model No 1 (ADM1).,” *Water Sci. Technol.*, vol. 45, no. 10, pp. 65–73, Jan. 2002.
- [34] I. Ramírez, “Computation and implementation issues for biodiversity simulations with extended anaerobic digestion model no 1 (ADM1_N) in Matlab / Simulink,” *Rev. Invest. Univ. Quindío.*, vol. 24, no. 2, pp. 269–279, 2013.
- [35] D. Batstone and P. Jensen, “Anaerobic processes,” in *Treatise on Water Science*, P. Wilderer, Ed. Brisbane, Australia: Elsevier B.V., 2011, pp. 615–637.
- [36] IDAE, *Digestores anaerobios*, 1st ed. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2007.
- [37] UPME, “Guía para la implementación de sistemas de producción de biogás,” Bogotá, 2003.
- [38] U. Zaher, *Modelling And Monitoring The Anaerobic Digestion Process In View Of Optimisation And Smooth Operation Of WWTP's*. 2005.
- [39] C. Gissén, T. Prade, E. Kreuger, I. A. Nges, H. Rosenqvist, S.-E. Svensson, M. Lantz, J. E. Mattsson, P.

- Börjesson, and L. Björnsson, “Comparing energy crops for biogas production – Yields, energy input and costs in cultivation using digestate and mineral fertilisation,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 64, pp. 199–210, May 2014.
- [40] M. A. Hernández-Shek, L. S. Cadavid-Rodríguez, I. V. Bolaños, and A. C. Agudelo-Henao, “Recovering biomethane and nutrients from anaerobic digestion of water hyacinth (*Eichhornia crassipes*) and its co-digestion with fruit and vegetable waste,” *Water Sci. Technol.*, vol. 73, no. 2, pp. 355–361, 2016.
- [41] A. Maioli, J. Pulfer, and F. Mitjans, “Generating electricity during peak hours in Asuncion , Paraguay , through anaerobic digestion of cultivated water hyacinths,” *Ing. e Investig.*, vol. 31, no. 2, pp. 66–70, 2011.
- [42] M. C. Díaz-Báez, S. L. E. Vargas, and F. M. Pérez, *Digestión anaerobia: una aproximación a la tecnología*. Bogota: Universidad Nacional de Colombia, 2002.
- [43] Y. Shen, J. L. Linville, M. Urgun-Demirtas, M. M. Mintz, and S. W. Snyder, “An overview of biogas production and utilization at full-scale wastewater treatment plants (WWTPs) in the United States: Challenges and opportunities towards energy-neutral WWTPs,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 50, pp. 346–362, Oct. 2015.
- [44] G. López, *Producción de biogás a partir de RSU. Determinación de la cantidad, calidad y tiempo.*, Primera. Bogotá: Universidad Distrital Francisco José De Caldas, 2011.
- [45] J. Mantilla, C. Duque, and C. Galeano, “Diseño y estudio económico preliminar de una planta productora de biogas utilizando residuos orgánicos de ganado vacuno,” *Rev. Ing. E Investig.*, vol. 27, no. 3, pp. 133–142, 2007.
- [46] T. P. T. Pham, R. Kaushik, G. K. Parshetti, R. Mahmood, and R. Balasubramanian, “Food waste to energy conversion technologies: Current status and future directions,” *Waste Manag.*, vol. 38, pp. 399–408, Dec. 2014.
- [47] J. Rico, H. García, C. Rico, and I. Tejero, “Characterisation of solid and liquid fractions of dairy manure with regard to their component distribution and methane production.,” *Bioresour. Technol.*, vol. 98, no. 5, pp. 971–9, Mar. 2007.
- [48] Asociación Colombiana de Porcicultores, “Guia Ambiental para el subsector porcicola,” Bogota, Nov. 2004.
- [49] M. S. Islam, A. Islam, M. Z. Islam, and E. Basher, “Stability analysis of standalone biogas power plants in poultry farms of Bangladesh,” in *2014 3rd International Conference on the Developments in Renewable Energy Technology (ICDRET)*, 2014, pp. 1–6.
- [50] A. Nordberg and M. Edström, “Co-digestion of energy crops and the source-sorted organic fraction of municipal solid waste,” *Water Sci. Technol.*, vol. 52, no. 1–2, pp. 217–222, 2005.
- [51] V. Razaviarani and I. D. Buchanan, “Calibration of the Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1) for steady-state anaerobic co-digestion of municipal wastewater sludge with restaurant grease trap waste,” *Chem. Eng. J.*, vol. 266, pp. 91–99, Apr. 2015.
- [52] E. Cendales, “Producción de biogás mediante la codigestión anaeróbica de la mezcla de residuos cítricos y estiércol bovino para su utilización como fuente de energía renovable,” Universidad Nacional de Colombia, 2011.
- [53] E. Jurado, G. Antonopoulou, G. Lyberatos, H. N. Gavala, and I. V. Skiadas, “Continuous anaerobic digestion of swine manure: ADM1-based modelling and effect of addition of swine manure fibers pretreated with aqueous ammonia soaking,” *Appl. Energy*, vol. 172, pp. 190–198, 2016.
- [54] MFAAPC(BMELV), *Guía sobre el Biogás: desde la producción hasta el uso*, 5th ed. 2010.

- [55] P. Weiland, "Biogas production : current state and perspectives," *Appl Microbiol Biotechnol*, vol. 85, pp. 849–860, 2010.
- [56] B. Deepanraj, V. Sivasubramanian, and S. Jayaraj, "Biogas Generation through Anaerobic Digestion Process- An Overview," vol. 18, no. 5, pp. 80–93, 2014.
- [57] T. Al Seadi, D. Rutz, H. Prassl, M. Kottner, T. Finsterwalder, S. Volk, and R. Janssen, *Biogas handbook*, Teodorita. Esbjerg, Denmark: by University of Southern Denmark Esbjerg, Niels Bohrs Vej 9-10, 2008.
- [58] E. Yiridoe, R. Gordon, and B. Brown, "Nonmarket cobenefits and economic feasibility of on-farm biogas energy production," *Energy Policy*, vol. 37, pp. 1170–1179, 2009.
- [59] D. I. Page, K. L. Hickey, R. Narula, A. L. Main, and S. J. Grimberg, "Modeling anaerobic digestion of dairy manure using the IWA Anaerobic Digestion Model no. 1 (ADM1)," *Water Sci. Technol.*, vol. 58, no. 3, pp. 689–695, 2008.
- [60] A. Normak, J. Suurpere, I. Suitso, E. Jõgi, E. Kokin, and P. Pitk, "Improving ADM1 model to simulate anaerobic digestion start-up with inhibition phase based on cattle slurry," *Biomass and Bioenergy*, vol. 80, pp. 260–266, 2015.
- [61] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) and Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige (DBFZ), *Leitfaden - Biogas*, 6th ed. Eschborn, Alemania: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2013.
- [62] A. J. Ward, P. J. Hobbs, P. J. Holliman, and D. L. Jones, "Optimisation of the anaerobic digestion of agricultural resources," *Bioresour. Technol.*, vol. 99, no. 17, pp. 7928–7940, 2008.
- [63] R. E. Speece, *Anaerobic biotechnology and odor/corrosion control for municipalities and industries*, 1st ed. Nashville, TN: Archae Press, 2008.
- [64] S. K. Khanal, *Anaerobic Biotechnology for Bioenergy Production: Principles and Applications*, 1st ed. Iowa, Estados Unidos: Wiley-Blackwell, 2009.
- [65] D. Gaida, "Dynamic real-time substrate feed optimization of anaerobic co-digestion plants," Leiden University, 2014.
- [66] G. Lettinga, "Anaerobic digestion and wastewater treatment systems," *Antonie Van Leeuwenhoek*, vol. 67, no. 1, pp. 3–28, 1995.
- [67] K. Karim, R. Hoffmann, K. T. Klasson, and M. H. Al-Dahhan, "Anaerobic digestion of animal waste: Effect of mode of mixing," *Water Res.*, vol. 39, no. 15, pp. 3597–3606, 2005.
- [68] E. Cendales and S. Jiménez, "Modelamiento computacional de la producción de energía renovable a partir del biogás mediante la codigestión anaeróbica de la mezcla de residuos cítricos y estiércol bovino," *Rev. EAN*, no. 77, pp. 42–63, 2014.
- [69] R. Botero and T. Preston, *Biodigestor de bajo costo para la producción de combustibles y fertilizante a partir de excretas - Manual para sus instalación y utilización*, 1st ed. Cali, Colombia: centro para la investigación de sistemas sostenibles de producción agropecuaria CIPAV, 1987.
- [70] M. N. Kinyua, L. E. Rowse, and S. J. Ergas, "Review of small-scale tubular anaerobic digesters treating livestock waste in the developing world," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 896–910, May 2016.
- [71] P. Weiland, "Biomass digestion in agriculture: A successful pathway for the energy production and waste treatment in Germany," *Eng. Life Sci.*, vol. 6, no. 3, pp. 302–309, 2006.
- [72] K. Niño, "Estudio de prefactibilidad en la implementación de un biodigestor para la producción de energía eléctrica en una finca sabanera," Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá, 2014.

- [73] J. Mantilla, J. Aguirre, and L. Sarmiento, "Evaluación experimental de un motor encendido por chispa que utiliza biogás como combustible," *Ing. e Investig.*, vol. 28, no. 2, pp. 131–141, 2008.
- [74] M. Ugarte and N. Cisneros, "Generación de energía eléctrica a partir de biogás," Universidad Earth - Costa Rica, 2006.
- [75] Y. A. Cengel and M. E. Boles, *Termodinámica*, 7th ed. México, D.F., 2011.
- [76] U. Jeppsson, "Investigation of Anaerobic Digestion Alternatives for Henriksdal's WWTP," Lund, Sweden, 2007.
- [77] M. Persson, O. Jonsson, and A. Wellinger, "Biogas Upgrading To Vehicle Fuel Standards and Grid," Vienna, 2007.
- [78] J. Souza and L. Schaeffern, "Sistema de Compresión de Biogas y Biometano," *Inf. tecnológica*, vol. 24, no. 6, pp. 3–4, 2013.
- [79] L. Wang and P. Y. Lin, "Analysis of a commercial biogas generation system using a gas engine-induction generator set," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 1, pp. 230–239, 2009.
- [80] O. Razbani, N. Mirzamohammad, and M. Assadi, "Literature review and road map for using biogas in internal combustion engines," in *Third international conference on applied energy*, 2011, no. May, p. 10.
- [81] L. A. Hernández, "Technologies for the utilization of gas derived from anaerobic digestion of organic matter," *Agron. Colomb.*, vol. XIII, no. 1, pp. 76–90, 1996.
- [82] Q. Sun, H. Li, J. Yan, L. Liu, Z. Yu, and X. Yu, "Selection of appropriate biogas upgrading technology-a review of biogas cleaning , upgrading and utilisation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, pp. 521–532, 2015.
- [83] G. Lyberatos and I. V Skiadas, "Modelling of anaerobic digestion - a review," *Glob. NEST J.*, vol. 1, no. 2, pp. 63–76, 1999.
- [84] A. Husain, "Mathematical Models of the Kinetics of Anaerobic Digestion-a Selected Review," *Biomass and Bioenergy*, vol. 14, pp. 561–571, 1998.
- [85] A. Galí, T. Benabdallah, S. Astals, and J. Mata-Alvarez, "Modified version of ADM1 model for agro-waste application.," *Bioresour. Technol.*, vol. 100, no. 11, pp. 2783–90, Jun. 2009.
- [86] O. Bernard, Z. Hadj-sadok, D. Dochain, A. Genovesi, J. Steyer, C. Project, and S. Cedex, "Dynamical Model Development and Parameter Identification for an Anaerobic Wastewater Treatment Process," *Biotechnol. Bioeng.*, vol. 75, no. 4, pp. 424–438, 2001.
- [87] H. Siegrist, D. Vogt, J. L. Garcia-Heras, and W. Gujer, "Mathematical model for meso- and thermophilic anaerobic sewage sludge digestion," *Environ. Sci. Technol.*, vol. 36, no. 5, pp. 1113–23, Mar. 2002.
- [88] L. Yu, P. C. Wensel, J. Ma, and S. Chen, "Mathematical Modeling in Anaerobic Digestion (AD)," *J. Bioremediation Biodegrad.*, vol. s4, no. 3, p. 12, 2013.
- [89] F. Blumensaat and J. Keller, "Modelling of two-stage anaerobic digestion using the IWA Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1)," *Water Res.*, vol. 39, no. 1, pp. 171–183, 2005.
- [90] S. Hassam, B. Cherki, E. Ficara, and J. Harmand, "Towards a systematic approach to reduce complex bioprocess models ± Application to the ADM1," *20th Mediterr. Conf. Control Autom.*, no. 1981, pp. 573–578, 2012.
- [91] K. Boe, *Online monitoring and control of the biogas process*. Citeseer, 2006.
- [92] C. García-Diéguez, O. Bernard, and E. Roca, "Reducing the Anaerobic Digestion Model No. 1 for its

- application to an industrial wastewater treatment plant treating winery effluent wastewater.,” *Bioresour. Technol.*, vol. 132, no. 1, pp. 244–53, Mar. 2013.
- [93] E. Ficara, S. Hassam, A. Allegrini, A. Leva, F. Malpei, and G. Ferretti, “Anaerobic Digestion Models : a Comparative Study,” *Math. Model.*, vol. 7, no. 1, pp. 1052–1057, 2012.
- [94] IWA Task Group for Mathematical Modelling of Anaerobic Digestion Processes, *Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1) Scientific and technical report*, Ilustrada. IWA Publishing, 2002.
- [95] C. Díaz Delgado, “Modelación matemática de plantas de tratamiento de lodos activados,” in *Agua potable para comunidades rurales, reuso y tratamientos avanzados de aguas residuales domésticas.*, 1st ed., RIPDA-CYTED, Ed. 2003, pp. 240–255.
- [96] C. Rosen and U. Jeppsson, “Aspects on ADM1 Implementation within the BSM2 Framework,” *Tech. Rep.*, pp. 1–37, 2008.
- [97] J. D. Hernández, “Implementación del modelo de digestión anaerobia ADM1 en Matlab/Simulink,” Universidad Politécnica de Madrid, 2015.
- [98] I. Ramírez, E. Volcke, R. Rajinikanth, and J.-P. Steyer, “Modeling microbial diversity in anaerobic digestion through an extended ADM1 model.,” *Water Res.*, vol. 43, no. 11, pp. 2787–2800, Jun. 2009.
- [99] C. Rosen, D. Vrecko, K. V. Gernaey, M. N. Pons, and U. Jeppsson, “Implementing ADM1 for plant-wide benchmark simulations in Matlab/Simulink,” *Water Sci. Technol.*, vol. 54, pp. 11–19, 2006.
- [100] Y. Chen, J. J. Cheng, and K. S. Creamer, “Inhibition of anaerobic digestion process: A review,” *Bioresour. Technol.*, vol. 99, no. 10, pp. 4044–4064, 2008.
- [101] H. Moore, *Matlab® para ingenieros*, 1st ed. Salt Lake City, Utah: Pearson Prentice Hall, 2007.
- [102] U. Zaher, P. Buffiere, J. P. Steyer, and S. Chen, “A procedure to estimate proximate analysis of mixed organic wastes.,” *Water Environ. Res.*, vol. 81, no. April, pp. 407–415, 2009.
- [103] M. Lübken, P. Kosse, K. Koch, T. Gehring, and M. Wichern, “Influent Fractionation for Modeling Continuous Anaerobic Digestion Processes,” in *Biogas Science and Technology*, 1st ed., © Springer International Publishing Switzerland 2015, 2015, pp. 137–169.
- [104] A. Normak, J. Suurpere, K. Orupöld, E. Jögi, and E. Kokin, “Simulation of anaerobic digestion of cattle manure,” *Agron. Res.*, vol. 10, no. SPEC. ISS. 1, pp. 167–174, 2012.
- [105] U. Zaher, R. Li, U. Jeppsson, J.-P. Steyer, and S. Chen, “GISCOD: general integrated solid waste co-digestion model,” *Water Res.*, vol. 43, no. 10, pp. 2717–27, Jun. 2009.
- [106] I. D. Ramírez, “Anaerobic Digestion Modeling : from One to Several Bacterial Populations,” *Tecno Lógicas*, vol. 1, no. 31, pp. 181–201, 2013.
- [107] L. A. Morales, Á. D. Rodríguez, and H. E. Rojas, “Assessment of the input substrate characteristics included in the anaerobic digestion model No.1,” *Ingeniería*, vol. 22, no. 2, pp. 269–282, 2017.
- [108] U. Zaher and S. Chen, “Interfacing the IWA Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1) With Manure and Solid Waste Characteristics,” in *Proceedings of the Water Environment Federation*, 2006, vol. 1, no. 1, pp. 3162–3175.
- [109] R. Girault, G. Bridoux, F. Nauleau, C. Poullain, J. Buffet, J. P. Steyer, a. G. Sadowski, and F. Béline, “A waste characterisation procedure for ADM1 implementation based on degradation kinetics,” *Water Res.*, vol. 46, no. 13, pp. 4099–4110, 2012.
- [110] R. Kleerebezem and M. C. M. Van Loosdrecht, “Waste characterization for implementation in ADM1,” *Water Sci. Technol.*, vol. 54, no. 4, pp. 167–174, 2006.

- [111] U. Zaher, *Producing Energy and Fertilizer from Organic Municipal Solid Waste: Enhancing hydrolysis and bacterial populations and mixing and thermodynamic modeling of new solid waste treatment technology*. Washington, D.C.: Washington State Department of Ecology, 2009.
- [112] U. Zaher, P. Pandey, and S. Chen, “A simple elemental continuity based model application to study the anaerobic microbial activity for the treatment of dairy manure,” *Appl. Math. Model.*, vol. 33, no. 9, pp. 3553–3564, Sep. 2009.
- [113] N. Kythreotou, G. Florides, and S. a. Tassou, “A review of simple to scientific models for anaerobic digestion,” *Renew. Energy*, vol. 71, pp. 701–714, 2014.
- [114] H. Dong, J. Mangino, T. A. McAllister, J. L. Hatfield, D. E. Johnson, K. R. Lassey, M. Aparecida de Lima, and A. Romanovskaya, “Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, Capítulo 10: Emisiones Resultantes de la Gestión del Ganado y del Estiércol,” 2006.
- [115] and T. A. M. (Canada) Hongmin Dong (China), Joe Mangino (USA) and Jerry, “Chapter 10 Emissions From Livestock and Manure Management,” *Forestry*, vol. 4, p. 87, 2006.
- [116] L. Junfeng, H. Runqing, S. Yanqin, S. Jingli, S. C. Bhattacharya, and P. Abdul Salam, “Assessment of sustainable energy potential of non-plantation biomass resources in China,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 29, no. 3, pp. 167–177, 2005.
- [117] E. F. Obert and C. M. Lara, *Motores de Combustión Interna*, Print book. Ciudad de México: México Continental, 1999.
- [118] W. W. Pulkrabek, *Engineering Fundamentals of the Internal Combustion Engine*, 1st ed., vol. 126. New Jersey: Pearson Prentice Hall, 1997.
- [119] K. C. Rolle, *Termodinámica*, Sexta., no. 1. Ciudad de México: Pearson Educación de México, 2006.
- [120] J. Arango, F. Sierra, and V. Silva, “An exploratory analysis of existing research on internal combustion engines operating with Biogas,” *Rev. Tecnura*, vol. 18, no. 39, pp. 152–164, 2014.
- [121] Y. Qian, S. Sun, D. Ju, X. Shan, and X. Lu, “Review of the state-of-the-art of biogas combustion mechanisms and applications in internal combustion engines,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, no. October 2015, pp. 50–58, 2017.
- [122] M. Lapuerta, O. Armas, J. R. Agudelo, and C. A. Sánchez, “Estudio del Efecto de la Altitud sobre el Comportamiento de Motores de Combustión Interna. Parte 1: Funcionamiento,” *Inf. tecnológica*, vol. 17, no. 5, pp. 21–30, 2006.
- [123] I. Bedoya, A. Arrieta, F. Cadavid, and J. Pareja, “Efecto del grado de carga y la cantidad del combustible piloto en el comportamiento mecánico ambiental de un motor dual diesel-biogás para generación de electricidad,” *Rev. Fac. Ing. Univ. Antioquia*, vol. 1, no. 42, pp. 79–93, 2007.
- [124] I. D. Bedoya, “Estudio de la influencia del sistema de mezclado y la calidad del combustible piloto en el desempeño de un motor dual,” Universidad de Antioquia, 2007.
- [125] K. Mitzlaff, *Engines for Biogas*, 1st ed. Eschborn: Deutsches Zentrum für Entwicklungstechnologien (GATE), 1988.
- [126] S. Siripornakarachai and T. Sucharitakul, “Modification and tuning of diesel bus engine for biogas electricity production,” *Department of Mechanical Engineering, Faculty of Engineering, Chiang Mai University*. Chiang Mai, pp. 194–207, 2007.
- [127] A. B. Prezier, D. Fernandes, R. A. Pereira, and T. C. Morais, “Uso de biogás em motores de combustão interna,” *Rev. Bras. Tecnol. Apl. nas Ciências Agrárias*, vol. 4, no. 1, pp. 221–237, 2011.

- [128] A. Henham and M. . Makkar, “Combustion of simulated biogas in a dual-fuel diesel engine,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 39, no. 16–18, pp. 2001–2009, Nov. 1998.
- [129] B. J. Bora, U. K. Saha, S. Chatterjee, and V. Veer, “Effect of compression ratio on performance, combustion and emission characteristics of a dual fuel diesel engine run on raw biogas,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 87, pp. 1000–1009, Nov. 2014.
- [130] E. Porpatham, A. Ramesh, and B. Nagalingam, “Investigation on the effect of concentration of methane in biogas when used as a fuel for a spark ignition engine,” *Fuel*, vol. 87, no. 8–9, pp. 1651–1659, Jul. 2008.
- [131] K. K. Gupta, A. Rehman, and R. M. Sarviya, “Bio-fuels for the gas turbine: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 9, pp. 2946–2955, Dec. 2010.
- [132] F. A. Farret and M. G. Simoes, “Microturbines,” in *Integration of Alternative Sources of Energy*, 1st ed., New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2006, pp. 215–232.
- [133] A. de la guerra Carrasco, “Generación distribuida a partir de biogás producido en granjas porcinas,” UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, 2011.
- [134] H. Nikpey, M. Majoumerd, P. Breuhaus, and M. Assadi, “Performance analysis of a biogas-fueled micro gas turbine using a validated thermodynamic model,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 66, no. 1–2, pp. 181–190, May 2014.
- [135] W. Rowen, “Simplified Mathematical Representations of single-shaft gas turbines in mechanical drive services,” in *Turbo Machinery International*, 1992, vol. 33, no. 5, pp. 26–32.
- [136] M. R. Bank, B. Vahidi, and W. Gawlik, “An educational guide to extract the parameters of heavy duty gas turbines model in dynamic studies based on operational data,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1366–1374, 2009.
- [137] MathWorks, “Gasturbine model for dynamic studies.” [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/47495-gasturbine-zip>. [Accessed: 31-Aug-2016].
- [138] W. Rowen, “Simplified mathematic representations of heavy-duty gas turbines,” *Eng. power*, pp. 865–882, 1983.
- [139] S. R. Guda, C. Wang, and M. H. Nehrir, “A simulink-based microturbine model for distributed generation studies,” *Proc. 37th Annu. North Am. Power Symp. 2005*, vol. 2005, pp. 269–274, 2005.
- [140] S. Abdollahi and A. Vahedi, “Dynamic Modeling of Micro-Turbine Generation Systems Using Matlab/Simulink,” in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality -ICREPO*, 2005, p. 7.
- [141] D. N. Gaonkar and R. N. Patel, “Modeling and Simulation of Microturbine Based Distributed Generation System,” in *2006 IEEE Power India Conference*, 2006, pp. 256–260.
- [142] V. Chiodo, A. Galvagno, A. Lanzini, D. Papurello, F. Urbani, M. Santarelli, and S. Freni, “Biogas reforming process investigation for SOFC application,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 98, pp. 252–258, Jul. 2015.
- [143] A. Galvagno, V. Chiodo, F. Urbani, and F. Freni, “Biogas as hydrogen source for fuel cell applications,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 10, pp. 3913–3920, 2013.
- [144] Y. Shiratori, T. Oshima, and K. Sasaki, “Feasibility of direct-biogas SOFC,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 33, no. 21, pp. 6316–6321, 2008.
- [145] J. Van Herle, F. Maréchal, S. Leuenberger, Y. Membrez, O. Bucheli, and D. Favrat, “Process flow model of solid oxide fuel cell system supplied with sewage biogas,” *J. Power Sources*, vol. 131, no. 1–2, pp. 127–141, 2004.

- [146] O. Razbani, "Biogas Fueled Technologies - Solid Oxide Fuel Cells and Internal Combustion Engines," University of Stavanger, 2013.
- [147] J. Van Herle, Y. Membrez, and O. Bucheli, "Biogas as a fuel source for SOFC co-generators," *J. Power Sources*, vol. 127, no. 1–2, pp. 300–312, 2004.
- [148] D. R. Kipping and H. Ortiz, "Combustible Biogás en Celdas de Hidrógeno," *Concienc. Tecnológica*, vol. 1, no. 45, pp. 37–40, 2013.
- [149] I. EG&G Technical Services, "Fuel Cell Handbook," 2004.
- [150] P. Piroonlerkgul, S. Assabumrungrat, N. Laosiripojana, and A. A. Adesina, "Selection of appropriate fuel processor for biogas-fuelled SOFC system," *Chem. Eng. J.*, vol. 140, no. 1–3, pp. 341–351, 2008.
- [151] Y. Zhu and K. Tomsovic, "Development of models for analyzing the load-following performance of microturbines and fuel cells," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 62, no. 1, pp. 1–11, 2002.
- [152] K. Wang, D. Hissel, M. C. Péra, N. Steiner, D. Marra, M. Sorrentino, C. Pianese, M. Monteverde, P. Cardone, and J. Saarinen, "A Review on solid oxide fuel cell models," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 36, no. 12, pp. 7212–7228, 2011.
- [153] J. Padullés, G. . Ault, and J. . McDonald, "An integrated SOFC plant dynamic model for power systems simulation," *J. Power Sources*, vol. 86, no. 1–2, pp. 495–500, 2000.
- [154] S. A. Hajimolana, M. A. Hussain, W. M. A. W. Daud, M. Soroush, and A. Shamiri, "Mathematical modeling of solid oxide fuel cells: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 4, pp. 1893–1917, 2011.
- [155] R. M. Kamel and B. Kermanshahi, "Design and Implementation of Models for Analyzing the Dynamic Performance of Distributed Generators in the Micro Grid Part I: Micro Turbine and Solid Oxide Fuel Cell," *Sci. Iran. Trans. D-Computer Sci. Eng. Electr. Eng.*, vol. 17, no. 1, pp. 47–58, 2010.
- [156] S. J. Chapman, *Máquinas Eléctricas*, 3er ed. MC Graw Hill, 2000.
- [157] A. Kirubakaran, S. Jain, and R. K. Nema, "A review on fuel cell technologies and power electronic interface," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 9, pp. 2430–2440, 2009.
- [158] W. M. Budzianowski, "A review of potential innovations for production, conditioning and utilization of biogas with multiple-criteria assessment," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 54, pp. 1148–1171, Feb. 2016.
- [159] J. Batstone, J. Keller, I. Angelidaki, S. Kalyuzhnyi, S. G. Pavlostathis, A. Rozzi, W. Sanders, H. Siegrist, and V. Vavilin, "Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1)." IWA Task Group on Modelling of Anaerobic Digestion Processes, London, 2002.
- [160] M. K. Baliwal, A. Bhargava, S. N. Joshi, and S. Kumar, "Modeling and Simulation of Solid Oxide Fuel Cell Based Distributed Generation System," *Int. J. Eng. Res. Technol.*, vol. 2, no. 8, pp. 2384–2388, 2013.
- [161] A. F. Ladino Tamayo and J. A. Martinez Rojas, "Metodología Para el Aprovechamiento Energético de Recursos de Biomasa Residual Pecuaria en la Autogeneración de electricidad: Casos de Estudio Briceño Boyacá y Cajicá Cundinamarca," Universidad Distrital Francisco Jose de Caldas, 2016.
- [162] A. Lopez, B. Roberts, D. Heimiller, N. Blair, and G. Porro, "U.S. Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis," 2012.
- [163] S. Manrique, J. Franco, V. Nuñez, and L. Seghezzeo, "Propuesta Metodológica Para la Toma de Decisiones Sobre Bioenergía en un Contexto Complejo y Diverso," *Av. en Energ. Renov. y medio Ambient.*, vol. 15, pp. 39–47, 2011.
- [164] P. Ralevic and D. B. Layzell, "An Inventory of the Bioenergy Potential of British Columbia," Ontario, 2006.

- [165] M. A. Gonzalez-Salazar, M. Morini, M. Pinelli, P. R. Spina, M. Venturini, M. Finkenrath, and W. R. Poganietz, "Methodology for estimating biomass energy potential and its application to Colombia," *Appl. Energy*, vol. 136, pp. 781–796, 2014.
- [166] M. Gonzalez-Salazar, M. Venturini, W. Poganietz, M. Finkenrath, T. Kirsten, and H. Acevedo, "Bioenergy Technology 2030 Roadmap for Colombia," 2014.
- [167] M. A. Gonzalez-Salazar, M. Venturini, W.-R. Poganietz, M. Finkenrath, and M. R. L.V. Leal, "Combining an accelerated deployment of bioenergy and land use strategies: Review and insights for a post-conflict scenario in Colombia," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 73, no. June 2016, pp. 159–177, 2017.
- [168] Biomass Energy Europe, *Harmonization of biomass resource assessments: Best Practices and Methods Handbook*, vol. 1. 2010.
- [169] S. R. Castaño, *Redes de Distribución de Energía*, Tercera. Manizales: Universidad Nacional Autónoma de México, 2004.
- [170] ICA, "Censo Pecuario Nacional 2016," *Instituto Colombiano Agropecuario*, 2016. [Online]. Available: <http://www.ica.gov.co/getdoc/9c3ad7df-d7ba-4a6d-8112-563caa9d8b17/Pecuarria.aspx>. [Accessed: 08-Oct-2017].
- [171] CNM-IPSE, "Pagina Principal CNM_Prestación de Servicio," 2017. [Online]. Available: http://190.216.196.84/ps_cnm/. [Accessed: 08-Sep-2017].
- [172] CNM-IPSE, "Pagina de inicio CNM," 2017. [Online]. Available: <http://190.216.196.84/cnm/>. [Accessed: 08-Sep-2017].
- [173] N. E. Gómez, "Energización de las zonas no interconectadas a partir de las energías renovables solar y eólica," Universidad Javeriana, 2011.
- [174] Ministerio de Minas y Energía; and Unidad De Planeación Minero Energética (UPME), *Plan Indicativo De Expansión De Cobertura De Energía Eléctrica 2013-2017*. Bogotá, 2013.
- [175] Fondo para el Financiamiento del Sector Agropecuario (FINAGRO), "Perspectiva del sector agropecuario Colombiano," Bogota, 2014.
- [176] Instituto de Hidrología Metereología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM), Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible (MADS), Departamento Nacional de Planeación (DNP), A. D. Pulido, R. Jiménez, J. D. Turriago, and J. E. Mendoza, "Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de Colombia. Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático de Colombia." Instituto de Hidrología Metereología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM), Bogotá, pp. 1–36, 2015.
- [177] M. L. Myers, "Ganadería y cría de animales.," in *Enciclopedia de Salud y Seguridad en el Trabajo*, 1998, p. 70.1-70.42.
- [178] C. M. Williams, "Gestión de residuos de aves de corral en los países en desarrollo," *Revisión del Desarro. avícola*, pp. 1–2, 2011.
- [179] J. Martí-Herrero, *Biodigestores familiares: Guía de diseño y manual de instalación*, 1st ed. Cooperación Técnica Alemana GTZ, 2008.
- [180] M. A. Gonzalez-salazar, "Strategic planning of biomass and bioenergy technologies," Università degli Studi di Ferrara, 2016.
- [181] Observatorio de energía renovables para latinoamerica y el caribe, "Programa de capacitación en energías renovables - El Biogás," ONU, Viena, 2013.

- [182] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), “Eignung des Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM 1) zur Prozesssteuerung landwirtschaftlicher Biogasanlagen: (Applicability of the Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM 1) for process control of agricultural biogas plants),” *Gülfower Fachgespräche Band 27 Messen, Steuern, Regeln bei der Biogaserzeugung*, pp. 1–209, 2008.
- [183] I. Angelidaki and L. Ellegaard, “Codigestion of manure and organic wastes in centralized biogas plants: status and future trends.,” *Appl. Biochem. Biotechnol.*, vol. 109, no. 1–3, pp. 95–105, 2003.
- [184] H. Lu and J. Yan, “Stakeholder analysis of a centralized biogas plant in China the case of Yangling,” in *2011 International Conference on Electronics, Communications and Control, ICECC 2011 - Proceedings*, 2011, pp. 2851–2856.
- [185] M. Lübken, M. Wichern, M. Schlattmann, A. Gronauer, and H. Horn, “Modelling the energy balance of an anaerobic digester fed with cattle manure and renewable energy crops,” *Water Res.*, vol. 41, no. 18, pp. 4085–96, Oct. 2007.
- [186] Instituto de Hidrología Metereología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM), “Promedios climatológicos 1981 - 2010.” [Online]. Available: <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/clima>. [Accessed: 05-Aug-2016].
- [187] Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), “Estimaciones de Población 1985 - 2005 y Proyecciones de Población 2005 - 2020 Total Departamental por Área.”
- [188] Alcaldía de San Vicente del Caguán, “Plan de desarrollo participativo 2012-2015,” San Vicente del Caguán, Caquetá, 2012.
- [189] CNM-IPSE, “Informe de telemetría mensual de junio 2017,” 2017.
- [190] J. A. Fierro Gayara, M. Cifuentes, J. Diaz Monroy, G. M. Herrera Gutierrez, and L. Restrepo Terranova, *Plan de Desarrollo Municipal Puerto Gaitán “Voluntad Para el Progreso.”* Puerto Gaitán, Meta, 2016.
- [191] F. Mohamed, “Microgrid Modelling and Simulation,” Helsinki University of Technology, Helsinki, 2006.
- [192] F. Scholwin, “Developments in Biogas Cleaning & Upgrading Technologies,” in *Conference of the European Biogas Association*, 2014.
- [193] J. W. Jung and A. Keyhani, “Modeling and Control of Fuel Cell Based Distributed Generation Systems,” *J. Iran. Assoc. Electr. Electron. Eng.*, vol. 2, no. 1, pp. 10–23, 2005.
- [194] G. Nahar, D. Mote, and V. Dupont, “Hydrogen production from reforming of biogas: Review of technological advances and an Indian perspective,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, no. December 2015, pp. 1032–1052, 2017.
- [195] W. Kossmann, U. Pönitz, S. Habermehl, T. Hoerz, P. Krämer, B. Klingler, C. Kellner, T. Wittur, F. V. Klopotek, A. Krieg, and H. Euler, *Biogas Digest – Country Reports*, vol. IV. Bangladesh, Bolivia, China, Colombia, India, Kenya, Tanzania, Vietnam: ISAT & GTZ, 1998.
- [196] Incubadora Santander S.A., “Bioenergía para la sostenibilidad,” 2017. [Online]. Available: <http://www.huevoskikes.com/noticias/bioenergia-para-la-sostenibilidad>. [Accessed: 07-Nov-2017].
- [197] P. Conil, “El aprovechamiento del biogás de las lagunas de estabilización : perfil del proyecto ‘ Palmeiras ’ en Tumaco (Colombia) Use of the biogás from stabilization lagoons . Outline of the Palmeira,” *Palmas*, vol. 21, no. 1, pp. 237–240, 2000.
- [198] USAID, *Experiencias para construir futuro: Programa de energía limpia para Colombia 2012-2017*. Bogotá, D.C., 2017.
- [199] D. J. Batstone, J. Keller, I. Angelidaki, S. Kalyuzhnyi, S. G. Pavlostathis, A. Rozzi, W. Sanders, H. Siegrist,

- V. Vavilin, and (IWA Task Group on Modelling of Anaerobic Digestion Processes), “Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1),” *Mendeley Deskt.*, 2002.
- [200] P. A. Vanrolleghem, C. Rosen, U. Zaher, J. Copp, L. Benedetti, E. Ayesa, and U. Jeppsson, “Continuity-based interfacing of models for wastewater systems described by Peterson matrices,” *Water Sci. Technol.* , vol. 52, no. 2, pp. 493–500, 2005.
- [201] H. Shalan, M. Hassan, and A. Bahgat, “Parameter estimation and dynamic simulation of gas turbine model in combined cycle power plants based on actual operational data,” *J. Am. Sci.*, vol. 7, no. 5, pp. 303–310, 2011.
- [202] B. Batidzirai, E. M. W. Smeets, and A. P. C. Faaij, “Harmonising bioenergy resource potentials - Methodological lessons from review of state of the art bioenergy potential assessments,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 9, pp. 6598–6630, 2012.
- [203] L. F. Ramirez Balaguera and D. F. Barrera Ojeda, “Potencial Energético de la Biomasa Residual Pecuaria del Departamento de Cundinamarca - Colombia,” Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2017.

ANEXOS

Por motivo de extensión los anexos no han sido incluidos dentro de este documento. Si el lector los requiere por favor contáctese con los autores en los siguientes correos.

Angel David Rodriguez Vargas

Correo: androdriguezv@correo.udistrital.edu.co

Laura Andrea Morales Garcia

Correo: laamoralesg@correo.udistrital.edu.co

Herbert Enrique Rojas Cubides

Correo: herojasc@udistrital.edu.co; herojasc@unal.edu.co

