

**Evaluación técnico-ambiental del remplazo de sistemas de generación diésel en las ZNI de
la región amazónica de Colombia por Microrredes híbridas con generación renovable**

Ángel Miguel Mejía Archila

Arley Fabricio Domínguez Hernández

Proyecto de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

Juan Carlos Oviedo Cepeda

Ph.D. en Ingeniería (Ing. Eléctrica, Electrónica y Gestión & Desarrollo)

Codirector

César Antonio Duarte Gualdrón

Doctor en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2020

Agradecimientos

A Dios primeramente por darme la oportunidad de cumplir tan anhelada meta.

A mi señora madre Nancy Hernández y mi abuela Mercedes Gonzales por el apoyo incondicional y esfuerzo tan grande durante todo este tiempo, estaré agradecido eternamente sin ustedes nada de esto hubiese sido posible.

A mis tíos Hermes Hernández, Elizabeth Hernández, Pilar Hernández y José Miguel Salazar por ser unas personas extremadamente importantes en este proceso, por estar siempre presentes en cada una de las dificultades y adversidades vividas, por ser un ejemplo a seguir en este corto camino llamado vida.

A mi pareja y acompañante Yenny Pérez gracias por todos los consejos, esfuerzo y paciencia en este largo camino.

A todos mis amigos que de alguna u otra forma me acompañaron en este proceso y siempre estuvieron brindándome un apoyo.

Finalmente, quiero agradecer a la Universidad Industrial De Santander, a cada uno de los docentes que compartieron su conocimiento y aportaron un granito de arena para hacerme crecer como persona y como profesional.

Arley

Quiero agradecer a cada una de las personas que depositaron de una u otra manera su confianza en mí y me brindaron apoyo, a mi madre y mi padre quienes siempre desde niño me han acompañado en cada etapa de mi vida.

A mi tía María Inés Bernal por acogerme en su casa durante el tiempo que duro mi estancia en la universidad y a toda la familia que vive en la ciudad sin el apoyo de ellos no hubiera sido posible obtener este logro.

A la universidad Industrial de Santander por brindar los espacios necesarios para la formación de jóvenes, brindando educación de calidad para todos.

Miguel

Contenido

	Pág.
Introducción	15
1. Información Preliminar	17
1.1 Planteamiento del problema.....	17
1.2 Solución Propuesta.....	18
2. Objetivos.....	20
2.1 Objetivo General	20
2.2 Objetivos Específicos	20
3. Metodología	21
3.1 Selección de comunidades de las ZNI.....	22
3.1.1 Selección de las comunidades que presentan un menor tiempo de autonomía y que su generación sea única y exclusivamente a partir de tecnología diésel.	25
3.1.2 Selección de las comunidades que tienen una mayor demanda ya habiendo seleccionado el menor tiempo de autonomía.	25
3.1.3 Selección de las comunidades que tengan una mayor complejidad o dificultad para llegar a determinado territorio (comunidad).	25
3.1.4 Determinación de las comunidades donde la condición climática demarque una ventaja al seleccionar el tipo de generación de energía eléctrica.	26
3.1.5 Comunidades seleccionadas.....	26

3.2 Estimación de los recursos primarios	30
3.2.1 Energía solar fotovoltaica.	30
3.2.2 Energía Eólica.	36
3.2.3 Generación diésel.	38
3.3 Selección de los componentes del sistema de generación de energía eléctrica	40
3.3.1 Selección de los paneles o módulos solares fotovoltaicos.....	40
3.3.2 Selección de las baterías.	41
3.4 Selección de la estrategia de gestión de la demanda	43
3.5 Simulación y dimensionamiento	45
3.5.1 Datos de entrada.	46
3.5.2 Demanda eléctrica.	47
3.5.3 Recursos de generación primarios y costos de los equipos.	48
4. Presentación de resultados y análisis	49
4.1 Análisis de la configuración energética propuesta.....	49
4.1.1 Análisis de despacho de la configuración energética.	51
4.1.2 Análisis del precio de la energía eléctrica.	54
4.1.3 Demanda según la tarifa plana y tarifa de incentivos.....	57
4.1.4 Comparación entre aplicar y no aplicar gestión de la demanda.....	59
4.2 Análisis Ambiental.....	63
5. Conclusiones	65
Referencias Bibliográficas.....	67

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Esquema de metodología aplicada	22
<i>Figura 2.</i> Esquema de metodología aplicada para la selección de las comunidades.....	23
<i>Figura 3.</i> Localidades con telemetría octubre 2017.	24
<i>Figura 4.</i> Ubicación de las localidades seleccionadas según los criterios expuestos.....	28
<i>Figura 5.</i> Curvas de la demanda eléctrica promedio diario de las cinco localidades seleccionadas	29
<i>Figura 6.</i> Componentes de la radiación solar	31
<i>Figura 7 .</i> Orientación e inclinación de los paneles solares fotovoltaicos.	33
<i>Figura 8.</i> Radiación solar en Colombia.	34
<i>Figura 9.</i> Radiación solar promedio mensual en [W/m ²] presente en los cinco casos de estudio seleccionados	36
<i>Figura 10.</i> Promedio de la velocidad media del viento por hora [km/h] presente en los cinco casos de estudio seleccionados.	37
<i>Figura 11.</i> Diagrama unifilar actual, presente en las zonas de estudio.....	39
<i>Figura 12.</i> Especificaciones técnicas de la batería	42
<i>Figura 13.</i> Diagrama de bloques del algoritmo de planeación de microrredes.....	46
<i>Figura 14.</i> Demanda eléctrica estándar utilizada.	47
<i>Figura 15.</i> Despacho promedio para cada uno de los esquemas de tarifas.....	53

<i>Figura 16.</i> Precio de la energía, Tarifa plana y Tarifa de Incentivos.	56
<i>Figura 17.</i> Comparación de demandas considerando las tarifas	58
<i>Figura 18.</i> Análisis completo en las zonas de estudio	62
<i>Figura 19.</i> Emisiones nocivas en los dos escenarios comparados con las emisiones basadas en generación única a partir de diésel.	64

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Comunidades tenidas en cuenta para el estudio según los criterios expuestos</i>	27
Tabla 2. <i>Información concerniente a los paneles fotovoltaicos</i>	41
Tabla 3. <i>Valores de los parámetros de entrada para las simulaciones</i>	46
Tabla 4. <i>Costos unitarios para la simulación</i>	48
Tabla 5. <i>Resultados de la simulación Python</i>	49
Tabla 6. <i>Cantidades unitarias de paneles fotovoltaicos y baterías</i>	50
Tabla 7. <i>Emisiones nocivas por litro</i>	63

Lista de Apéndices

Ver documentos adjuntos en el CD-ROM y puede ser visualizados en la Base de Datos de la Biblioteca UIS

Apéndice A Zonas no interconectadas de Colombia con telemetría, selección de comunidades de estudio.

Apéndice B Informe mensual de telemetría abril de 2019.

Apéndice C Datos obtenidos de PVsyst, radiación solar y temperatura de los cinco casos seleccionados

Resumen

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO-AMBIENTAL DEL REPLAZO DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DIÉSEL EN LAS ZNI DE LA REGIÓN AMAZÓNICA DE COLOMBIA POR MICRORREDES HÍBRIDAS CON GENERACIÓN RENOVABLE*

AUTORES: ÁNGEL MIGUEL MEJÍA ARCHILA
ARLEY FABRICIO DOMÍNGUEZ HERNÁNDEZ**

PALABRAS CLAVES: Microrred eléctrica híbrida, Zonas no interconectadas (ZNI), Sistema de almacenamiento de energía de las baterías (BESS), Gastos de capital (Capex), Gastos operacionales (Opex) software Visual Studio Pro, software PVsyst, CNM, Homer Pro

DESCRIPCIÓN

Con este trabajo de grado se buscan alternativas de generación de energía eléctrica utilizando una metodología de dimensionamiento desarrollada en el marco de la convocatoria 782 de Colciencias, la cual incluye diferentes estrategias de gestión de la demanda. La metodología propuesta funciona de forma similar al software de simulación HOMER PRO, pero en lugar de utilizar simulación de la operación de las fuentes de energía utiliza una formulación de optimización disciplinada convexa.

La metodología fue aplicada para cinco comunidades de la región amazónica de las zonas no interconectadas de Colombia, teniendo en cuenta las fuentes de energía primaria que pueden ser aprovechadas adecuadamente para generar energía eléctrica.

El desarrollo del proyecto se llevó a cabo realizando un enfoque a la optimización de recursos energéticos en las zonas aisladas. Determinado cuál de estos recursos es el más adecuado para generar energía eléctrica y aporta un mayor beneficio a cada comunidad, buscando disminuir el costo de la energía eléctrica y aumentando las horas de autonomía.

El análisis técnico fue realizado con un enfoque a la generación híbrida de energía eléctrica según los recursos naturales primarios encontrados en cada zona. Este análisis fue simulado en Python.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicomecánicas Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones
Director Juan Carlos Oviedo Cepeda Ph.D. en Ingeniería (Ing. Eléctrica, Electrónica y Gestión & Desarrollo)
Codirector César Antonio Duarte Gualdrón Doctor en Ingeniería Eléctrica

Abstract

TITLE: TECHNICAL-ENVIRONMENTAL ASSESSMENT OF THE REPLACEMENT OF DIESEL GENERATION SYSTEMS IN THE ZNI OF THE AMAZON REGION OF COLOMBIA BY HYBRID MICRORREDES WITH RENEWABLE GENERATION*

AUTHORS: ÁNGEL MIGUEL MEGÍA ARCHILA
ARLEY FABRICIO DOMÍNGUEZ HERNÁNDEZ**

KEYWORDS: Hybrid electric microgrid, unconnected area (ZNI), Battery Energy Storage System (BESS), Capital Expenditure (Capex), Operational Expenditure (Opex) Visual Studio Pro software, PVSyst software, CNM, Homer Pro

DESCRIPTION

This undergraduate project seeks alternatives for the generation of electrical energy using a sizing methodology developed within the framework of the Colciencias call 782, which includes different demand management strategies. The proposed method works similarly to the HOMER PRO simulation software, but instead of using the simulation of the operation of power sources, it uses a convex disciplined optimization formulation.

The methodology was applied to five communities in the Amazon region of the non-interconnected areas of Colombia, taking into account the primary energy sources that planners can use in those regions to generate electricity.

The development of the project focuses on optimizing energy resources in isolated areas by choosing the most suitable to generate electric energy and the ones that provide a more significant benefit to each community. The methodology aims to reduce the cost of electrical power and increase the hours of autonomy.

The work performs the technical analysis using an approach to the hybrid generation of electrical energy according to the primary natural resources found in each area. The work performs all the analysis in Python.

* Degree Work

** Faculty of Physicomechanical Engineering. School of Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering.
Director: Juan Carlos Oviedo Cepeda Ph.D. in Engineering (Electrical, Electronics and Management & Development)
Co-director: César Antonio Duarte Gualdrón. Doctor in Electrical Engineering

Introducción

Las necesidades energéticas de un país, en conjunto con la forma en las que ellas se suplen, determinan en gran medida las posibilidades de desarrollo que tiene el mismo. Las Zonas No Interconectadas (ZNI) al Sistema Interconectado Nacional (SIN) en algunos casos requieren de una solución de generación de energía eléctrica local. Adicionalmente, debido a las características socio económicas de las ZNI se requiere que el precio final de la energía eléctrica sea asequible a la población. Debido a la abundancia de recursos naturales en estas zonas, las energías renovables representan una alternativa que puede cumplir con estas condiciones. Además, la instalación de fuentes de generación renovable contribuirá a la disminución de gases de efecto invernadero y al uso eficiente de los recursos naturales. En consecuencia, es necesario evaluar la viabilidad de la generación de energía eléctrica en estas zonas a partir de fuentes de energía renovables. (Ramírez et al., 2013).

La mayor parte de las ZNI de Colombia cubren las zonas de colonización y expansión de la frontera agrícola, donde se ubican las reservas de recursos naturales; la Amazonia, la Orinoquia y el Anden Pacifico, estos territorios carecen de vías de accesos apropiadas, de servicios públicos adecuados como aseo, alcantarillado, agua potable, educación y comunicaciones. Sumado a lo anterior, la energía eléctrica que abastece a estas zonas se obtiene a partir de generadores diésel, lo cual además de ser un gran contaminante debido a la quema de combustibles fósiles, eleva el precio del kWh generado. Los altos costos de energía llevan a que el estado tenga que gastar una gran suma de dinero en subsidios, ya que muchas de las personas que habitan las ZNI son de

estratos 1 y 2. Los subsidios del estado son pagados debido a que el artículo 368 de la constitución política de Colombia y al decreto 847 de 2001 así lo estipulan (Rodríguez et al., 2010)

En Colombia la población que no cuenta con acceso a la energía es cercana al 4%. El 0,5% de la población se encuentra en zonas de difícil acceso y en lugares alejados de los centros poblados, lo cual imposibilita extender la red eléctrica hasta estas comunidades. La imposibilidad de extender la red crea la necesidad de ofrecer a estas comunidades una solución alternativa (UPME, 2014). Aprovechando las condiciones de topografía y climatología de las regiones se busca implementar en estas comunidades el uso de microrredes híbridas renovables aisladas, pretendiendo con ello contribuir al desarrollo social, económico y productivo de la región y la calidad de vida de los pobladores.

Al crear proyectos de microrredes aisladas se deben enfrentar desafíos como el dimensionamiento y la gestión de la energía, sin los cuales no se podría garantizar la calidad del servicio. Adicionalmente, considerar estrategias de gestión de la demanda podría ser benéfico para esta clase de proyectos. La gestión de la demanda tiene el potencial de disminuir costos de instalación y operación de las microrredes, aumentar el aprovechamiento de energías renovables, y reducir el costo final de la energía generada entre otras. También pueden ser de gran utilidad para ayudar a mantener el equilibrio entre generación y demanda, brindando así un beneficio en las microrredes aisladas con generación renovable, donde los recursos energéticos presentan fluctuaciones. Para mantener este equilibrio es importante tener una predicción de demanda confiable, que pueda reducir picos de sobrecarga y periodos de ausencia del servicio, manteniendo los costos de operación de la microrred (Avila Swinburn, 2013).

1. Información Preliminar

El acceso a la energía eléctrica en una buena parte del territorio colombiano está condicionado al funcionamiento de microrredes eléctricas aisladas que generalmente funcionan a partir de la generación de energía eléctrica con tecnología diésel. La contaminación ambiental producida por el consumo del combustible diésel y su alto costo de adquisición en estas zonas, hacen necesario buscar alternativas de generación técnica y ambientalmente viables.

1.1 Planteamiento del problema

Colombia está dividida energéticamente en dos tipos de zonas: Zonas Interconectadas (ZI) y las Zonas No Interconectadas (ZNI); las ZI son aquellas que tienen acceso al servicio de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las ZNI son aquellas que no están conectadas al SIN. Las ZNI están ubicadas en lugares de difícil acceso, a largas distancias de los centros urbanos, carecen de infraestructura física y no cuentan con vías de acceso apropiadas. Son zonas de alta importancia ecológica; se caracterizan por su riqueza de recursos naturales y gran biodiversidad; se encuentran allí la mayor parte de las reservas y parques naturales del país. Los servicios públicos son escasos y deficientes; carecen de servicios básicos como energía, acueducto y alcantarillado, y presentan dificultades para acceder a la educación, la salud, el agua potable y las tecnologías de comunicación (Gómez, 2011).

Las ZNI se encuentran aisladas energéticamente del resto del territorio nacional debido a sus características geográficas y naturales. Esto hace necesaria la generación de energía eléctrica en sitio. La mayoría de estas zonas están alimentadas por generación diésel. La generación diésel hace necesaria la adquisición y transporte del combustible hasta estas zonas. La forma de resolver la problemática de las ZNI del gobierno actualmente, está basada en grandes proyectos de interconexión y en la implementación diésel. Sin embargo, puede ser que a largo plazo la instalación de generadores diésel no sea la solución más adecuada debido a su impacto ambiental. En búsqueda de alternativas de electrificación rural y el acceso a la energía eléctrica de calidad para las zonas más alejadas del país, se plantea una solución energética híbrida renovable que incluya una estrategia de gestión de la demanda para cinco comunidades ubicadas en la región amazónica de Colombia.

1.2 Solución Propuesta

La solución propuesta se ha construido haciendo un análisis del potencial de generación eléctrica a partir de los recursos primarios de energía solar y eólica para cada una de las cinco comunidades seleccionadas de las ZNI. La metodología seleccionada aplica el algoritmo de planeación para microrredes aisladas diseñado bajo el desarrollo de la propuesta beneficiaria de la convocatoria 782 de Colciencias con código de registro 58603. El algoritmo de planeación de microrredes aisladas permite realizar el dimensionamiento de las microrredes, definir su estrategia de gestión de energía, las tarifas que pagarán los usuarios por su consumo, e incluir una estrategia de gestión de la demanda.

Sin embargo, para poder ejecutar el algoritmo de planeación primero se deben ejecutar algunos pasos previos como definir las comunidades donde será aplicado, definir la disponibilidad de recursos primarios de generación en esas comunidades, seleccionar las fuentes de generación y almacenamiento que serán instaladas, y seleccionar la estrategia de gestión de la demanda que será aplicada. Adicionalmente se debe caracterizar la demanda de los consumidores y definir la elasticidad de los consumidores entre otros. La descripción completa de la metodología empleada se encuentra en el Capítulo 4.

2. Objetivos

El presente trabajo de grado tiene como objetivo identificar cinco comunidades de las ZNI de la región amazónica de Colombia, para llevar a cabo un estudio donde se investigue el tipo de generación renovable apropiada para cada ubicación. Una vez identificadas las comunidades se realizará el dimensionamiento de fuentes de generación y almacenamiento para construir una microrred híbrida renovable, considerando una estrategia de gestión de la demanda.

2.1 Objetivo General

Evaluar la viabilidad técnica y ambiental de reemplazar los sistemas de generación de energía eléctrica Diésel de cinco comunidades seleccionadas de las ZNI de la región amazónica de Colombia, por sistemas de generación de energía eléctrica híbridos que incluyan generación de energía eléctrica con fuentes renovables.

2.2 Objetivos Específicos

- Identificar cinco comunidades de las ZNI de la región amazónica de Colombia, analizar su demanda eléctrica y la disponibilidad de recursos primarios de generación de energía renovable.

- Determinar las fuentes a utilizar en cada comunidad y dimensionar el sistema de generación de energía eléctrica considerando una estrategia de gestión de la demanda de las propuestas bajo el desarrollo de la convocatoria 782 de Colciencias.
- Comparar los sistemas de generación de energía eléctrica basados únicamente en Diésel con los sistemas de generación de energía eléctrica propuestos para determinar su viabilidad técnica y ambiental.

3. Metodología

La metodología de este trabajo de grado se estructura como sigue: primero, se exponen criterios para la selección de las zonas de estudio. Segundo, se caracterizan y cuantifican los recursos naturales disponibles en cada zona. Tercero, se seleccionan las fuentes de generación y almacenamiento evaluando el potencial de generación con recursos primarios en las zonas. Cuarto, se selecciona la estrategia de gestión de la demanda. Quinto, se simula y se determina la configuración energética que suplirá la demanda. Sexto, se comparan los resultados obtenidos cuando se usa gestión de la demanda con los resultados obtenidos cuando no se usa gestión de la demanda.

En la Figura 1 se aprecia la metodología tenida en cuenta para el desarrollo del trabajo de grado.

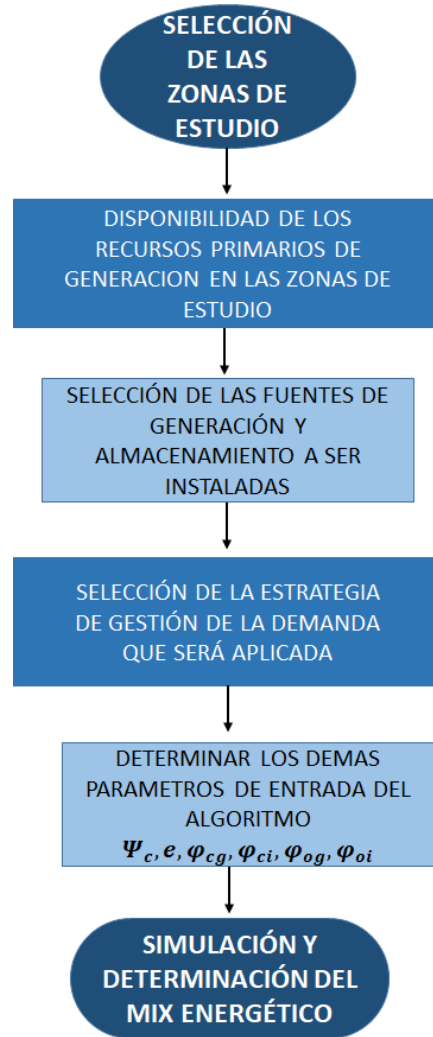


Figura 1. Esquema de metodología aplicada

A continuación, se presentan los ítems que describen la estructura de la metodología en detalle.

3.1 Selección de comunidades de las ZNI

Se realizó una selección de comunidades de acuerdo con la zona del país, para el caso de estudio fue elegida la región del Amazonas, es decir la parte sur que contempla los departamentos de

Amazonas, Caquetá, Guaviare, Putumayo, Vaupés. Y teniendo en cuenta los criterios de selección mostrados en la Figura 2:

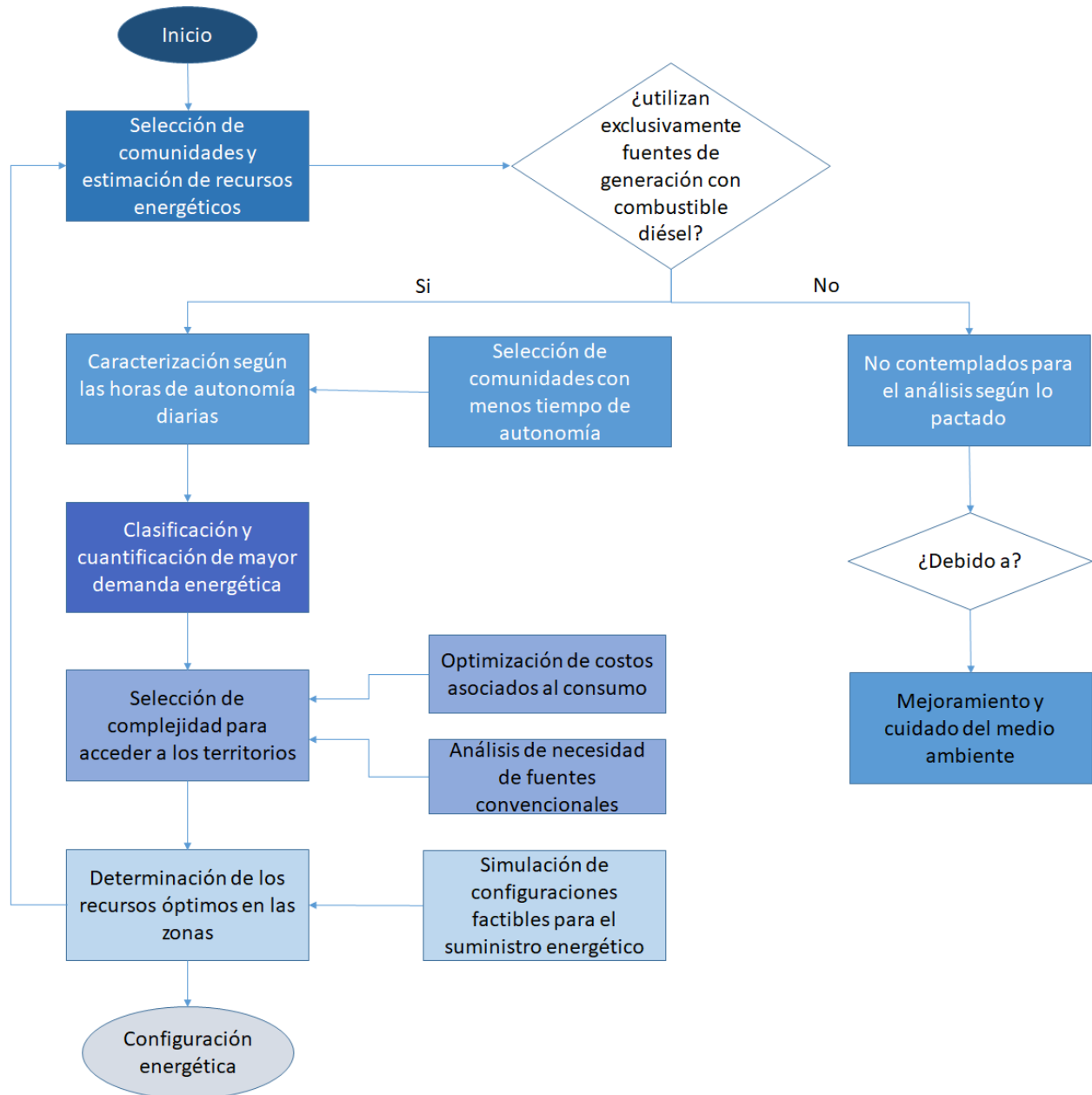


Figura 2. Esquema de metodología aplicada para la selección de las comunidades

En Colombia son escasas las zonas que cuentan con telemetría, en la Figura 3 se aprecian los territorios que cuentan con esta tecnología y de la cual por medio del informe mensual de telemetría del IPSE se extrajeron los datos a tener en cuenta en este trabajo de grado.



Figura 3. Localidades con telemetría octubre 2017. Fuente: Atlas de localidades ZNI de Colombia identificadas por el IPSE y monitoreadas por en CNM que poseen telemetría (puntos verdes)

3.1.1 Selección de las comunidades que presentan un menor tiempo de autonomía y que su generación sea única y exclusivamente a partir de tecnología diésel. Los datos suministrados por el CNM y el IPSE, se utilizaron para llevar a cabo un análisis del tiempo de autonomía de cada una de las comunidades presentes en la región amazónica. Los lugares en donde se presenta menor tiempo de autonomía se tienen en cuenta ya que son sitios donde se van a ver más beneficiados a la hora de realizar la implementación de las microrredes híbridas.

La generación de energía eléctrica exclusivamente a partir de diésel además de ser costosa y contaminante no es la única opción, se pueden implementar sistemas híbridos donde se usen generadores diésel junto a fuentes renovables, esto llevaría a un aumento en el tiempo de operación y prestación del servicio acompañado de una mejor calidad.

3.1.2 Selección de las comunidades que tienen una mayor demanda ya habiendo seleccionado el menor tiempo de autonomía. Las curvas del IPSE sirven como referencia para conocer las necesidades energéticas de las comunidades actualmente. Sin embargo, se asumió un perfil de carga de 24 horas, siendo escalado buscando una similitud con la demanda que debería ser ofrecida.

3.1.3 Selección de las comunidades que tengan una mayor complejidad o dificultad para llegar a determinado territorio (comunidad). Colombia al ser un territorio que se encuentra cerca del ecuador posee una gran diversidad en clima, fauna y flora, la región del amazonas es una de las más selváticas del mundo y de difícil acceso, pero esto no evita que se desarrollen actividades económicas y se habite en esta parte del país, dada su ubicación y condición no hay una malla vial terrestre suficiente por la cual se puedan movilizar los productos que se requieren,

el Diésel se usa para la generación de energía eléctrica en estos lugares, pero debido al transporte su costo se eleva, al implementar nuevas formas de producir energía eléctrica como son la solar fotovoltaica, eólica o biomasa se busca mantener el servicio y reducir el costo de operación si es posible.

3.1.4 Determinación de las comunidades donde la condición climática demarque una ventaja al seleccionar el tipo de generación de energía eléctrica. El potencial energético presente en cada zona se debe analizar, para poder determinar así el tipo de generación de energía eléctrica más apropiada y viable para su implementación, descartando aquellas no tan aptas o que su implementación resulte más costosa.

Los datos de irradiación solar, viento y temperatura se obtuvieron de entidades como: IDEAM, UPME y NASA las cuales recolectan información meteorológica y climatológica; para la determinación de la capacidad en biomasa se analizaron los tiempos de cultivo y las materias primas resultantes para cada comunidad.

3.1.5 Comunidades seleccionadas. Haciendo uso de la metodología planteada para la selección de las comunidades y de los datos obtenidos del IPSE para las ZNI, se determinaron las 5 comunidades. Estas cumplen con los requisitos de tiempo de operación, demanda eléctrica, forma de acceso y potencial energético.

La Tabla 1 presenta las comunidades seleccionadas de los departamentos de Caquetá, Guaviare, Putumayo y Vaupés.

Tabla 1.

Comunidades tenidas en cuenta para el estudio según los criterios expuestos

°N DE COMUNIDADES	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	COMUNIDAD	TIEMPO DE SERVICIO	DEMANDA MÁXIMA (KW)	TIPO DE GENERACIÓN	RANGO DE TEMPERATURA PROMEDIO (°C)
1	AMAZONAS	LETICIA	LETICIA	24 horas	7148,63	DIÉSEL	22-31
2	AMAZONAS	PUERTO NARIÑO	PUERTO NARIÑO	24 horas	223,34	DIÉSEL	22-32
3	AMAZONAS	TARAPACA	TARAPACA	10 horas 17 minutos	116,4	DIÉSEL	22-29
4	CAQUETA	CARTAGENA DEL CHAIRA	REMOLINO DEL CAGUAN	8 horas 11 minutos	92,53	S. FOTOVOLTAICO-DIÉSEL	22-31
5	CAQUETA	SAN VICENTE DEL CAGUAN	GUACAMAYAS	17 horas 39 minutos	39,38	S. FOTOVOLTAICO-DIÉSEL- BATERIAS	19.5-32.5
6	GUAVIARE	MIRAFLORES	MIRAFLORES	18 horas 26 minutos	200,2	DIÉSEL	21-29
7	PUTUMAYO	PUERTO LEGUIZAMO	LA TAGUA	SIN INFORMACIÓN	SIN INFORMACIÓN	DIÉSEL	21-29
8	PUTUMAYO	PUERTO LEGUIZAMO	PIÑUÑA NEGRO	5 horas 42 minutos	28,8	DIÉSEL	21-30
9	PUTUMAYO	PUERTO LEGUIZAMO	PUERTO LEGUIZAMO	23 horas 12 minutos	2007,28	DIÉSEL	21-31
10	PUTUMAYO	PUERTO LEGUIZAMO	PUERTO OSPINA	SIN INFORMACIÓN	SIN INFORMACIÓN	DIÉSEL	21-32
11	VAUPÉS	CARURU	CARURU	9 horas 16 minutos	102,87	PCH-DIÉSEL	21.1-32.6
12	VAUPÉS	MITU	MITU	24 horas	2424,53	DIÉSEL	22-29
13	VAUPÉS	TARAIRA	TARAIRA	11 horas 20 minutos	111,94	DIÉSEL	21-29

La tabla 1 muestra las comunidades pertenecientes a la región Amazónica de Colombia., de las cuales fueron seleccionadas las cinco zonas de estudio subrayadas en color azul, según los criterios expuestos anteriormente.

En la Figura 4 se observa la ubicación geográfica de las cinco comunidades tenidas en cuenta para realizar los estudios.

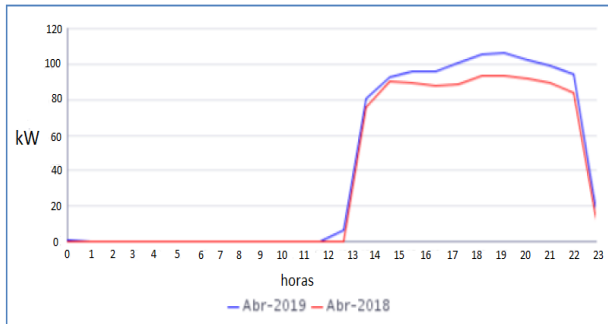


Figura 4. Ubicación de las localidades seleccionadas según los criterios expuestos

En la Figura 5 se observan las curvas de demanda del mes de abril del 2019 de los cinco casos de estudio seleccionados, observando sus horas de autonomía.

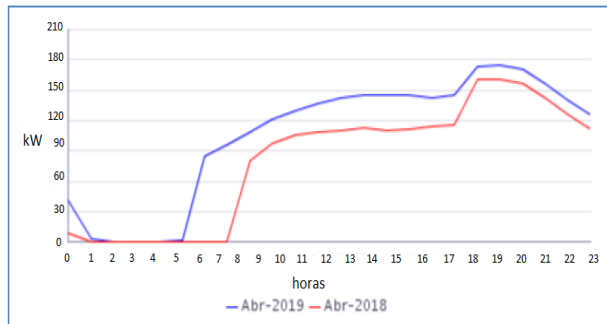
Curva de demanda promedio diaria mensual

Tarapacá



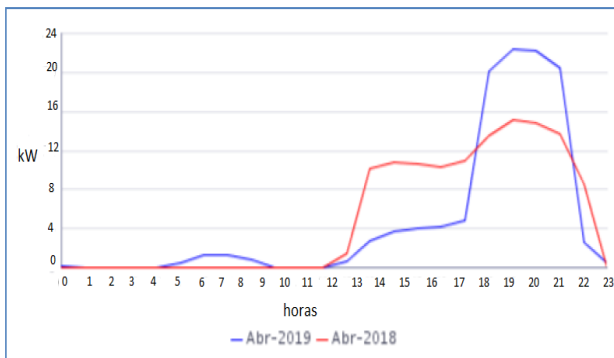
Curva de demanda promedio diaria mensual

Miraflores



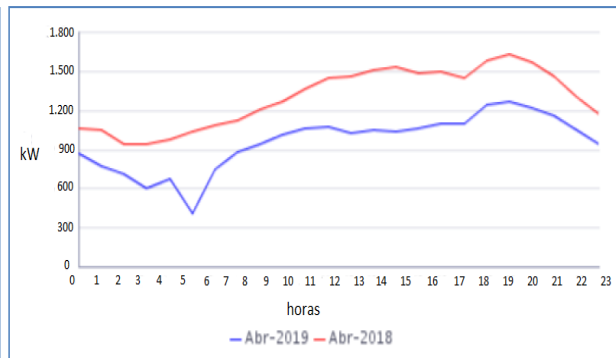
Curva de demanda promedio diaria mensual

Piñuña Negro



Curva de demanda promedio diaria mensual

Puerto Leguizamo



Curva de demanda promedio diaria mensual

Taraira

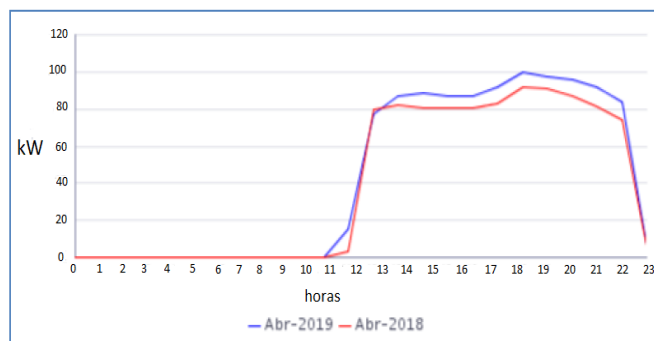


Figura 5. Curvas de la demanda eléctrica promedio diario de las cinco localidades seleccionadas

Fuente: IDEAM informe mensual de telemetría

Es importante resaltar que cada una de estas comunidades fueron seleccionadas teniendo en cuenta el documento presentado por el IPSE del mes de abril de 2019 como se puede observar en el **APÉNDICE B**, ya que en esta época del año en el territorio colombiano es temporada de invierno, por tal motivo la demanda máxima de energía tiene un aumento considerable por encima de las otras temporadas vistas en el año, siendo este el punto de partida para poder realizar el dimensionamiento de la microrred eléctrica híbrida.

3.2 Estimación de los recursos primarios

Realizar el análisis de los recursos primarios de cada una de las zonas es necesario, con el objetivo de aprovechar el potencial energético, seleccionando adecuadamente las tecnologías más viables para la generación de energía eléctrica.

Los datos de referencia fueron obtenidos de organizaciones encargadas de realizar la obtención de información meteorológica y climatológica, tales como IDEAM, UPME y NASA. La información de irradiación solar, temperatura y viento es recolectada de estaciones meteorológicas ubicadas en zonas cercanas a las zonas de estudio utilizando la ayuda del software PVsyst.

3.2.1 Energía solar fotovoltaica. La radiación solar es la energía emitida por el sol en forma de radiación electromagnética que llega a la atmósfera. Se mide en superficie horizontal, mediante el sensor de radiación o piranómetro, que se sitúa orientado al sur y en un lugar libre de sombras. La unidad de medidas es el watt por metro cuadrado (W/m^2). La energía eléctrica generada por los sistemas fotovoltaicos para satisfacer cierta demanda, en (kWh/d) dependerá también de las

eficiencias presentes en los sistemas de inversión de corriente, regulador de corriente y eficiencia tanto como en el almacenamiento y suministro en el banco de baterías (Ladino, 2011).

La radiación solar que incide sobre una instalación fotovoltaica está compuesta por tres partes, la primera es la radiación directa, y es aquella radiación que sin sufrir ninguna degeneración o desviación incide en la superficie y es la que más radiación aporta; el segundo componente corresponde a la radiación que sufre desviaciones debido a reflexiones en la atmosfera; esta es la radiación indirecta o difusa. La última parte es el albedo o radiación reflejada y es aquella componente de la radiación que refleja mayormente del suelo e incide en la instalación fotovoltaica. (García Perez, 2019)

El recurso solar varía según la ubicación a lo largo del día y del año, estas variaciones son consecuencia directa de la geografía de la Tierra y sus movimientos astronómicos. En la Figura 6 se muestran los componentes de la radiación solar.



Figura 6. Componentes de la radiación solar Fuente:

http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno17/csp/Principios_funcionamiento.html

La orientación que se le dé a los módulos fotovoltaicos también es una parte muy importante a la hora de aprovechar la energía solar de manera que si la instalación se va hacer en el hemisferio norte deberán ir orientadas hacia el sur, a este ángulo de orientación se le conoce como azimut o acimut y se representa con la letra griega α . El otro factor es el ángulo de inclinación que tendrá la instalación con respecto a la horizontal, este es conocido como el ángulo de elevación y se debe tener en cuenta debido a que cuando los rayos del sol entran perpendicularmente al panel es cuando se tendrá mayor conversión de estos rayos en energía eléctrica, se representa con la letra griega β . En la Figura 7 se puede observar el ángulo de inclinación y el ángulo de azimut.

El ángulo de inclinación se escogerá dependiendo de los siguientes criterios (Fernández & Jiménez, 2017):

- Para instalaciones con consumos constantes se utiliza una inclinación al valor absoluto de la latitud del lugar incrementado 10° .
- Para instalaciones con consumos inferiores en invierno se utiliza una inclinación igual al valor absoluto de la latitud
- Para instalaciones que solo se usen en verano se suele emplear un ángulo de inclinación igual al valor absoluto de la latitud con un decremento de 10°

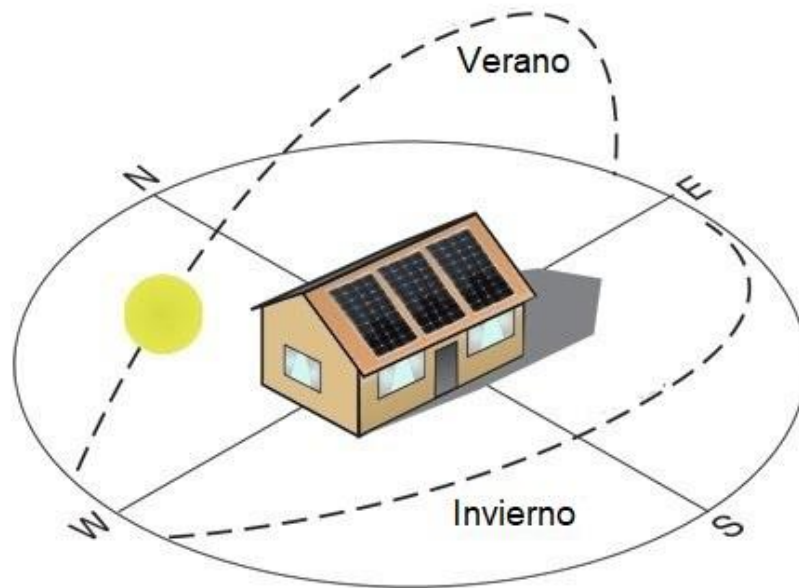


Figura 7 . Orientación e inclinación de los paneles solares fotovoltaicos. Fuente: <https://www.mpptsolar.com/es/orientacion-inclinacion-paneles-solares.html>

El potencial energético solar en Colombia se presenta en el mapa mostrado en la Figura 8 indicando una aproximación de la energía producida en las diferentes zonas del país y la distribución del brillo solar.

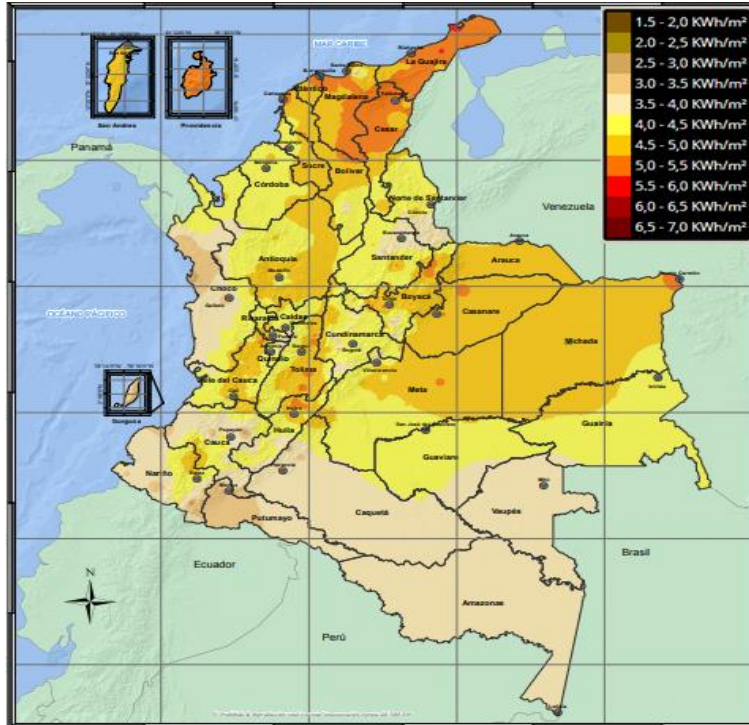


Figura 8. Radiación solar en Colombia. Fuente: Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

En el mapa de la Figura 8 se puede ver que los departamentos que conforman la región del Amazonas la mayor parte del año tienen una radiación solar baja comparada con la mayoría del territorio nacional, esto se debe a la presencia de exuberante selva tropical y las constantes lluvias, esto afecta en los costos de la generación de energía eléctrica, ya que se debe usar una cantidad un poco mayor de módulos PV.

Calcular la energía eléctrica producida por los paneles se puede realizar empleando la siguiente ecuación (Fernández & Jiménez, 2017):

$$E_{sisF} = \frac{G_{dm} * P_m * P_R}{G_{inc}} * n \quad (1)$$

Donde:

G_{dm} es la radiación sobre el campo solar, se da en [kW/m²]

P_m es la potencia máxima generada por el sistema fotovoltaico [kW]

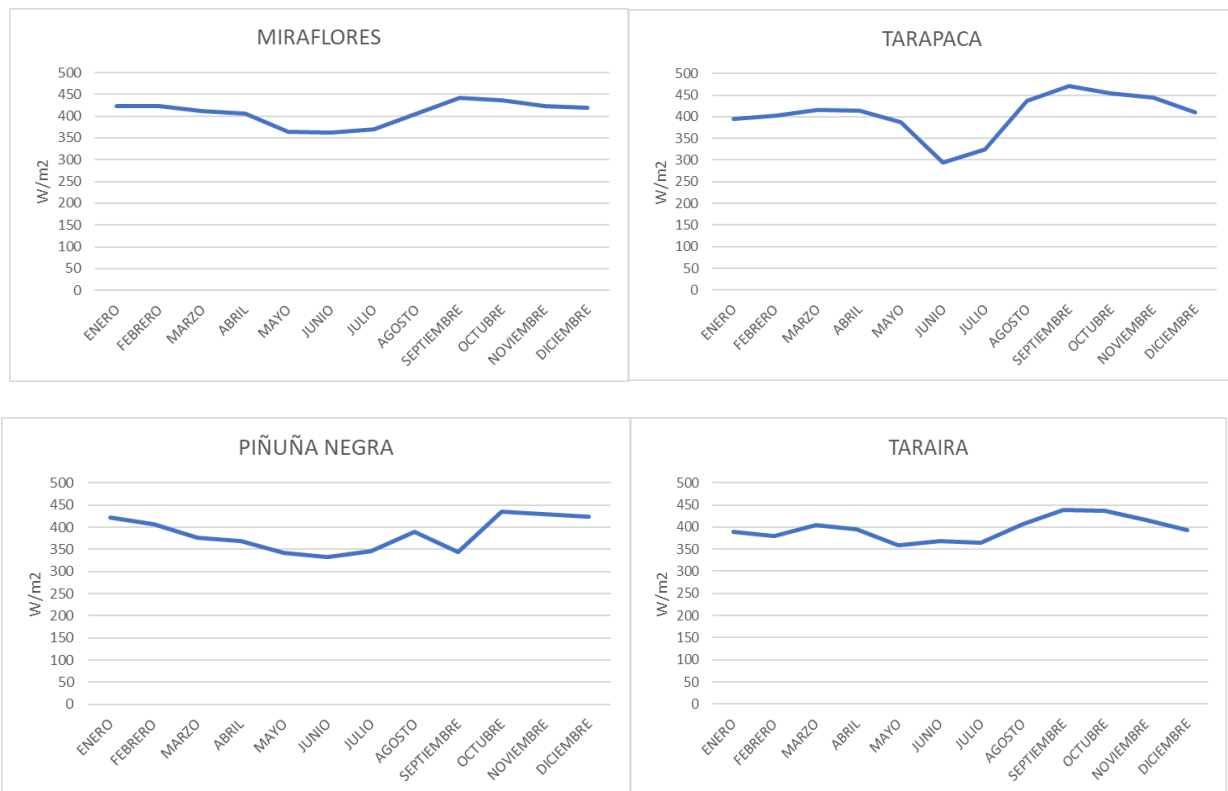
P_R son las pérdidas o rendimiento de la instalación [kW]

G_{inc} es la irradiación en condiciones estándar, su valor es 1 [kWh/m²]

n es el número de días del mes

Para medir el potencial energético de las zonas en estudio mediante el recurso solar, se recogieron los datos de irradiación solar y temperatura de las estaciones meteorológicas, estos datos se encuentran en el **APÉNDICE C**.

En la Figura 9 se muestran las curvas de radiación solar horizontal en las zonas de estudio.



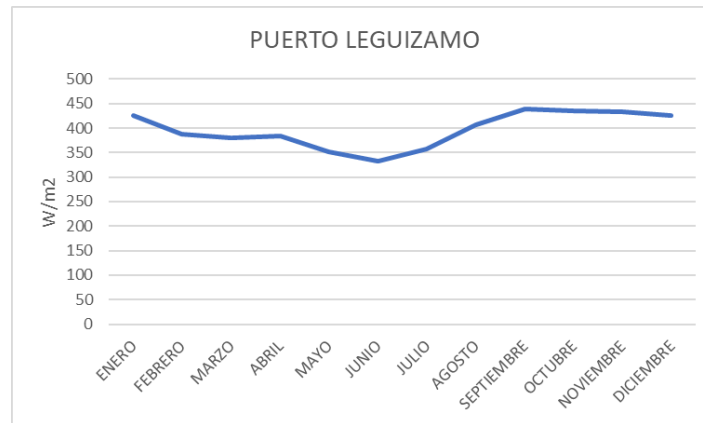


Figura 9. Radiación solar promedio mensual en [W/m²] presente en los cinco casos de estudio seleccionados

3.2.2 Energía Eólica. El recurso eólico se produce a partir del movimiento de la masa del aire y su aprovechamiento depende fuertemente de la velocidad del viento en sitio, su potencia lo determina la capacidad de la turbina del aerogenerador, compuesta de las aspas acopladas a un rotor que mueve el generador, para convertir la energía cinética del viento en electricidad. (Angarita & Pabón, 2018)

En la Figura 10 se aprecia la velocidad del viento promedio por hora durante un año en cada una de las comunidades seleccionadas para el estudio.

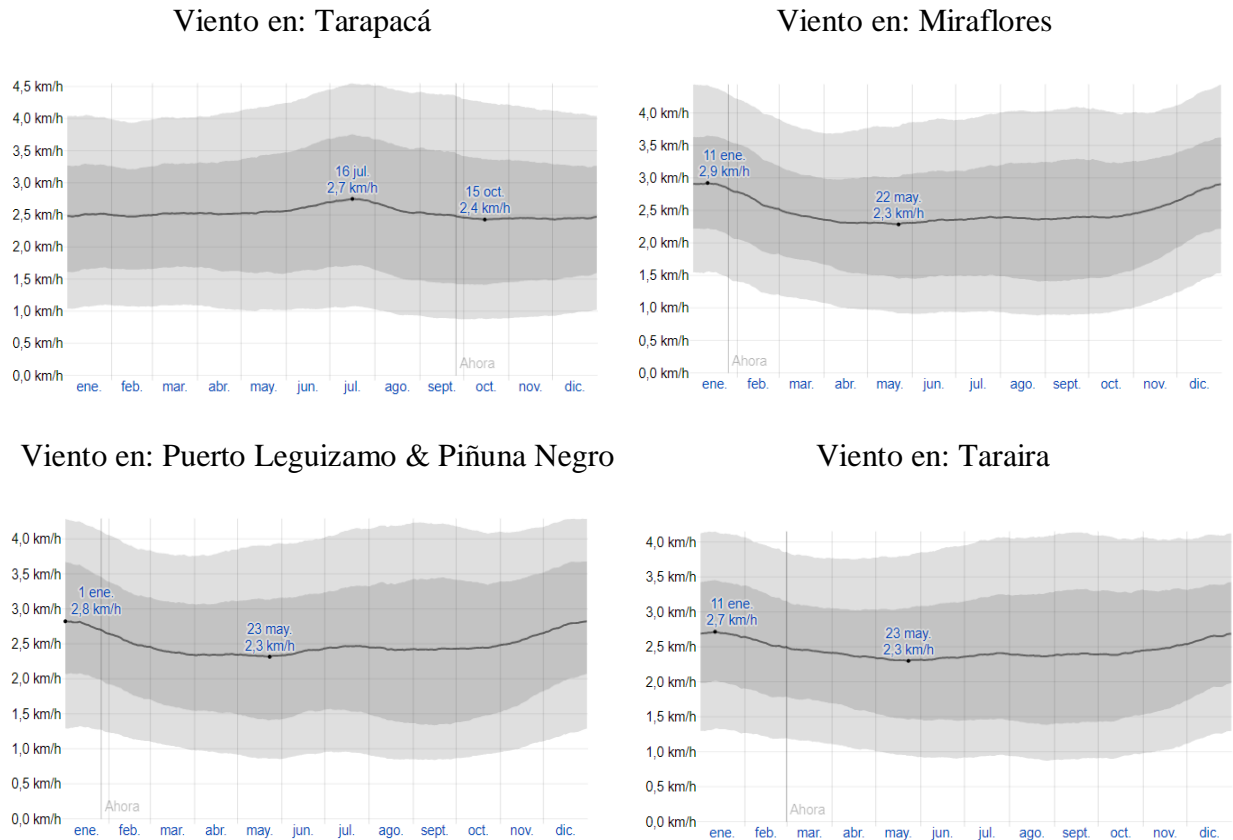


Figura 10. Promedio de la velocidad media del viento por hora [km/h] presente en los cinco casos de estudio seleccionados. Fuente: <https://es.weatherspark.com/>

La dirección predominante promedio por hora del viento varía durante el año, la Figura 10 muestra la velocidad del viento medida a 10 metros sobre el suelo. El viento de cierta ubicación depende en gran medida de la topografía local y de otros factores; y la velocidad instantánea y dirección del viento varían más ampliamente que los promedios por hora (Cedar Lake Ventures Inc, 2018).

Una vez analizados los datos de viento en cada una de las cinco zonas se descarta la posibilidad de realizar un dimensionamiento en base a energía eólica ya que en estos territorios por su posición geográfica los vientos no son factibles para este tipo de generación de energía eléctrica, estudios realizados por (Muñoz, 2012) aseguran que para la energización en zonas rurales un valor

promedio de velocidad del viento de aproximadamente 5,5 [m/s] medido a 50 [m] de altura sobre el suelo representa buen potencial para generación de energía.

Además, sugiere que el periodo de monitoreo sea de mínimo un año en intervalos de 10 minutos, dando así prioridad para la solución de este trabajo a un dimensionamiento exclusivo basado en celdas fotovoltaicas ya que el potencial energético proveniente del sol es más apropiado para el abastecimiento de energía de las comunidades.

3.2.3 Generación diésel. Dadas las circunstancias en que se encuentran cada una de estas comunidades, siendo alimentadas por fuentes de energía eléctrica a base de combustible diésel, lo ideal es reducir el uso de estos sistemas buscando la implementación de energías renovables y ser más amigables con el medio ambiente. Es pertinente mencionar que dependiendo de los recursos naturales con que se cuente para tal fin y recordando que las fuentes son en su mayor parte intermitentes, suele ser necesario considerar energías convencionales para que la microrred híbrida ofrezca mayor estabilidad, calidad de energía eléctrica y viabilidad económica (Nuñez Ronderos & Sarmiento Rodríguez, 2019).

Una de las ventajas que presenta el uso de generación diésel es la baja inversión inicial y la facilidad para adquirir los equipos; sin embargo, tiene un rendimiento limitado, altos costos de operación debido a la variación en el precio de los combustibles, y el transporte del mismo, generalmente el servicio se limita a unas cuantas horas al día ya sea por fallas técnicas o por falta de combustible. La mejor forma de capturar las características energéticas de los generadores diésel es haciéndolos parte de sistemas híbridos de generación, donde permitan aumentar la eficiencia e impactando de forma positiva en el costo de la energía.

Diagrama unifilar Tarapacá

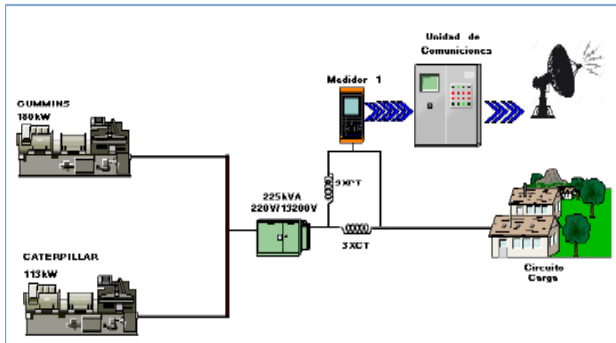


Diagrama unifilar Miraflores

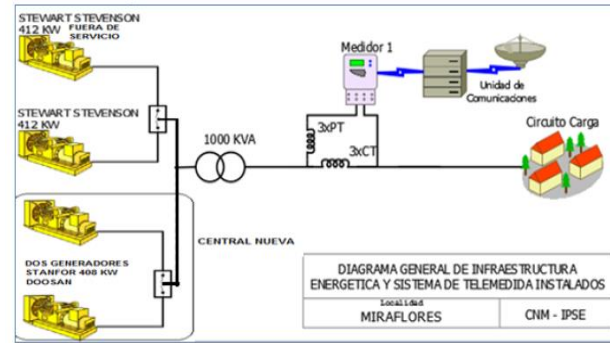


Diagrama unifilar Piñuña Negro

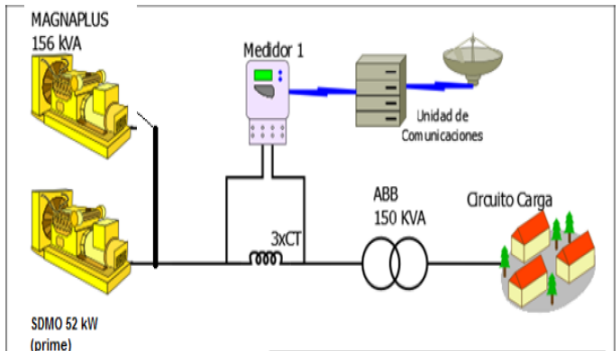


Diagrama unifilar Taraira

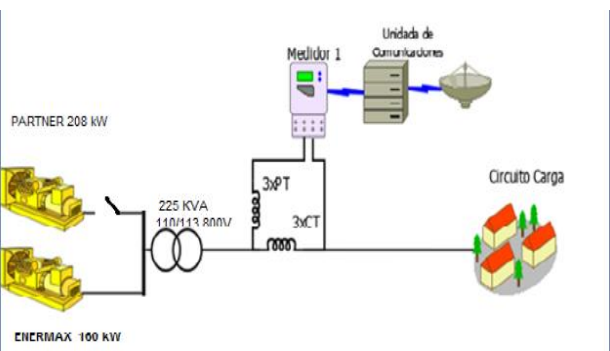


Diagrama unifilar Puerto Leguizamo

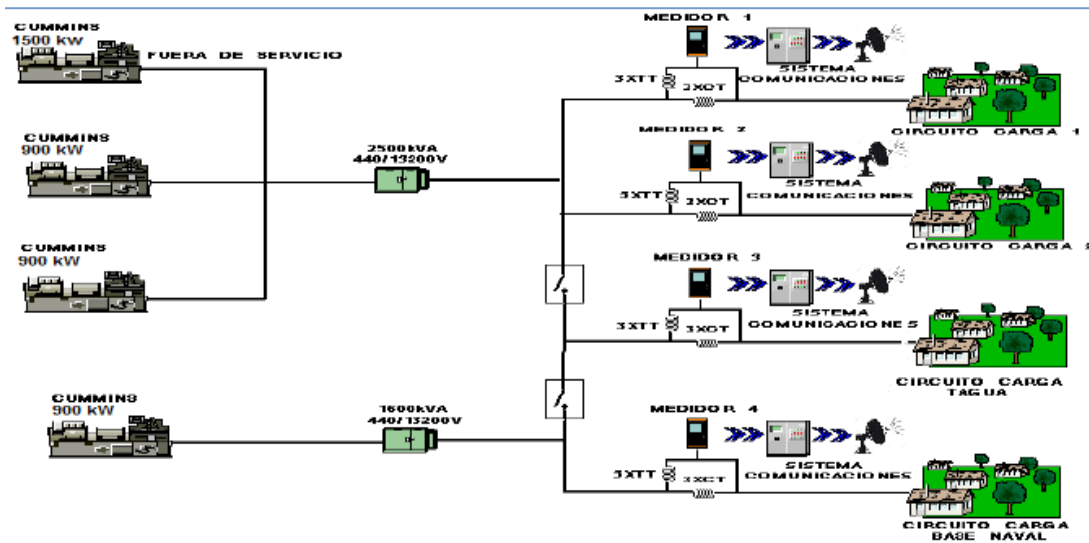


Figura 11. Diagrama unifilar actual, presente en las zonas de estudio Fuente: IDEAM informe mensual de telemetría

En la Figura 11 se observan los diagramas unifilares actuales de cada una de las comunidades evidenciando la generación a base de generadores que utilizan combustible diésel, así como también su configuración de operación con el uso de generadores de respaldo en caso de falla.

3.3 Selección de los componentes del sistema de generación de energía eléctrica

Actualmente en el mercado de generación de energía eléctrica se encuentran diversas opciones de elementos para la instalación de sistemas de generación fotovoltaica. Los sistemas de generación fotovoltaica tienen una vida útil de 25 a 30 años. Sin embargo, los demás componentes de la instalación deben ser de una excelente calidad para poder alcanzar este tiempo y al final alcanzar una rentabilidad económica.

Las fuentes renovables no convencionales son intermitentes, es decir, que la generación de energía eléctrica a partir de estas varía constantemente dependiendo del recurso. Por tal motivo no es conveniente disponer de un sistema híbrido cuya generación sea 100% con este tipo de fuentes, por lo cual es necesario el uso de baterías o un sistema de generación diésel como respaldo. (García Pérez, 2019)

3.3.1 Selección de los paneles o módulos solares fotovoltaicos. Los módulos solares fotovoltaicos utilizados son de material policristalino, siendo determinados por la ubicación geográfica de las zonas de estudio. El silicio en su forma policristalina presenta mejor eficiencia en climas cálidos. Otro factor tenido en cuenta es el pico máximo de potencia, esto con la finalidad de reducir la cantidad de módulos y conexiones eléctricas para satisfacer la demanda (Gómez & Córdoba, 2019). Se seleccionó un módulo solar de 72 celdas policristalino de referencia A330P

GSE (BS). El cual es comercializado por la empresa *Atersa Grupo Elcnor*. Este módulo comparado con otros que tienen la misma capacidad de potencia nominal, presenta un mayor rendimiento y un costo más bajo para adquirirlo, por lo tanto se optó por esta referencia.

Tabla 2. Información concerniente a los paneles fotovoltaicos

Características eléctricas	A-330P GSE
Potencia máxima (Pmax)	330W
Tensión máxima potencia (Vmp)	37.40V
Corriente máxima potencia (Imp)	8.83A
Tensión de circuito abierto (Vop)	45.80V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9.33A
Eficiencia del modulo (%)	17.0
Tolerancia de potencia (%)	0/+5
Máxima serie de fusibles (A)	15
Máxima tensión del sistema (TUV/UL)	DC 1000V
Temperatura de funcionamiento normal (°C)	45±2
Vida útil	25 Años

Los costos asociados a los módulos solares fotovoltaicos se presentan en la Tabla 4. Tienen en cuenta además del costo del módulo solar fotovoltaico, los costos de su instalación incluyendo cableado y estructuras.

3.3.2 Selección de las baterías. Las baterías son los elementos que presentan menor vida útil en el sistema de generación fotovoltaico, alrededor de 2 a 3 años si son sometidas a descargas muy profundas. Las baterías seleccionadas son de tipo OPzV de tecnología VRLA-GEL, las cuales ofrecen una durabilidad alta (6 años estimados en la simulación) comparada con las otras tecnologías; en muchos casos no requieren de mantenimiento debido a su electrolito gelificado y

son diseñadas para soportar mejor las descargas profundas. Es seleccionada una batería con referencia 6 OPZV 370 (el número 6 indica la cantidad de vasos que tiene la batería y cada vaso tiene una tensión de 2V), fabricadas por HOPPECKE según el catálogo presenta una capacidad de C10-306Ah (Maldonado, 2018). Las características de la batería seleccionada se encuentran en la Figura 12.



Your benefits with HOPPECKE OPzV solar.power

- **Maintenance-free regarding water refilling** - due to innovative Gel-technology
- **Very high cycle stability during PSoC⁺ operation** - due to tubular plate design with efficient charge current acceptance
- **Maximum compatibility** - dimensions according to DIN 40742
- **Optimal space utilization** - due to horizontal arrangement and stacking
- **Higher short-circuit safety even during the installation** - based on HOPPECKE system connectors

Typical applications of HOPPECKE OPzV solar.power

- **Solar-/Off-grid applications**
Power supply for remote off-grid applications and isolated power networks, drinking water supply systems, healthcare facilities
- **Telecommunications**
Mobile phone stations
BTS-stations
Off-grid/on-grid solutions
- **Traffic systems**
Signalling systems
Lighting

HOPPECKE
POWER FROM INNOVATION

Figura 12. Especificaciones técnicas de la batería Fuente:

<https://www.hoppecke.com/en/product/grid-power-vr-l/>

El precio de las baterías es tenido en cuenta en la Tabla 4. Estos datos son los utilizados para la simulación y dimensionamiento.

3.4 Selección de la estrategia de gestión de la demanda

El objetivo principal de los programas de gestión de la demanda es aumentar la eficiencia energética en el lado de la demanda, lo que beneficia tanto a consumidores como a generadores. La gestión de la demanda debe aspirar a realizar una interacción efectiva entre la red y el usuario para mejorar el servicio y apoyar el acceso a las energías renovables (Avila Swinburn, 2013).

Para llevar a cabo la selección de la microrred se utilizó un algoritmo propuesto en la convocatoria 782 de Colciencias, el cual permite simular cinco diferentes escenarios de acuerdo con un sistema de tarifas propuestas que cuentan con un mecanismo de respuesta a la demanda. La metodología realiza una evaluación del impacto de los diferentes planes de tarifas en materia de planificación y operación de proyectos de microrredes independientes. Para el caso de estudio fueron seleccionadas dos tarifas a tener en cuenta (Oviedo Cepeda, 2020).

A. Tarifa plana: La tarifa plana sirve como referencia para comparar los efectos de las estrategias de gestión de la demanda. La tarifa plana, al no tener variaciones en el tiempo, no ofrece estímulos a los consumidores para cambiar sus formas de consumo actuales.

La forma de calcular la tarifa plana puede variar de un país a otro, debido a la política y aspectos regulatorios. Sin embargo, en términos generales la tarifa plana es la suma de todos los costos de producir la energía eléctrica dividido por la cantidad total de energía producida.

B. Estrategia de gestión basada en tarifa de tiempo de uso: el enfoque tradicional consiste en persuadir a grandes consumidores a mover sus demandas de energía eléctrica durante el día,

utilizando distintos bloques de tarifas como incentivos. Estas tarifas están relacionadas con los picos de potencia eléctrica, siendo más económicos los bloques horarios en que se tiene menos consumo de energía eléctrica y más costoso los que presentan mayor consumo.

C. Estrategia de gestión basada en tarifa de picos de precio crítico: Esta estrategia tiene precios que son de 3 a 5 veces más altos que los normales, pero solamente en algunos periodos de tiempo. El operador anuncia los precios con anticipación a los clientes, con lo cual estos disponen de tiempo para planear su consumo de energía eléctrica y reaccionar de forma adecuada a los altos precios.

D. Estrategia de gestión basada en tarifa dinámica para el día siguiente: La tarifa dinámica para el día siguiente define los precios de la energía eléctrica con un día de anterioridad. Los precios varían cada hora. A pesar de que es la gestión de la demanda que presenta mejores beneficios, su variación horaria dinámica puede ser que no sea la más adecuada para las ZNI.

E. Estrategia de gestión basada en incentivos: esta estrategia incluye incentivos económicos para motivar a los consumidores a disminuir o a incrementar el consumo energético. Una tarifa más económica que la habitual es ofrecida si se desea que los consumidores incrementen su consumo de energía eléctrica. Una tarifa más costosa que la habitual es ofrecida si se desea que los consumidores disminuyan su consumo de energía eléctrica. Al ser una estrategia indirecta permite a los usuarios tomar la decisión de participar o no en la estrategia. Las tarifas basadas en medición de energía eléctrica son deseables cuando la generación de energía eléctrica es limitada. La tarifa es diseñada para reflejar los costos de producción de la energía eléctrica.

F. Estrategia de gestión basada en control directo de cargas: La estrategia de gestión basada en control directo de cargas desconecta porciones de la demanda en caso de que sea necesario.

Esta estrategia es directa, y no les da la oportunidad a los consumidores de elegir si desean participar o no.

Estudios realizados por (Oviedo et al., 2020) muestran como resultado que al aplicar las diferentes estrategias tarifarias mencionadas anteriormente, el precio de la energía es más económico cuando se aplica la estrategia de tiempo de uso y la estrategia basada en incentivos. Utilizando una menor capacidad energética instalada para suplir la demanda.

Se considera que la mejor estrategia de estudio es la de gestión basada en incentivos debido a que presenta una mayor capacidad de generación fotovoltaico y una menor generación diésel en comparación con la tarifa de tiempo de uso. Los precios al ser variables en el transcurso del día permiten una mayor adaptabilidad por parte de los usuarios. El operador también puede controlar la demanda mediante la modificación de precios, aumentando o disminuyendo su valor según lo requiera.

3.5 Simulación y dimensionamiento

Una vez obtenidos los datos de irradiación solar y temperaturas para un lapso de tiempo de un año, habiendo seleccionado la estrategia basada en incentivos, las unidades de producción y almacenamiento es posible proceder a la simulación del sistema más adecuado. Para el proceso de simulación se utilizó un algoritmo implementado en Python de código abierto. El cual permite evaluar distintas combinaciones y configuraciones para una microrred eléctrica híbrida teniendo en cuenta aspectos técnicos, económicos y meteorológicos. El propósito de la simulación es determinar cuál configuración técnica es la más adecuada cerciorando que pueda suplir o abastecer la demanda energética y optimizando costos en el precio de la energía eléctrica.

3.5.1 Datos de entrada. El diagrama de bloques presentado en la Figura 13 muestra las variables de entrada del algoritmo de planeación de microrredes eléctricas empleado.

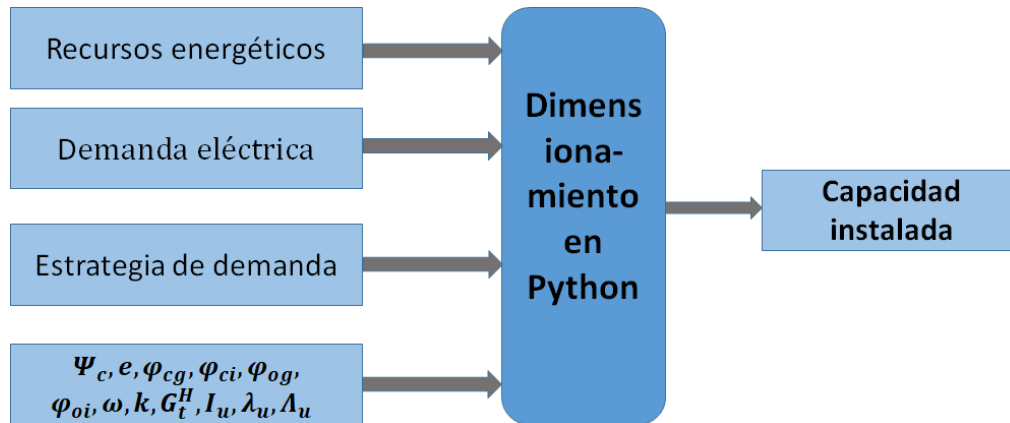


Figura 13. Diagrama de bloques del algoritmo de planeación de microrredes

El algoritmo de planeación toma como entrada los valores $\Psi_c, e, \varphi_{cg}, \varphi_{ci}, \varphi_{og}, \varphi_{oi}, I_u, \lambda_u, A_u$. El planificador puede definir estos valores o realizar un análisis de sensibilidad sobre cada uno de ellos para saber cómo varía el resultado cuando varía uno de estos parámetros. La Tabla 3 muestra los valores para las simulaciones de este proyecto.

Tabla 3.

Valores de los parámetros de entrada para las simulaciones

Entrada	Valor	Definición
Ψ_c	1	Factor de conservación de energía eléctrica.
Φ_{cg}	0,9	Porcentaje del Capex pagado por el gobierno
Φ_{ci}	0,1	Porcentaje de Capex pagado por el inversor
Φ_{og}	0,9	Porcentaje del Opex pagado por el gobierno
Φ_{oi}	0,1	Porcentaje del Opex pagado por el inversor

Donde Ψ_c determina la energía que se va a generar después de aplicar la estrategia de demanda, si el valor es 1 toda la energía producida después de aplicar la estrategia es igual a la producida antes de aplicarla. Capex son los gastos de capital que se usan para adquirir los bienes físicos de la instalación, en otras palabras, son todos los bienes comprados por el gobierno o los inversores. El Opex son los gastos operativos, por lo tanto, se relacionan al costo de las operaciones y los servicios.

3.5.2 Demanda eléctrica. La curva de demanda eléctrica que fue ingresada al algoritmo es la demanda estándar de una comunidad aislada colombiana, que cuenta con el servicio de energía las 24h del día. Esta demanda fue obtenida del software Homer Pro. Esta demanda estándar fue escalada para cada una de las comunidades seleccionadas. El proceso de escalamiento de la demanda eléctrica fue realizado de tal forma que se pueda garantizar que la demanda pico de la demanda escalada coincida con la demanda eléctrica pico en la comunidad de estudio. La Figura 14 muestra el perfil de demanda utilizado para simulación.

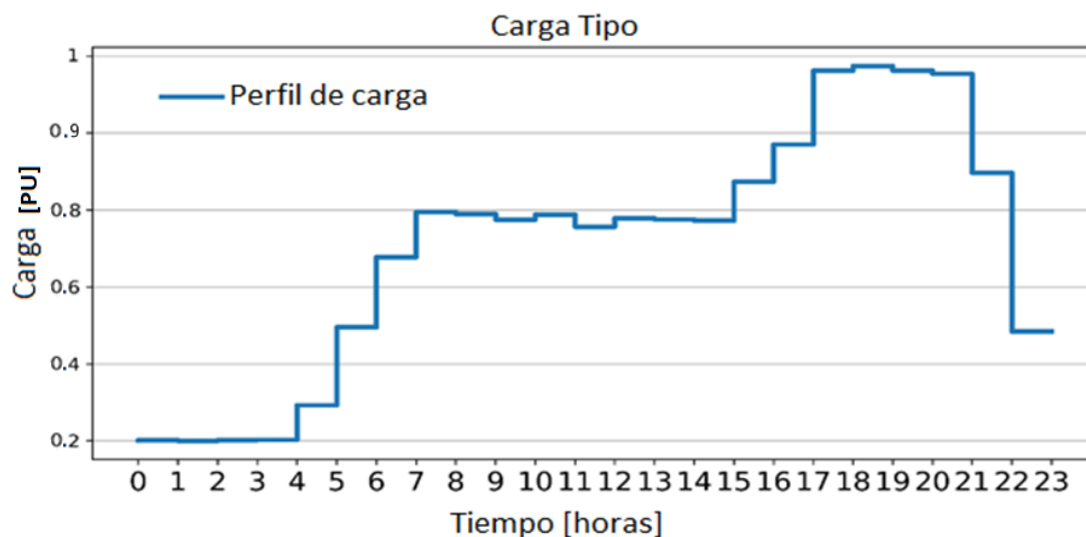


Figura 14. Demanda eléctrica estándar utilizada.

3.5.3 Recursos de generación primarios y costos de los equipos. Los medios ambientales ingresados al algoritmo son los datos de irradiación promedio hora a hora anuales y temperatura promedio anual obtenidos del software Pvsyst. También es importante resaltar el precio del combustible diésel para la simulación (0,75 USD/litro) con un tiempo de vida útil de 15.000 horas. Adicionalmente es necesario ingresar las especificaciones técnicas de los equipos considerados para la microrred. Estos parámetros fueron mostrados anteriormente en la Tabla 3. El precio aproximado de la tarifa plana actual de las zonas urbanas en Colombia es de 0,17 USD/kWh.

En la siguiente tabla se muestran los costos unitarios para los diferentes sistemas, fotovoltaico (PV), almacenamiento de baterías (BESS) y generación diésel (GD).

Tabla 4.

Costos unitarios para la simulación

Sistema	Inversión inicial	Mantenimiento	Operación
PV	1,300 USD/kW	0.02 USD/kW	0 USD
BESS	420 USD/kWh	0.01 USD/kWh	0 USD
GD	550 USD/kW	0.75 USD/kWh	

La Tabla 4 muestra los costos utilizados para llevar a cabo la simulación, los cuales son de utilidad para calcular un monto aproximado del precio que costaría implementar el proyecto dependiendo del tipo de escenario. La inversión inicial para el PV y BESS asume los costos de instalación del hardware, controlador, cableado y protecciones entre otros.

4. Presentación de resultados y análisis

En este capítulo se presentan los resultados de la simulación realizada, mostrando las posibles combinaciones de sistemas de generación eléctrica realizadas en Python. Una vez ingresados los datos de entrada se llevó a cabo la simulación del sistema.

4.1 Análisis de la configuración energética propuesta

Después de simular el escenario de tarifa plana y tarifa basado en incentivos, se obtuvieron los resultados de capacidad instalada para cada sistema, mostrados en la Tabla 5.

Tabla 5.

Resultados de la simulación Python

Escenario	Comunidad	Capacidad fotovoltaica [kW]	Capacidad Diésel [kW]	Capacidad Baterías [kW]	Capacidad fotovoltaica [%]	Capacidad Diésel [%]
1. Tarifa plana	Miraflores	287	117	1604	71,04	28,96
	Tarapacá	134	79	757	62,91	37,09
	Piñuña Negro	11	23	86	32,35	67,65
	Puerto Leguizamo	4169	603	44730	87,36	12,64
	Taraira	104	73	643	58,76	41,24
	Miraflores	327	59	1417	84,72	15,28
	Tarapacá	213	32	742	86,94	13,06

Escenario	Comunidad	Capacidad fotovoltaica [kW]	Capacidad Diésel [kW]	Capacidad Baterías [kW]	Capacidad fotovoltaica [%]	Capacidad Diésel [%]
2. Gestión basada en incentivos	Piñuña Negro	15	15	62	50,00	50,00
	Puerto Leguizamo	4955	88	21805	98,26	1,74
	Taraira	179	31	587	85,24	14,76

En la Tabla 5 se muestra la capacidad instalada para los escenarios propuestos, el escenario basado en incentivos simula un sistema con una mayor capacidad instalada de generadores fotovoltaicos en cuatro de las cinco comunidades.

Habiendo seleccionado el panel fotovoltaico y la batería con las características dadas en la sección 4.3.1 y 4.3.2 se determinaron las cantidades unitarias mostradas en la tabla 6.

Tabla 6.

Cantidades unitarias de paneles fotovoltaicos y baterías

Escenario	Comunidad	Numero de paneles	Numero de baterías
1. Tarifa plana	Miraflores	870	437
	Tarapacá	407	207
	Piñuña Negro	34	24
	Puerto Leguizamo	12634	12182
	Taraira	316	176
2. Gestión basada en incentivos	Miraflores	991	386
	Tarapacá	646	203
	Piñuña Negro	46	17
	Puerto Leguizamo	15016	5939
	Taraira	543	160

Los paneles requeridos para la instalación al aplicar la tarifa basada en incentivos presentan un aumento de más del 15% en promedio, en comparación con los requeridos al aplicar tarifa plana. Por lo tanto, el Capex será mayor cuando se usa la tarifa basada en incentivos.

Los resultados obtenidos en Python están dados por la siguiente forma:

$$P_{carga} = P_{diésel} + P_{fv} + P_{bateria} \quad (2)$$

$P_{diésel}$ *Generacion diésel*

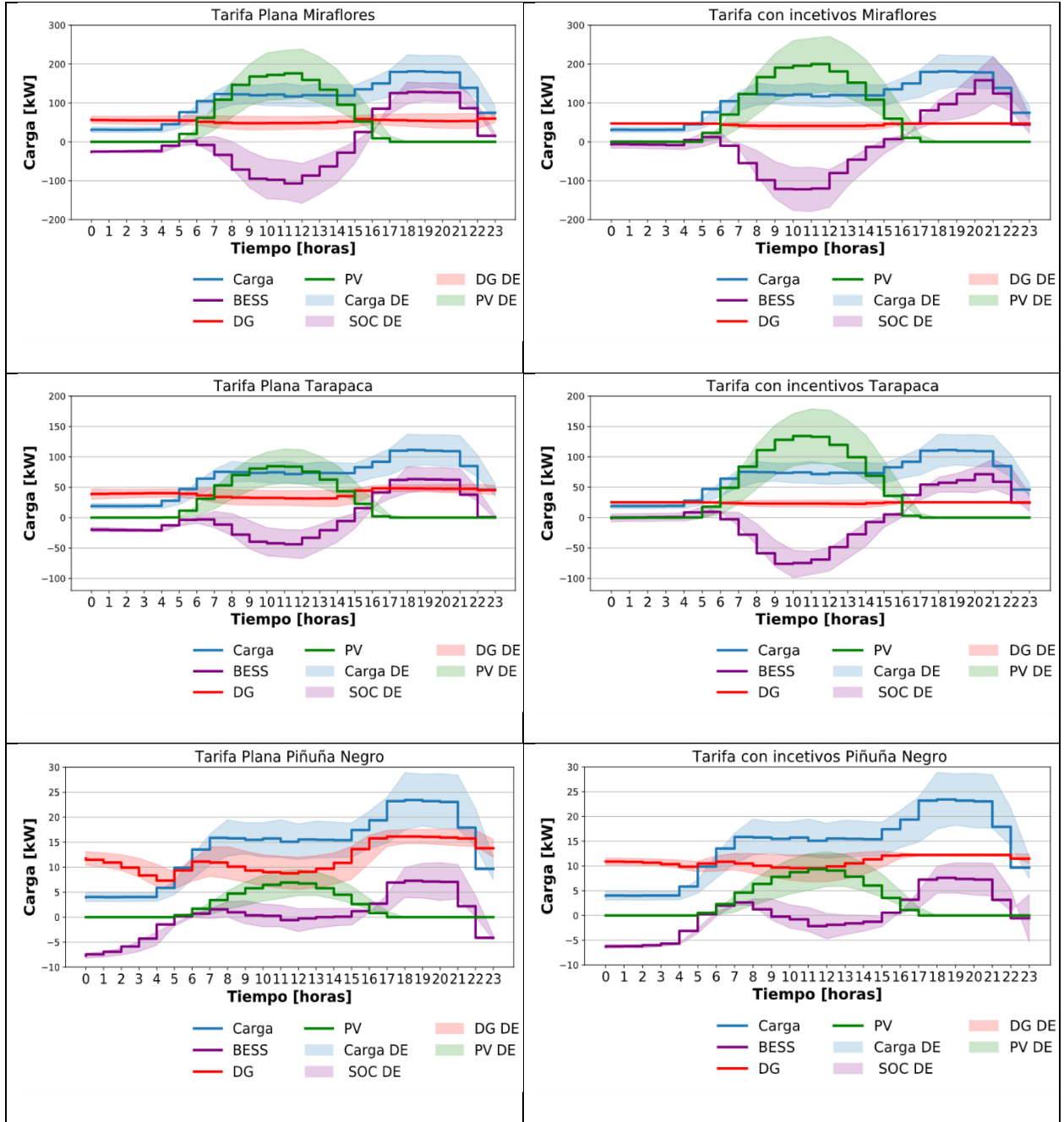
P_{fv} *Generacion solar fotovoltaica*

$P_{bateria}$ *Almacenamiento de energia*

4.1.1 Análisis de despacho de la configuración energética. La tarifa seleccionada afecta el tamaño de las instalaciones y la forma de despachar los generadores basados en tecnología diésel, los sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento. La Figura 15 muestra el promedio de energía eléctrica entregada durante un año en una línea continua para los sistemas de generación y los sistemas de almacenamiento. El área sombreada representa la desviación estándar. Para realizar el análisis de la configuración energética se consideró definir dos escenarios diferentes. El escenario 1 consiste en dimensionar un sistema híbrido, utilizando una tarifa plana sin considerar gestión de la demanda para un servicio de 24 horas al día durante un año. Para el escenario 2 se consideró dimensionar un sistema híbrido utilizando una tarifa basada en incentivos, aplicando gestión de la demanda para un servicio de 24 horas al día durante un año.

ESCENARIO 1

ESCENARIO 2



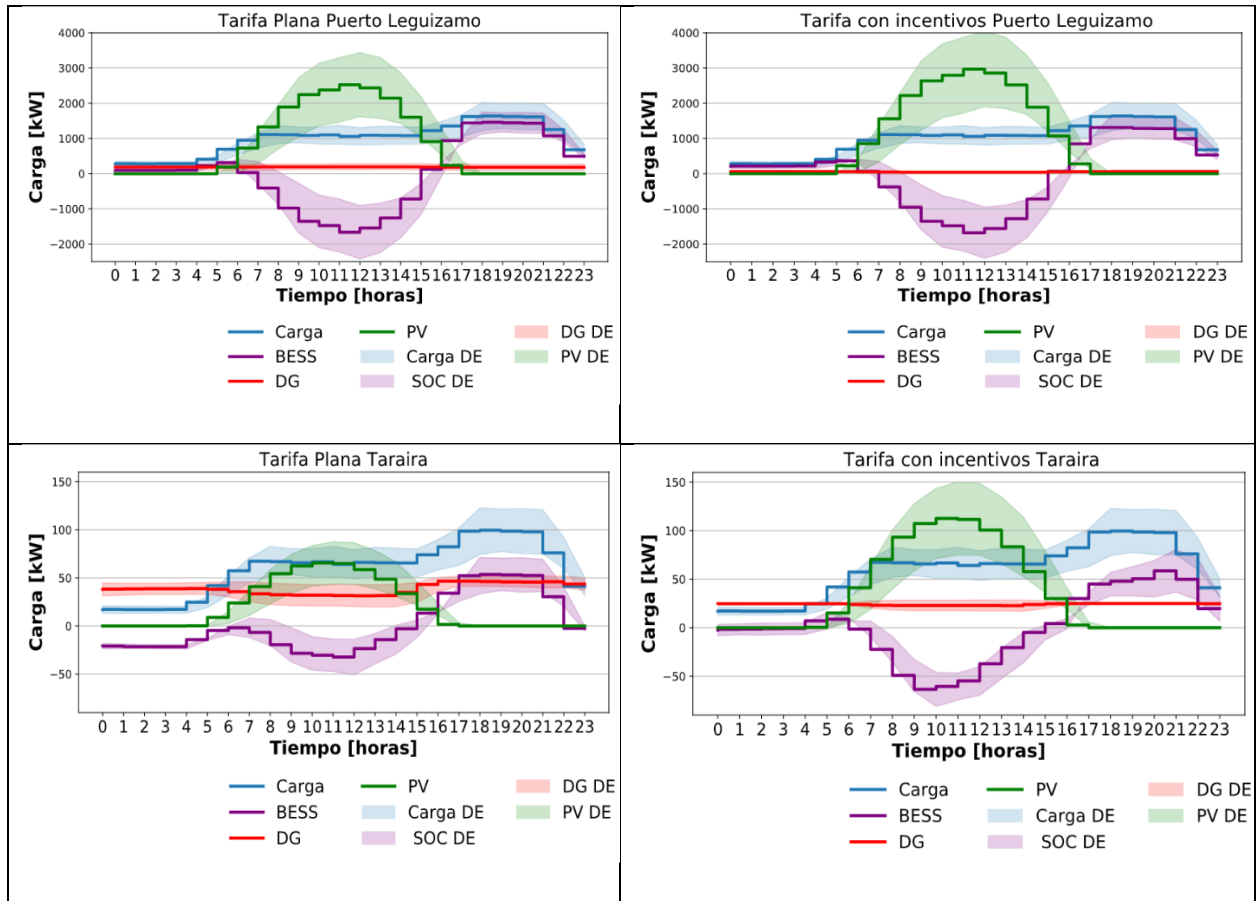


Figura 15. Despacho promedio para cada uno de los esquemas de tarifas

El valor máximo de generación de los paneles fotovoltaicos se encuentra en las horas del mediodía, debido a que en estas horas la radiación solar es más alta. Los grupos electrógenos y el sistema de almacenamiento actúan abasteciendo la demanda en su punto máximo.

Al realizar un dimensionamiento híbrido como solución energética se puede observar que la participación de los grupos electrógenos es baja, tal como se espera en el desarrollo de este proyecto. Se puede observar que en la franja horaria comprendida entre las 6 am y las 12 pm las baterías están absorbiendo energía del sistema para ser cargadas. La solución propuesta de generación y almacenamiento de energía eléctrica garantiza el abastecimiento energético fluido de forma constante.

Realizar una hipótesis asumiendo una baja disponibilidad de los recursos energéticos primarios y una baja demanda de carga podría también representar un desabastecimiento, indicando que un estado favorable para el sistema depende tanto de recursos primarios de generación como del consumo de energía eléctrica.

4.1.2 Análisis del precio de la energía eléctrica. El análisis del precio de la energía eléctrica consiste en obtener los resultados del algoritmo que hacen referencia al precio ofrecido por la energía eléctrica a los consumidores. Tal como se explicó anteriormente y como se puede ver en la Figura 16, el escenario 1 considera la tarifa plana, la cual, al no variar en el tiempo, no ofrece estímulos a los consumidores para cambiar sus formas de consumo actuales. El escenario 2 usa la tarifa basada en incentivos, la cual al variar en el transcurso del día incentiva a modificar los patrones de consumo de energía eléctrica en los usuarios.

La ecuación que describe el valor a pagar usando tarifa plana está dada por (Oviedo et al., 2020):

$$\theta_{flat} = \pi_{flat} \sum_{t=1}^T D_{f,t} \quad (3)$$

Donde

π_{flat} : Es una variable de decisión, para encontrar el precio óptimo de la tarifa.

$D_{f,t}$: Demanda eléctrica en función del tiempo

Al aplicar la estrategia de incentivos se debe tener un precio base como referencia para las horas en que el valor del incentivo es nulo. Este precio es igual al de tarifa plana π_{flat} , con el fin de garantizar un valor conocido cada día. La variable $\pi_{inc,t}$ calcula el valor del incentivo para cada

hora y puede tomar valores positivos o negativos. La ecuación siguiente define el precio a pagar cuando se usa la tarifa de incentivos.

$$\theta_{inc} = \sum_{t=1}^T D_{f,t} (\pi_{base} + \pi_{inc,t}) \quad (4)$$

Donde

π_{base} : Precio base tarifa incentivos.

$\pi_{inc,t}$: Valor del incentivo.

Las tarifas deben tener restricciones para evitar precios nulos o excesivos

$$\theta^{\min} \leq \theta_t \leq \theta^{\max} \quad (5)$$

Donde

θ : Tarifa ofrecida a los consumidores

En la Figura 16 se muestra el promedio diario del precio para cada uno de los escenarios.

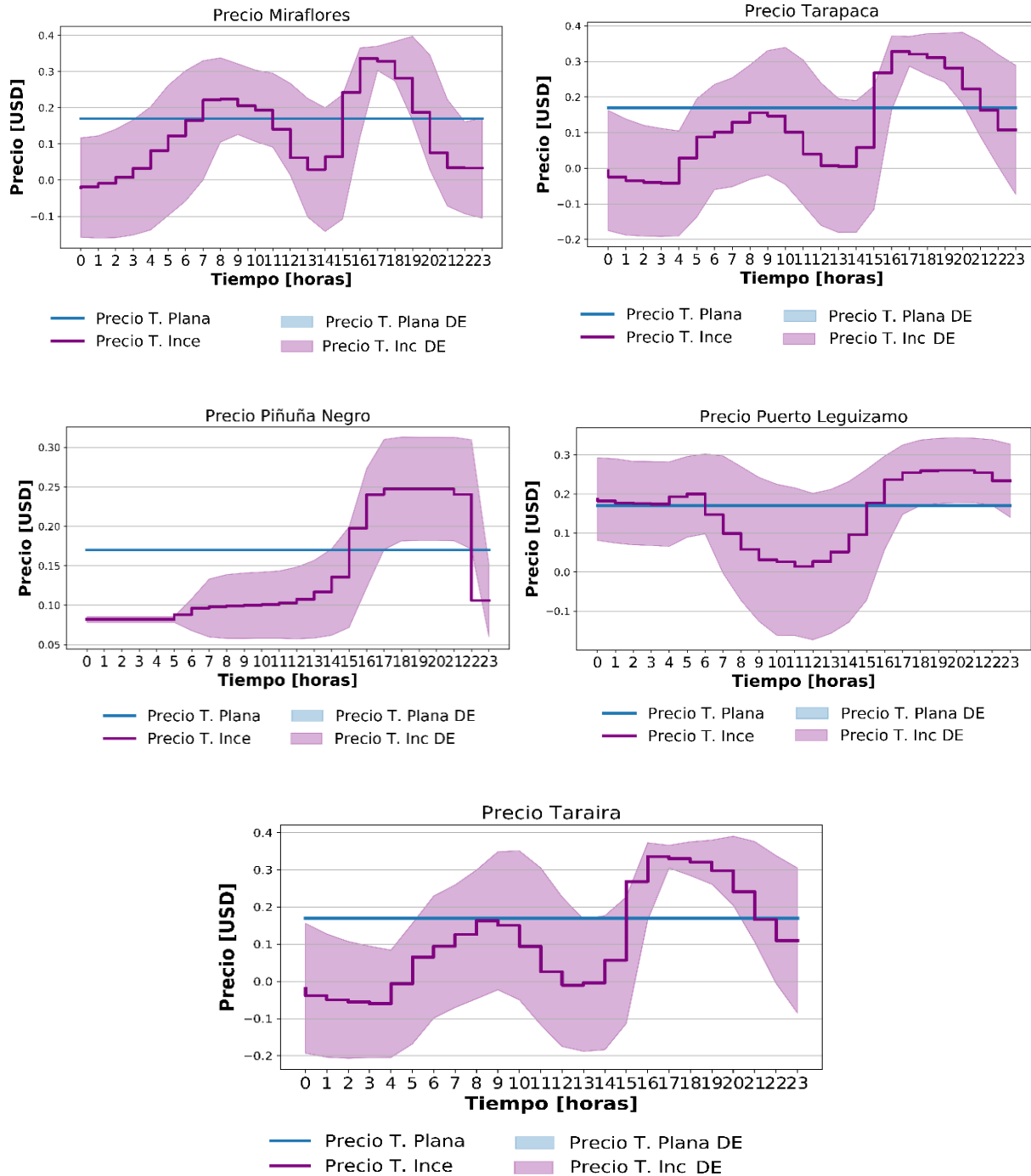


Figura 16. Precio de la energía, Tarifa plana y Tarifa de Incentivos.

En la Figura 16 la línea nos muestra el promedio diario de los precios arrojados por la simulación, para los dos escenarios utilizados en el trabajo de grado y el área sombreada representa

la desviación estándar. El escenario tarifa plana indica un comportamiento del precio netamente constante sin ninguna desviación estándar.

El resultado correspondiente al escenario basado en incentivos presenta cambios abruptos en el precio, indicando los incentivos que propone esta estrategia. La observación de un menor costo de energía eléctrica incentiva a los usuarios a utilizar el servicio en esas horas del día, tratando de diversificar la demanda.

Cabe resaltar que los valores negativos vistos en la gráfica anterior representan un incentivo monetario pagado a los usuarios para que estos utilicen la energía eléctrica en esas horas del día, este resultado está dado por el valor de elasticidad establecido en la simulación.

4.1.3 Demanda según la tarifa plana y tarifa de incentivos. La elasticidad determina cómo los consumidores modifican sus patrones de comportamiento una vez se han introducido variaciones en los precios de la energía eléctrica. La ecuación (6) permite obtener la respuesta de la demanda a la tarifa de incentivos.

$$e_t = \frac{\theta_{flat} (D_{i,t} - D_{o,t})}{D_{o,t} (\theta_{inc} - \theta_{flat})} \quad (6)$$

Donde

θ_{flat} : Precio base de tarifa plana

θ_{inc} : Precio de incentivos

$D_{i,t}$: Respuesta de la demanda a la tarifa de incentivos

$D_{o,t}$: Demanda estándar con tarifa plana

La Figura 17 muestra la comparación de la demanda con tarifa plana y la demanda obtenida con la ecuación (6) para la tarifa basada en incentivos. Para obtener la figura se consideró una elasticidad de 0.3.

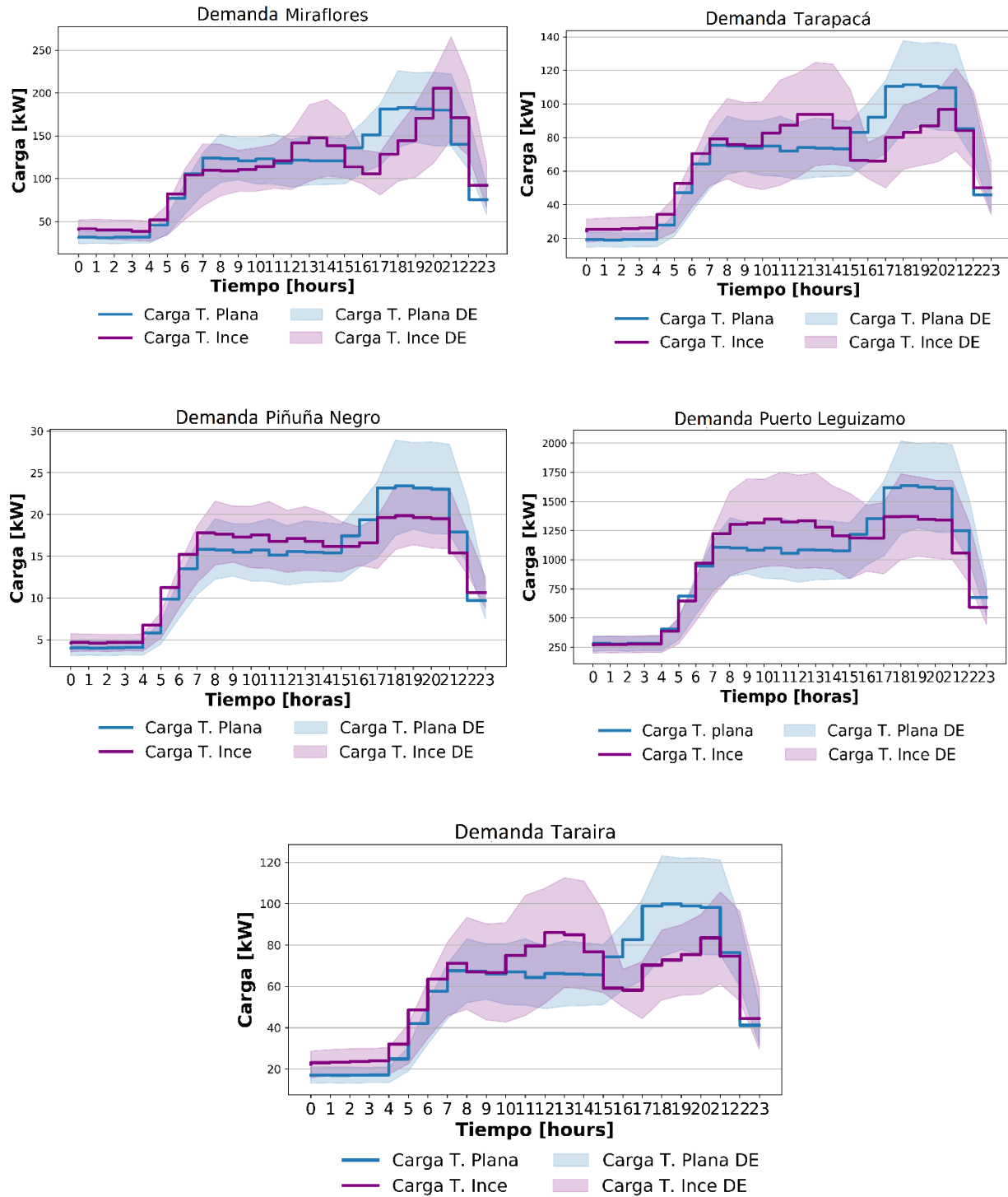


Figura 17. Comparación de demandas considerando las tarifas

La Figura 17 muestra la variación promedio diaria de la demanda en una línea continua para cada régimen de tarifas. La desviación estándar se muestra como un área sombreada.

La comparación señala la diferencia al utilizar o no la estrategia de gestión de demanda. La tarifa plana al establecer un único precio de energía eléctrica en todas las horas del día, genera un aumento del 15% en la demanda para las horas pico con respecto a la tarifa basada en incentivos. La tarifa de incentivos aumenta la demanda en promedio un 15% en las horas del día, dando con ello una mayor participación al sistema fotovoltaico.

4.1.4 Comparación entre aplicar y no aplicar gestión de la demanda. El uso de estrategias para la gestión de demanda de energía eléctrica en la planeación de las microrredes modifica el costo total de instalación, ganancias, pagos, energía eléctrica generada y costo de esta energía, Según la estrategia tarifaria seleccionada.

Los costos totales de la microrred eléctrica se hallan sumando los valores de la capacidad instalada más los costos involucrados en la generación de la energía eléctrica. Las ganancias se determinan descontando a los pagos un valor asociado a los gastos de capital y de operación. La energía eléctrica producida por las microrredes eléctricas se define como la demanda eléctrica después de aplicar la estrategia de demanda menos el exceso o la falta de energía eléctrica. Las ecuaciones usadas para calcular estos valores se presentan a continuación:

$$\text{Costos totales} = \vartheta + \gamma \quad (7)$$

$$\text{Ganancias} = \sum_{t=1}^T \pi_{n,t} D_{f,t} - (\varphi_{ci}\gamma + \varphi_{oi}\vartheta) \quad (8)$$

$$\text{Pagos} = \sum_{t=1}^T \pi_{n,t} D_{f,t} \quad (9)$$

$$Energia = \sum_{t=1}^T D_{f,t} - |EE_{f,t}| - |LE_{f,t}| \quad (10)$$

$$LCOE = \frac{Energia}{Costos\ totales} \quad (11)$$

De donde se tiene:

ϑ : Costos de operación (OPEX).

γ : Costos de inversión (CAPEX).

$\pi_{n,t}$: Precio de la energía eléctrica

$\varphi_{ci}\gamma + \varphi_{oi}\vartheta$: Representa los gastos asociados al capital más los gastos de operación pagados por los inversionistas privados.

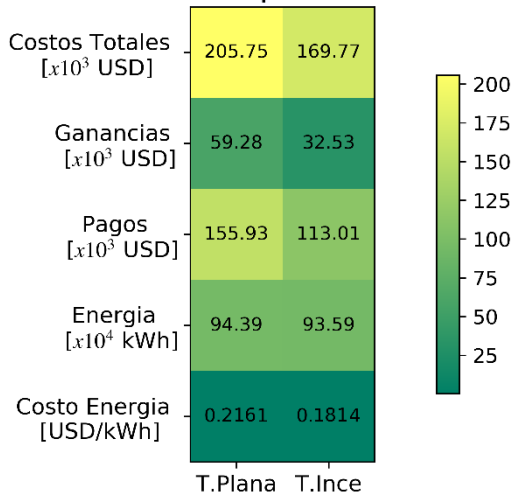
$|EE_{f,t}|$: Valor absoluto del exceso de energía eléctrica.

$|LE_{f,t}|$: Valor absoluto de la falta de energía eléctrica.

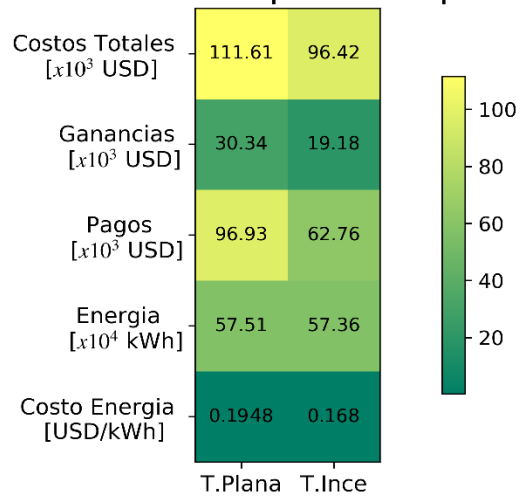
LCOE: Costo nivelado de la energía eléctrica.

En la Figura 18 se presenta una comparación de los resultados obtenidos al aplicar gestión de la demanda basada en incentivos y tarifa plana para las cinco zonas de estudio.

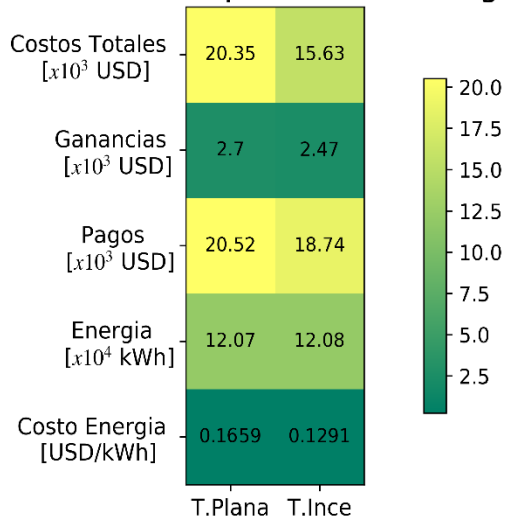
Análisis Completo Miraflores



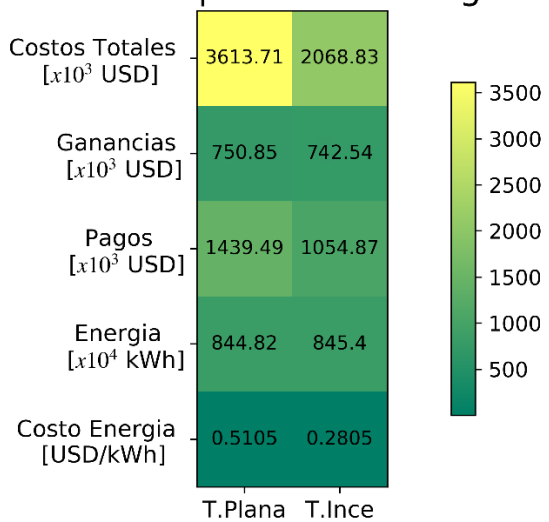
Análisis Completo Tarapacá



Análisis Completo Piñuña Negro



Análisis Completo Puerto Leguizamo



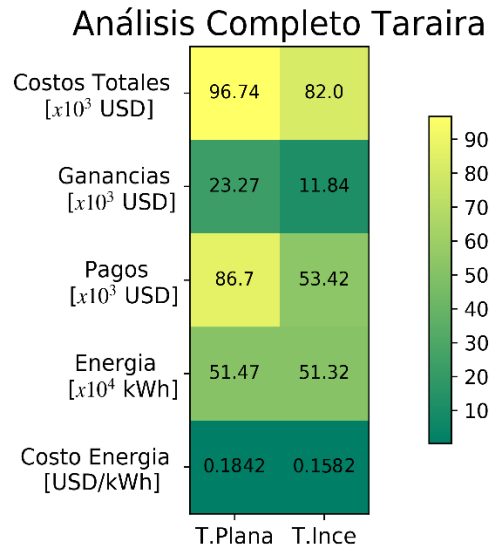


Figura 18. Análisis completo en las zonas de estudio

En todos los municipios se cumple que el costo de capital de la alternativa correspondiente al de tarifa plana es superior a la alternativa de incentivos. Así como la capacidad generada de energía eléctrica, las ganancias y pagos. Pero en consecuencia la tarifa plana tiene un aumento en el costo de energía eléctrica y una mayor participación de grupos electrógenos.

Debido a las condiciones de las ZNI, como su ubicación lejana y de difícil acceso, los costos de capital para los proyectos que se realizan en estas zonas son mayor que en otras zonas del país. Adicionalmente, debido a las condiciones de inseguridad y falta de institucionalidad, los costos de operación, administración y mantenimiento pueden aumentar. Es importante tener en cuenta el aumento en los costos de capital debido a las condiciones de las ZNI a la hora de plantear incentivos económicos y financieros para la generación (Rodríguez et al., 2010)

Las nuevas tecnologías tienden a tener costos mayores que las tecnologías tradicionales; sin embargo, a medida que aumenta la capacidad instalada de una tecnología, los costos tienden a disminuir. Para las tecnologías renovables se predice que cada vez que se dobla la capacidad instalada, los costos pueden reducirse en más del 10%. (Rodríguez et al., 2010). Es importante

tener en cuenta esta disminución de los costos para la elección de soluciones a largo plazo y para plantear propuestas hacia un sistema energético sostenible.

4.2 Análisis Ambiental

Lo que se busca al hacer el reemplazo de una microrred eléctrica a base de generadores diésel por una microrred eléctrica híbrida, es básicamente reducir el consumo de combustible. El diésel al ser utilizado en este tipo de generadores está relacionado directamente con las emisiones nocivas para el medio ambiente. (Oviedo Cepeda, 2020)

Tabla 7.

Emisiones nocivas por litro

Componente	Cantidad	Unidades
CO	16.5	g/L
HC sin quemar	0.72	g/L
Partículas	0.1	g/L
Combustible Azufre	2.2	PM
NO_x	15.5	g/L

Con los valores de la Tabla 7 es posible calcular las reducciones en las emisiones nocivas en comparación con los casos bases de cada una de las comunidades de estudio.

Teniendo en cuenta la cantidad que puede contaminar un litro de combustible diésel, se precisa seleccionar la configuración más adecuada, para esto se grafican las emisiones presentadas en la Tabla 9 vistas en cada escenario y comparadas con la generación eléctrica netamente basada en diésel.

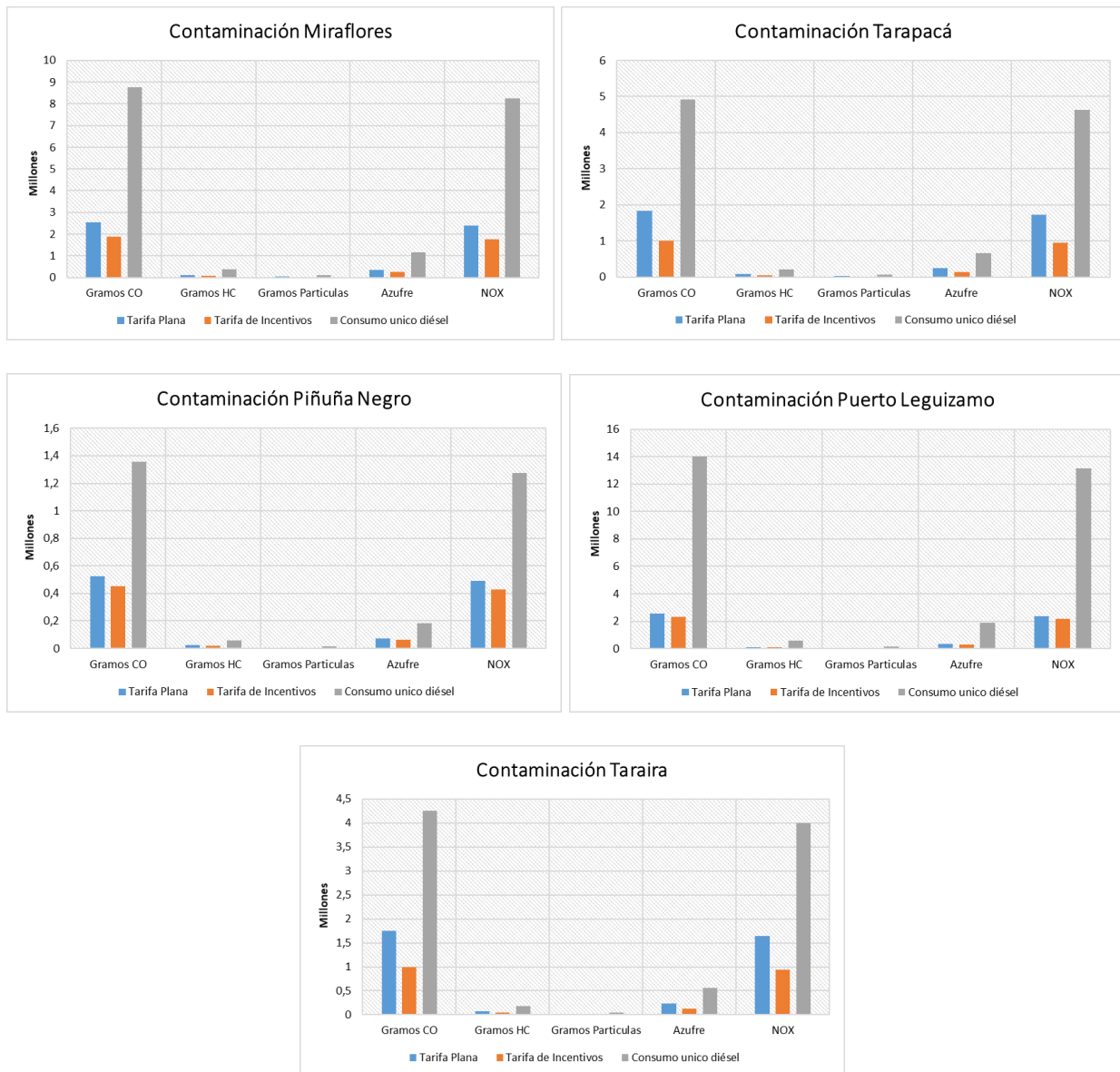


Figura 19. Emisiones nocivas en los dos escenarios comparados con las emisiones basadas en generación única a partir de diésel.

El usar microredes eléctricas híbridas disminuye considerablemente el nivel de contaminación. La estrategia basada en incentivos muestra una menor emisión de gases contaminantes en comparación con el sistema de tarifa plana y con el sistema de generación única a partir de diésel.

5. Conclusiones

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos de las simulaciones una vez aplicado el algoritmo y el posterior análisis realizado, se pueden determinar las conclusiones mostradas a continuación.

- El trabajo de grado comparó los efectos de aplicar gestión de la demanda basada en incentivos y tarifa plana en cinco microrredes eléctricas aisladas. Mostró como resultados que al aplicar la tarifa de incentivos se redujo en promedio un 20% los costos totales en las zonas de estudio. También mosto un aumento en promedio del 15% en la generación fotovoltaica en todas las comunidades. Lo cual conduce a una reducción en el costo de la energía eléctrica de 16% en promedio.
- El trabajo de grado también mostró que la metodología de dimensionamiento que incluye gestión de la demanda desarrollada bajo la convocatoria 782 de Colciencias e implementada en Python, puede ser una solución viable para dimensionar microrredes eléctricas aisladas dado que permite una reducción considerable en los costos de la energía eléctrica.
- De acuerdo con los datos obtenidos en las simulaciones, el sistema híbrido que aplica la estrategia basada en incentivos reduce un 30% la contaminación comparado con el sistema híbrido implementado con la tarifa plana. Sin embargo, el mix energético con gestión de la demanda reduce un 60% la contaminación si esta configuración es comparada con un sistema que utilizara únicamente generación de energía eléctrica con plantas diésel para suplir la demanda de energía eléctrica.

- Al aplicar la tarifa basada en incentivos se pueden apreciar los cambios en la demanda de energía eléctrica con respecto a la tarifa plana. La variación en la demanda de energía eléctrica está determinada por el cambio en el precio y la por la elasticidad de los consumidores. Apreciando un aumento en la demanda de la energía eléctrica para precios bajos y una disminución en está cuando el precio aumenta.
- Tras realizar el trabajo de grado se fortalecieron aspectos relacionados con generación fotovoltaica en las microrredes eléctricas y el uso de estrategias de gestión de la demanda. Ampliando la visión sobre nuevas formas de abastecer el servicio de energía eléctrica para las zonas no interconectadas.

Referencias Bibliográficas

- Angarita, K., & Pabón, M. (2018). *Dimensionamiento de una solución de generación y almacenamiento de energía para abastecer la demanda eléctrica en una red aislada*. 3(32), 1–44.
- Avila Swinburn, F. I. (2013). *Diseño de un sistema de gestión de demanda basada en logica difusa para micro-redes*.
- Cedar Lake Inc. (2018). *El clima típico - Weather Spark*. <https://es.weatherspark.com/>
- Fernández, A., & Jiménez, C. (2017). *Energía Solar Fotovoltaica*. Catedrático del Grupo de Investigación y Desarrollo en Energía Solar y Automática (IDEA) de la Universidad de Jaén.
- García Pérez, A. F. (2019). Planeamiento de un piloto de microrred aislada para una zona con potencial energetico mediante FNCER. In *Journal of Chemical Information and Modeling* (Vol. 53, Issue 9). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Gómez, C., & Córdoba, Y. (2019). Gestión y control de un sistema de almacenamiento de energía híbrido alimentado por paneles fotovoltaicos para la energización de un motor DC. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 1689–1699. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Gómez, N. E. (2011). Energización de las zonas no interconectadas a partir de las energías renovables solar y eólica. In *Universidad Javeriana*. <https://www.javeriana.edu.co/biblos/tesis/eambientales/tesis121.pdf>
- Ladino, R. (2011). La energía solar fotovoltaica como factor de desarrollo en zonas rurales de Colombia. Caso: vereda Carupana, municipio de Tauramena, departamento de Casanare. *Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá, D.C., Marzo 2011*, 2, 135.

<http://repository.javeriana.edu.co/bitstream/10554/1085/1/LadinoPeraltaRafaelEduardo2010.pdf>

Maldonado, A. (2018). Diseño de una instalación eléctrica aislada con generación fotovoltaica en una zona rural del municipio de Socorro Santander. *Procedia Computer Science*, 2(1), 1–5. <https://doi.org/10.15439/2019F121>

Muñoz, Y. A. (2012). Optimización de recursos energéticos en zonas aisladas mediante estrategias de suministro y consumo. In *Ing.Puc.Cl.* http://www2.ing.puc.cl/iee2682/biblio/IEE2682_PROGRAMA_0601.pdf

Núñez Ronderos, J. C., & Sarmiento Rodríguez, S. A. (2019). *Propuesta de solución al suministro de energía eléctrica para la comunidad indígena U'wa en el departamento de Boyacá.*

Oviedo Cepeda, J. C. (2020). *Design of tariff schemes as demand response mechanisms for stand-alone microgrids planning - First draft* Design of tariff schemes as demand response mechanisms for stand-alone microgrids planning - First draft. 0–14.

Oviedo, J. C., Roche, R., Duarte, C., Solano, J., & Hissel, D. (2020). *A comparison of the effects of Demand Side Management Strategies in the planing and operation of Stand-Alone Microgrids.* 1–12.

Ramírez, C., Pineda, M., Mora, S., & Cano, M. (2013). El sector energético Colombiano: el caso de las zonas no interconectadas visto a través de la innovación ligera. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 1689–1699. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

Rodríguez, R., González, O. V., Romero, L. C., Energético, C., & Humberto, C. (2010). *Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE) plan de desarrollo para las fuentes no (PDFNCE) Presentado a : UPME Por : CorpoEma.*

UPME. (2014). Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017. In *UPME, Colombia.* http://www.siel.gov.co/Siel/Portals/0/Piec/Libro_PIEC.pdf