

Evaluación técnica del remplazo de los sistemas de generación diésel por microrredes híbridas en
las ZNI de la región pacífica de Colombia

Héctor Arley Ariza Ardila & Cesar Alexander Vega Mendieta

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Electricista

Director

Juan Carlos Oviedo Cepeda

Ingeniero Eléctrica

Codirector

César Antonio Duarte Gualdrón

Dr. en Ingeniería Eléctrica e Informática

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2020

Dedicatoria

A mis padres,
por estar presentes y apoyarme en cada etapa de este proceso.

A mi hermano,
por darme esa voz de aliento en los momentos difíciles.

A mi familia
por la confianza y el apoyo para lograr esta meta.

A mis amigos y compañeros
por ser parte de esta gran experiencia.

Héctor Arley Ariza Ardila

Quiero dedicar este triunfo a mis padres Imelda Mendieta Peralta y Cesar Alirio Vega Becerra, a mi tía Martha Inés Mendieta Peralta, a mi hermana Sandra Viviana Vega Mendieta, a mi compañera de vida Leidy Johana Pachón Rodríguez, y a mi hijo Ian Nicolas Vega Pachón, que son el pilar fundamental en mi vida y quienes han confiado en mi capacidad de superación, debido a su apoyo constante y su amor incondicional durante esta etapa, he podido cumplir con este gran logro.

Cesar Alexander Vega Mendieta

Agradecimientos

A Dios

por darme la sabiduría necesaria para enfrentar y culminar este gran reto.

A la Universidad Industrial de Santander
especialmente a la escuela de Ingeniería Eléctrica Electrónica y de Telecomunicación.

A cada docente presente en el transcurso de mi formación

A Juan Carlos Oviedo

por compartir con humildad sus conocimientos.

Héctor Arley Ariza Ardila

En primer lugar, agradezco a Dios por permitirme cumplir con este gran objetivo. A la Universidad Industrial de Santander, a la escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, por su proceso de formación, para poder lograr el título de ingeniero electricista. Y finalmente, a Juan Carlos Oviedo Cepeda por su acompañamiento en la elaboración de este trabajo de grado.

Cesar Alexander Vega Mendieta

Contenido

	Pág.
Introducción.....	12
1. Objetivos.....	14
1.1 Objetivo General	14
1.2 Objetivos Específicos	14
2. Metodología.....	15
2.1 Selección de las comunidades.....	16
2.1.1 Generación diésel	16
2.1.2 Horas de servicio	16
2.1.3 Demanda máxima.....	17
2.2 Análisis de radiación como recurso primario.	20
2.3 Estrategia de gestión de la demanda	23
a. Fijación de la tarifa para el día siguiente,.....	23
b. Tarifa plana.....	23
c. Tarifa de tiempo de uso,.....	23
d. Precios pico críticos.	23
e. Precios basados en incentivos,.....	23
f. Reducción de carga directa,.....	24
2.4 Dimensionamiento	24

2.4.1 Recurso energético.	25
2.4.2 Demanda eléctrica.	26
2.4.3 Parámetros de entrada requeridos por el código.	28
3. Análisis de Resultados.....	30
3.1 Análisis de precios	31
3.2 Despacho Energético.....	33
3.3 Energía Residual	36
3.4 Perfil de demanda.....	38
3.5 Análisis Financiero.....	40
4. Conclusiones	43
Referencias Bibliográficas.....	44

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Comunidades seleccionadas.....	20
Tabla 2, Ventajas e inconvenientes de la Energía Solar Fotovoltaica	21
Tabla 3. Valores de los parámetros de entrada para el dimensionamiento	28
Tabla 4. Precios requeridos para el dimensionamiento.....	29
Tabla 5. Escenarios propuestos para la comparación.....	30
Tabla 6. Resultados del dimensionamiento simulados y calculados en Python.....	30
Tabla 7. Porcentajes que invierten las partes implicadas en el proyecto.	40

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1, Esquema de la metodología.....	15
Figura 2, Horas de servicio del mes de Abril de 2019, IPSE.	17
Figura 3, Potencia instalada del mes de Abril de 2019, IPSE.	18
Figura 4, Diagrama de flujo de selección de las comunidades.....	19
Figura 5, Radiación total, de un día promedio del mes de abril.	22
Figura 6, Radiación y temperatura de un año. La Loma de Bojayá	25
Figura 7, Radiación y temperatura de un año. Puerto Conto	25
Figura 8, Radiación y temperatura de un año. Coteje	26
Figura 9, Radiación y temperatura de un año. Santa Rosa	26
Figura 10, Radiación y temperatura de un año. San Francisco	26
Figura 11, Perfil de demanda escalada de las 5 comunidades.....	27
Figura 12, Diagrama representativo de las entradas y la salida en el Dimensionamiento.	29
Figura 13, Precio tarifa plana Vs IBP.	32
Figura 14, Despacho Energético para los dos escenarios.....	34
Figura 15, Perfil de la carga residual de las 5 comunidades.	36
Figura 16, Perfil de Demanda Aplicando DSMS y sin DSMS.....	39
Figura 17, Costos de Inversión.	41

Resumen

Título: Evaluación técnica del remplazo de los sistemas de generación diésel por microrredes híbridas en las ZNI de la región pacífica de Colombia *

Autor: Hector Arley Ariza Ardila, Cesar Alexander Vega Mendieta. **

Palabras Clave: Microrred, estrategia de gestión, planificación, comparación.

Descripción:

Las actuales microrredes de las zonas no interconectas (ZNI) de Colombia pueden ser remplazadas con microrredes híbridas. Este cambio favorece tanto al consumidor como al administrador de la microrred. La implementación de una adecuada estrategia de gestión (DSMS, por sus siglas en inglés) es una forma de viabilizar proyectos de este tipo. Por tanto, este trabajo presenta un estudio visto desde la parte técnica para cinco (5) comunidades de la región pacífica de Colombia. Las comunidades son seleccionadas a partir de los informes mensuales del IPSE. Se aplica un filtro que nos lleve a los asentamientos con menor hora de servicio y a su vez sus picos de máximos de consumo sean los más altos. Cabe resaltar que el proyecto está enmarcado por la convocatoria 782 de conciencias. Para hacerlo, se analiza el perfil de demanda, el despacho energético, la parte financiera y los precios con DSMS y sin ella. El dimensionamiento y la simulación son realizadas utilizando un código diseñado en el lenguaje de programación Python. Las fuentes contempladas para el estudio son la radiación solar, el diésel y las baterías. Con estos valores hacer comparaciones mediante gráficas. además, los resultados de simulación presentan datos de emisiones de dióxido de carbono (CO₂). Este aspecto no hace parte del estudio. Sin embargo, es bueno mencionar los alcances del código. Por último, se presentan los porcentajes de las comparaciones con cuales se pretende mostrar la viabilidad de proyectos de este tipo.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones
Director Juan Carlos Oviedo Cepeda Ingeniero Eléctrico Codirector César Antonio Duarte Gualdrón Dr. en Ingeniería Eléctrica e Informática

Abstract

Title: Technical evaluation of the replacement of diesel generation systems by hybrid microgrids in the NICs of the Pacific region of Colombia. *

Author: Hector Arley Ariza Ardila, Cesar Alexander Vega Mendieta. **

Keywords: Microgrid, management strategy, planning, comparison.

Description:

The current non-interconnected zone (NIC) micro-networks in Colombia can be replaced with hybrid micro-networks. This change favors both the consumer and the micro-network manager. The implementation of an adequate management strategy (DSMS) is one way to make this type of project viable. Therefore, this paper presents a study seen from the technical side for five (5) communities in the Pacific region of Colombia. The communities are selected from the monthly reports of the IPSE. A filter is applied taking us to the settlements with the lowest service hours and once their maximum consumption peaks are the highest. It should be noted that the project is framed by convocation 782 of consciences. In order to do so, the demand profile, energy dispatch, the financial part and prices with and without DSMS are analyzed. The dimensioning and simulation are carried out using a code designed in the Python programming language. The sources contemplated for study are solar radiation, diesel and batteries. With these values we can make comparisons using graphs. Additionally, the simulation results present data on carbon dioxide (CO₂) emissions. This aspect is not part of the study. Nevertheless, it is good to mention the scope of the code. Finally, the percentages of the comparisons are presented, which are intended to show the viability of projects of this type.

* Project of grade

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones
Director Juan Carlos Oviedo Cepeda Ingeniero Eléctrico Codirector César Antonio Duarte Gualdrón Dr. en Ingeniería Eléctrica e Informática

Introducción

El actual servicio de energía eléctrica en Colombia no tiene una cobertura total a lo largo de su territorio. Por tanto, para llegar con el servicio a aquellas comunidades alejadas se instalan pequeños generadores que suplan la necesidad energética. Por consiguiente, existen dos formas de llevar la energía eléctrica a los hogares y se pueden resumir en dos grupos, Zonas Interconectadas al Sistema de Interconectado Nacional (SIN) y las Zonas No Interconectadas (ZNI). El SIN presenta una deficiencia debido a la extensa y accidentada geografía del país. Por otro lado, las ZNI son lugares de densidad poblacional baja, poco consumo de energía eléctrica y de difícil acceso. Razón por la cual se dificulta la logística del servicio aumentando los costos de inversión y operación (*ZONAS NO INTERCONECTADAS-ZNI Diagnóstico de La Prestación Del Servicio de Energía Eléctrica 2017*, n.d.).

El gobierno de Colombia ha definido en el Artículo 11 de la ley 143 de 1994, la delimitación y categorización de las ZNI como lugares “ donde no se presta el servicio público de electricidad a través del sistema Interconectado Nacional”(*Detalle de Material Bibliográfico*, n.d.). Las ZNI están ubicadas en 18 departamentos que corresponden al 51% del territorio colombiano, 5 capitales Departamentales, 36 Cabeceras Municipales, 1.798 localidades y 209.204 usuarios atendidos (*(No Title)*, n.d.-a) (*IPSE - Información General*, n.d.).

Sin embargo, la calidad del servicio en las ZNI es otro obstáculo para superar. Como es el caso de Pital en Nariño y Piñuña Negro en Putumayo, que no cuentan con más de 7 horas de servicio por día (*IPSE - Información General*, n.d.). Por ello con este trabajo de grado se presenta

una alternativa con el fin de mejorar la calidad del servicio de 5 comunidades de la región pacífica de Colombia.

La alternativa está enmarcada por la convocatoria 782 de Colciencias, la cual busca evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental de realizar el reemplazo del sistema de generación de algunas microrredes que cuentan con telemetría. Por tanto, la propuesta consiste en evaluar la viabilidad técnica de la instalación de una microrred híbrida. Donde se contemplan como fuentes de generación los paneles fotovoltaicos, bancos de baterías y un grupo electrógeno diésel (J. C. Oviedo et al., 2019). Es así que este documento está organizado como sigue: Capítulo 2, presenta la metodología, la selección de las comunidades y el dimensionamiento. Capítulo 3, desarrolla el análisis de los resultados simulados de las 5 comunidades. Por último, el Capítulo 4 presenta las conclusiones.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Realizar una evaluación de viabilidad técnica del remplazo de sistemas de generación basados en diésel en las ZNI de la región pacífica de Colombia, por sistemas de generación renovable híbrida.

1.2 Objetivos Específicos

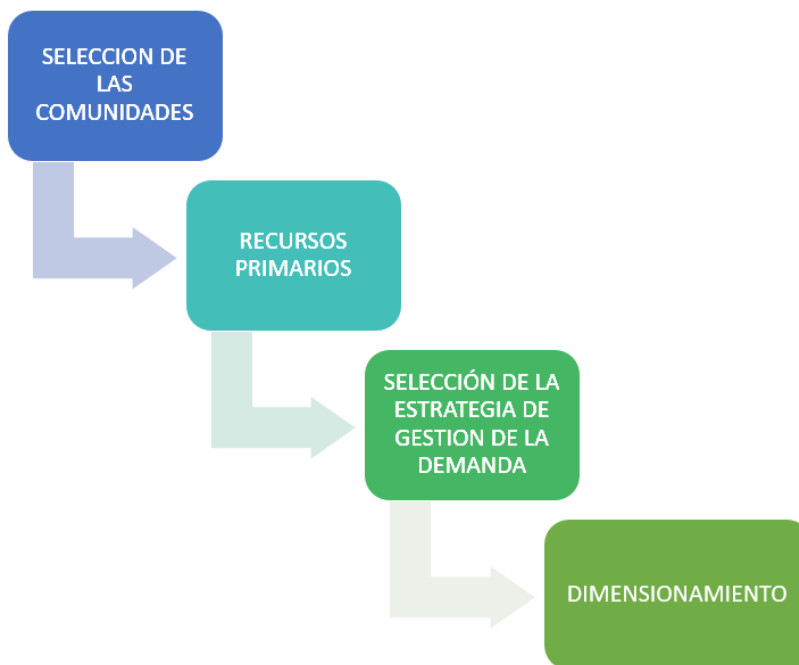
- Definir cinco comunidades de la región pacífico que hagan parte de las ZNI y que cuente con servicio de telemetría.
- Identificar su disponibilidad de recurso de generación primarios (radiación solar).
- Dimensionar las 5 microrredes elegidas incluyendo una estrategia de gestión de la demanda de las establecidas bajo el marco de la convocatoria 782 de Colciencias.
- Registrar los resultados obtenidos del dimensionamiento y simulaciones de operación de las microrredes propuestas para compararlos con el sistema actual, para determinar la viabilidad técnica de efectuar la transición.

2. Metodología

A continuación, se presentan los pasos que nos llevan hasta el dimensionamiento de la microrred. Para ello, en primer lugar, se seleccionan las comunidades, luego se hace el análisis de recursos primarios, y se finaliza con la selección de la estrategia de gestión de la demanda. Por tanto, en la Figura 1 se ilustra la metodología a seguir.

Figura 1.

Esquema de la metodología



2.1 Selección de las comunidades

A continuación, se proponen los criterios de selección de las cinco comunidades. La región pacífica colombiana es escogida para este caso de estudio que abarca los departamentos de Chocó, Valle del Cauca, Cauca y Nariño. Y como primer filtro las comunidades deben pertenecer a las ZNI, con supervisión por el Centro Nacional de Monitoreo (CNM).

2.1.1 Generación diésel

Se seleccionan las comunidades que en su actualidad tengan en operación grupos electrógenos a diésel. Puesto que el mantenimiento y la operación de este sistema de generación tiene costos elevados.

2.1.2 Horas de servicio

En la Figura 2, se muestran las noventa comunidades que cuentan con supervisión del CNM. Cabe destacar que los valores que aparecen con cero (0) horas de servicio corresponden a comunidades fuera de operación o que funcionan con un tipo de generación diferente a DIESEL.

Por tanto, el promedio de operación diaria de las comunidades está en 9.5 horas al día. Se toma este valor y se propone que las comunidades tengan menos de 9.5 horas de servicio.

2.1.3 Demanda máxima

En la Figura 3, se muestra el consumo máximo por día del mes de Abril de 2019 (IPSE - Información General, n.d.). Las comunidades que aparecen registradas cumplen con lo mencionado en 2.1.1. y 2.1.2.

El promedio de demanda máxima de las comunidades restantes es 31.94 [kW]. Ubicando a 36 localidades por encima de este valor y se propone seleccionar aquellas que estén por encima del promedio.

Figura 2.

Horas de servicio del mes de Abril de 2019, IPSE.

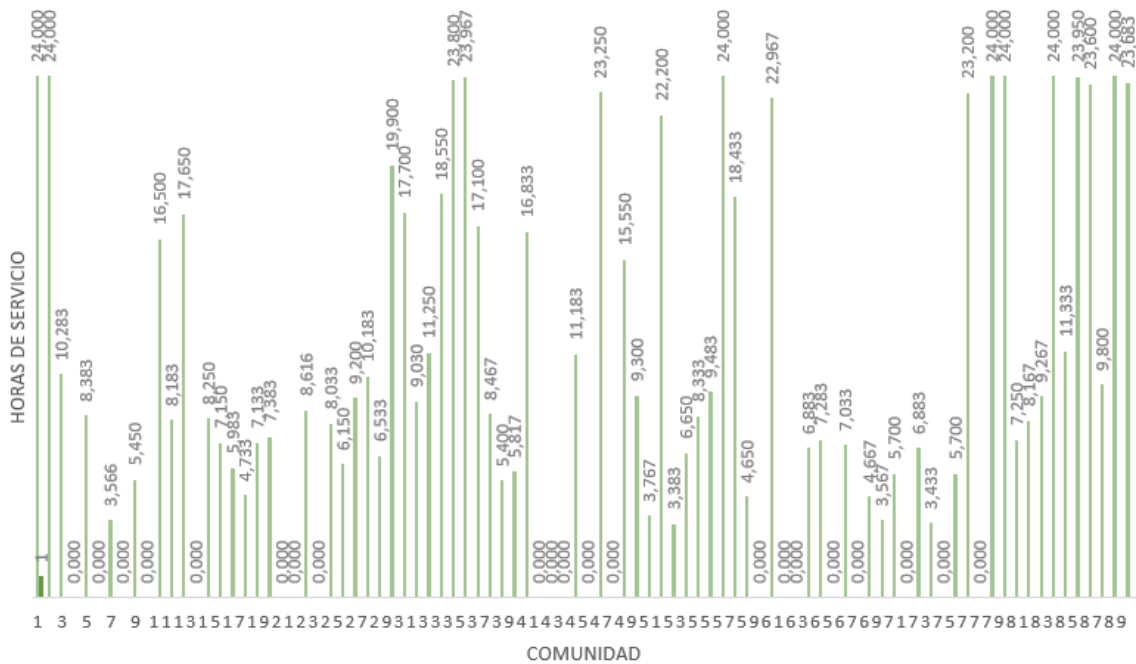
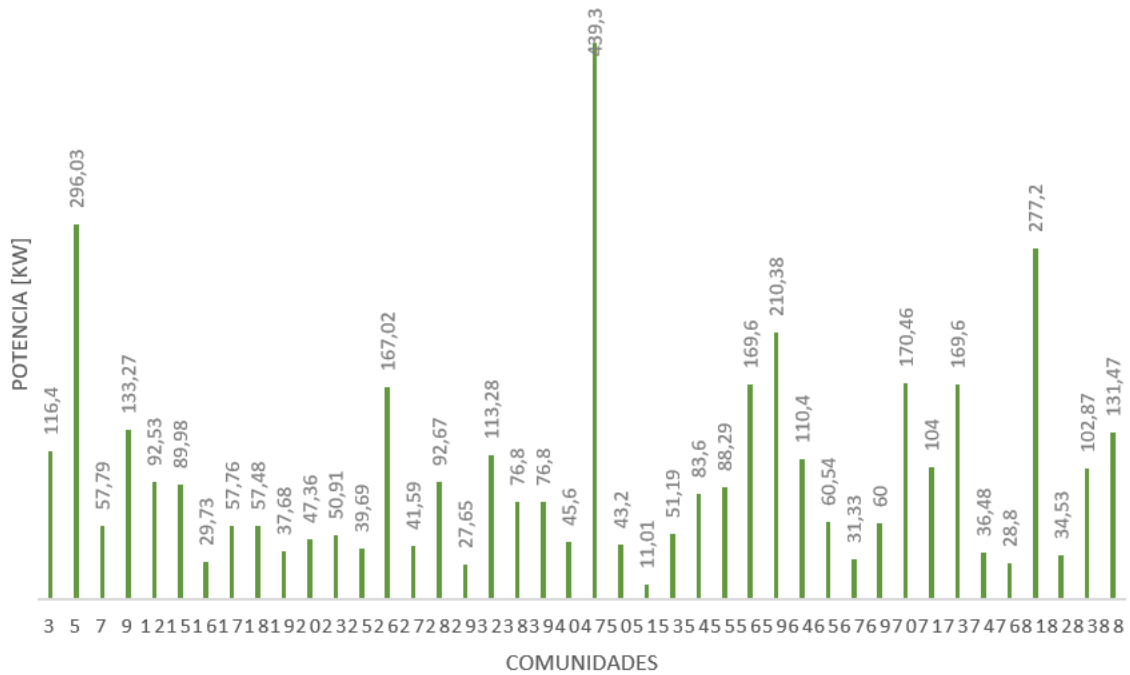


Figura 3.

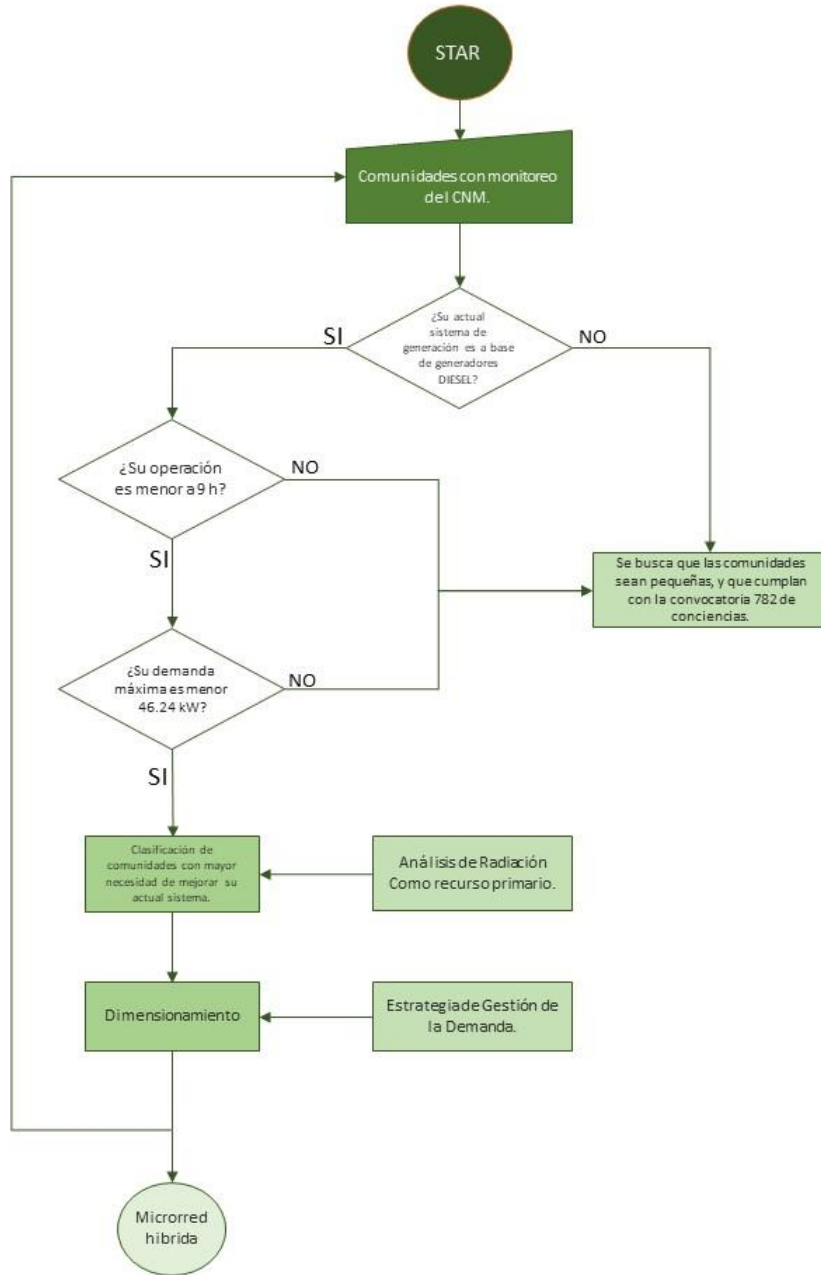
Potencia instalada del mes de Abril de 2019, IPSE.



A continuación, se presenta la metodología para la selección de las cinco comunidades.

Figura 4.

Diagrama de flujo de selección de las comunidades.



En la tabla Numero 1, se registran las cinco comunidades seleccionadas. Cabe destacar que se escogen las que tengan un menor tiempo de servicio al día.

Tabla 1.

Comunidades seleccionadas

Comunidad	Municipio	Departamento
La Loma De Bojayá	Bojayá (Bellavista)	Chocó
Puerto Contó	Bojayá (Bellavista)	Chocó
Coteje	Timbiquí	Cauca
Santa Rosa	Tumaco	Nariño
San Francisco De Naya	Buenaventura	Valle Del Cauca

2.2 Análisis de radiación como recurso primario.

El acceso al servicio de energía eléctrica está relacionado con la calidad de vida de las personas. Quiere decir, que se disponga de luz, refrigeración, control de temperatura en los hogares, colegios, oficinas y acceso a medios de comunicación. Es por ello que para mejorar las condiciones de las comunidades se requiere el aumentó de consumo eléctrico y extender la cobertura para llegar a los lugares donde aún no cuentan con el servicio. La implementación de la tecnología de la generación fotovoltaica (FV) abre la posibilidad para mejorar el servicio en estos lugares de una manera amigable con el medio ambiente. En la tabla 2, se registran algunas ventajas y desventajas del uso de la energía solar fotovoltaica (Gómez Ramírez et al., 2017; Nuevas & Profesionales, n.d.).

Tabla 2,

Ventajas e inconvenientes de la Energía Solar Fotovoltaica

VENTAJAS	INCONVENIENTES
Limpia, renovable, infinita, silenciosa	Costos de inversiones elevados
Producción a bajo costo	Perdida de generación por la baja eficiencia de los módulos fotovoltaicos
Sin partes móviles y modular.	Producción variable según climatología y época del año

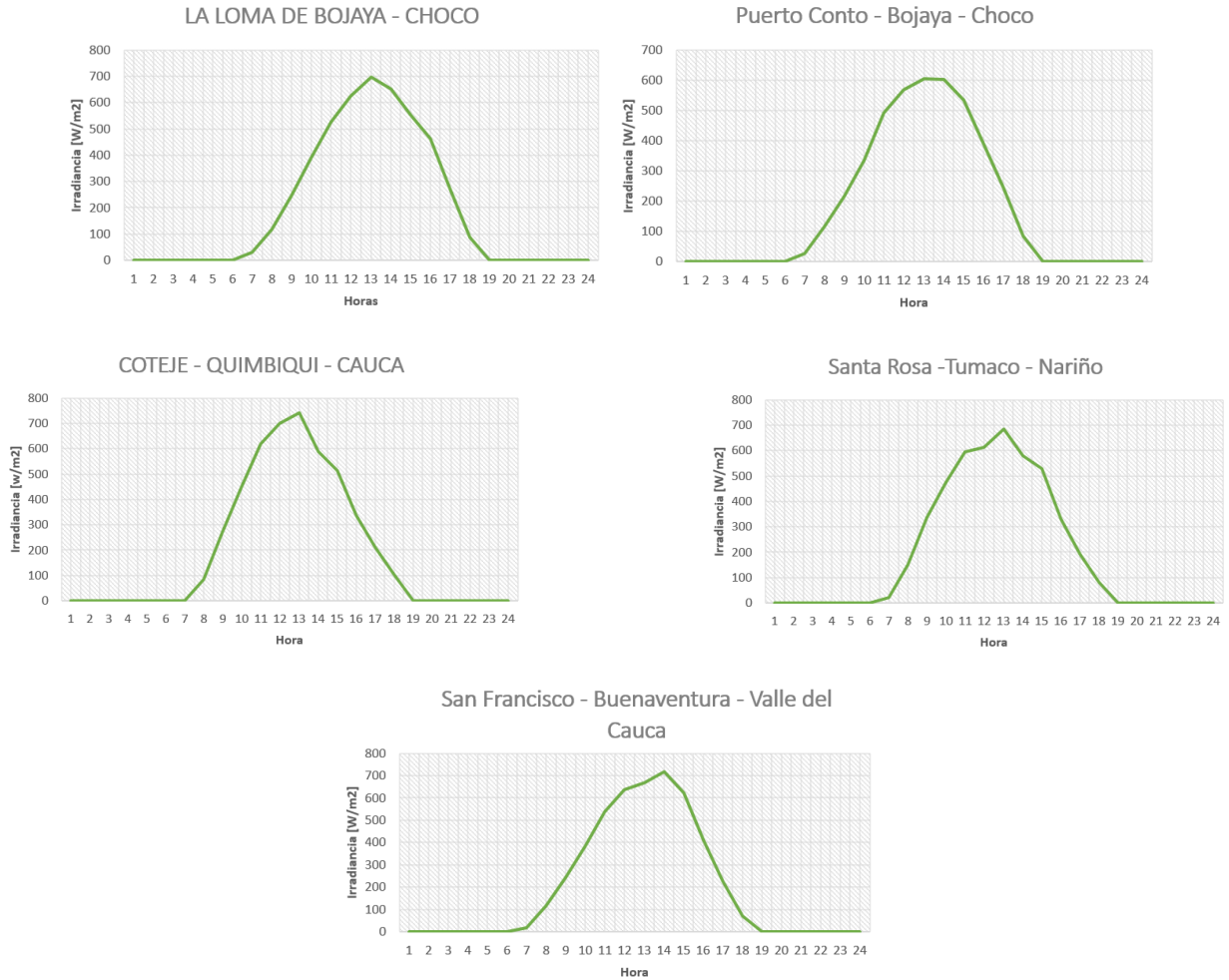
Nota. Tomado de: (Gómez Ramírez et al., 2017).

Ahora bien, como el combustible de la generación fotovoltaica es la radiación solar, cuya medida es en $[W/m^2]$, es importante destacar sus tres componentes, radiación directa, difusa y reflejada. La primera consiste en aquellos rayos de luz solar que golpean de forma paralela la superficie terrestre sin ser obstaculizada por agentes externos como nubes, polvo o aerosoles. La segunda se refiere a aquella radiación proveniente de cualquier dirección que impacta en el panel solar. Por último tenemos la radiación reflejada, la cual es la que se percibe después de golpear el suelo o el agua (*Estado Del Arte y Perspectivas de La Tecnología CSP y de Sistemas de Almacenamiento En Baterías*, n.d.).

En la Figura 6, se muestra la radiación solar promedio diaria, de cada una de las comunidades seleccionadas en el capítulo 2.1. Se obtiene de Google Maps los valores de la longitud y latitud, los cuales son requeridos por el software PVsyst para arrojar los datos de irradiación solar. Esta herramienta es útil para diseñar sistemas fotovoltaicos, ya que usa la Base de Datos Nacional de Radiación Solar (NSRDB por sus siglas en inglés) (*Meteo Data Comparisons – PVSyst*, n.d.), la cual nos arroja valores de temperatura y radiación difusa global.

Figura 5.

Radiación total, de un día promedio del mes de abril.



La Figura 6, muestra que las comunidades seleccionadas cuentan con radiación aceptable para implementar sistemas fotovoltaicos según (Garcia Perez, 2019). Por tanto, en el capítulo de “recurso solar”, expone que lugares con valores superiores a 3 [kWh/m²] de radiación difusa global son aceptables para la implementación de sistemas fotovoltaicos. Así mismo, esta información también se puede consultar en el mapa de radiación difusa global del IDEAM.

2.3 Estrategia de gestión de la demanda

La estrategia de gestión de la demanda (DSMS, por sus siglas en inglés) es una forma de modificar los patrones de consumo de los clientes (Oviedo Cepeda, 2020). Con la implementación de la DSMS se puede reducir el costo de inversión y de operación de la microrred (Cepeda et al., 2020). A continuación, se muestran algunas estrategias de gestión de la demanda ((*No Title*), n.d.-b).

a. ***Fijación de la tarifa para el día siguiente***, este sistema tarifario anuncia las tarifas para el siguiente día desde el día anterior. A pesar de tener variaciones horarias, los clientes tienen tiempo para planificar sus actividades. Este sistema tarifario ofrece menos incertidumbre que otras implementaciones de tarifas dinámicas, como la tarifa de tiempo real.

b. ***Tarifa plana***. Es un diseño básico, que resulta al dividir los costos totales por las ventas de kilovatios-hora y cargando un precio puramente volumétrico(J. Oviedo et al., 2015).

c. ***Tarifa de tiempo de uso***, define una franja horaria donde los precios son altos con respecto a las horas fuera del rango. Esta propuesta al ser periódica día a día, brinda la posibilidad al cliente de adaptarse con facilidad. Para crear la tarifa, el planificador de la microrred determina la hora de inicio y final del precio pico.

d. ***Precios pico críticos***. Esta estrategia consiste en aumentar hasta cinco veces el valor de la tarifa habitual, pero únicamente en una franja horaria de pocos días al año. Los clientes pueden conocer con anticipación los precios. Y esto los incentiva a organizar su consumo para estos días.

e. ***Precios basados en incentivos***, está basada en ofrecer beneficios económicos añadidos a la tarifa para aumentar o disminuir el consumo. Con esto se busca motivar a los clientes a cambiar

su demanda a la medida que la producción de energía lo requiera. Adicionalmente, los costos de inversión y de energía se pueden reducir, como se muestra en (Cepeda et al., 2020).

f. *Reducción de carga directa*, se basa en la desconexión de cargas, en el momento que es más costoso generar energía eléctrica. De esta forma se logra disminuir una porción la demanda.

La metodología propuesta por (Cepeda et al., 2020), muestra de forma prometedora la recuperación del aporte económico por parte del inversionista como también la disminución de tarifas ofrecidas a los clientes. Por tanto, se evaluará el impacto de la gestión de la estrategia basada en incentivos (IBP, por sus siglas en inglés), en las comunidades seleccionadas.

2.4 Dimensionamiento

Para el dimensionamiento de las cinco microrredes, se utiliza un código diseñado en Python. Este es un lenguaje de programación que crea un entorno lo suficientemente robusto para que esté creciendo día a día (*Bienvenido a Python.Org*, n.d.). Se sintetiza un perfil de demanda con operación veinticuatro horas, ya que las comunidades seleccionadas no cuentan con el servicio todo el día. Es por esto que el código en su diseño no reconoce valores cero (0). El algoritmo incluye una metodología de dimensionamiento óptima, teniendo en cuenta diferentes fuentes de energía. Basándose en características técnicas económicas y meteorológicos, selecciona la opción más adecuada que supla la demanda energética.

2.4.1 Recurso energético.

En las Figuras 7 a la 11, se muestra los datos de entrada anuales de radiación global horizontal (GHI, por sus siglas en ingles) y temperatura de las comunidades seleccionadas. Estos valores son extraídos de la base de datos NSRDB de PVsyst.

Figura 6.

Radiación y temperatura de un año. *La Loma de Bojayá.*

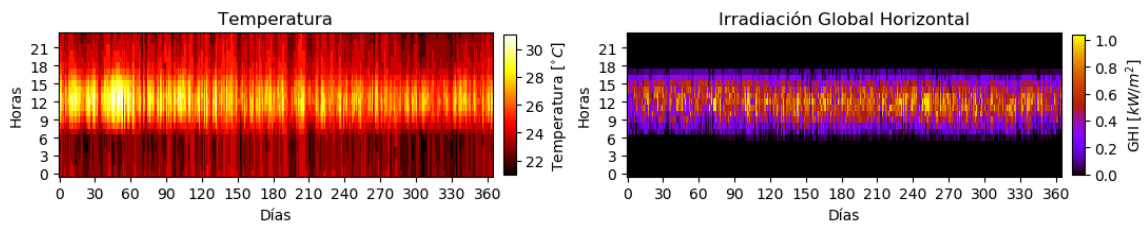


Figura 7.

Radiación y temperatura de un año. *Puerto Contó.*

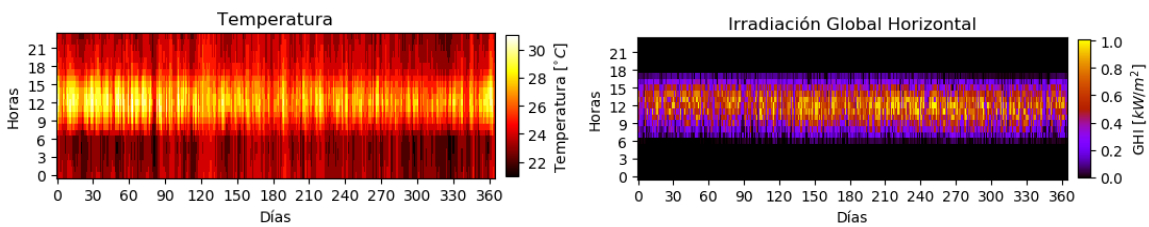


Figura 8.

Radiación y temperatura de un año. Coteje.

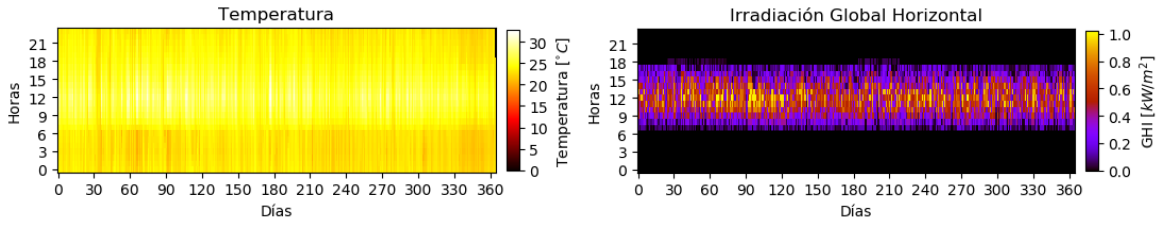


Figura 9.

Radiación y temperatura de un año. Santa Rosa.

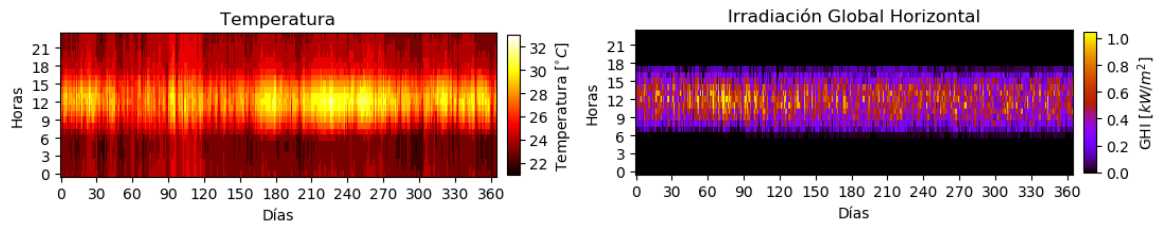
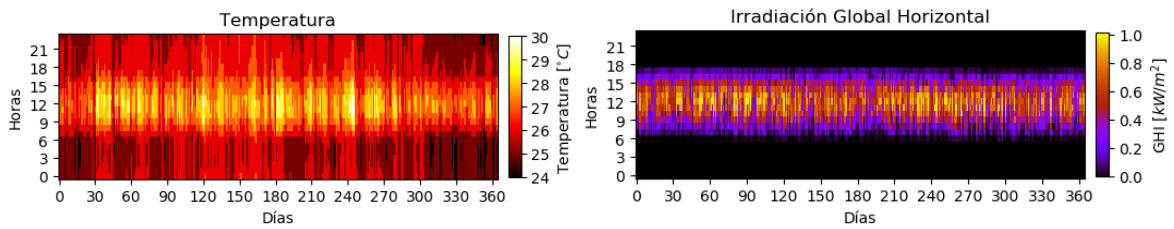


Figura 10.

Radiación y temperatura de un año. San Francisco.

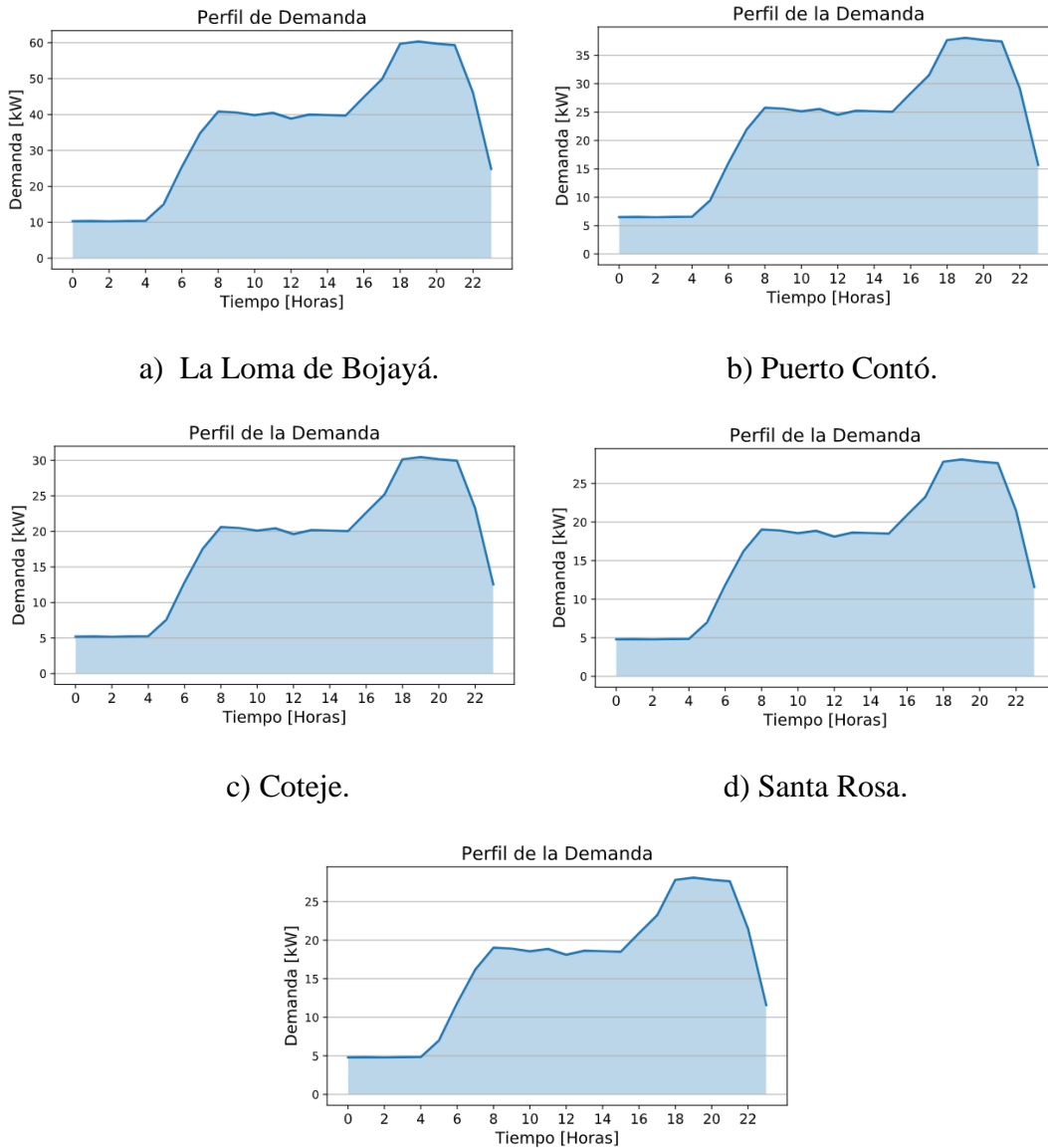


2.4.2 Demanda eléctrica.

El perfil de demanda que se ingresa para el dimensionamiento es una aproximación al perfil de demanda real. Para ello, se lleva a cabo un proceso de escalamiento donde se busca que los picos máximos de la demanda escalada y el real coincidan. Por consiguiente, en la Figura 12, se muestra el resultado para las cinco comunidades.

Figura 11.

Perfil de demanda escalada de las cinco comunidades



e) San francisco de Naya.

2.4.3 Parámetros de entrada requeridos por el código.

Para la implementación del código se requieren datos o parámetros de entrada. Estos valores son determinados por los planificadores de la microrred y permiten evaluar el dimensionamiento con diferentes configuraciones. Por tanto, en la Tabla 3, se muestra el significado de las variables y en la Figura 14, se muestra el esquema de las entradas y salidas del dimensionamiento.

Tabla 3.

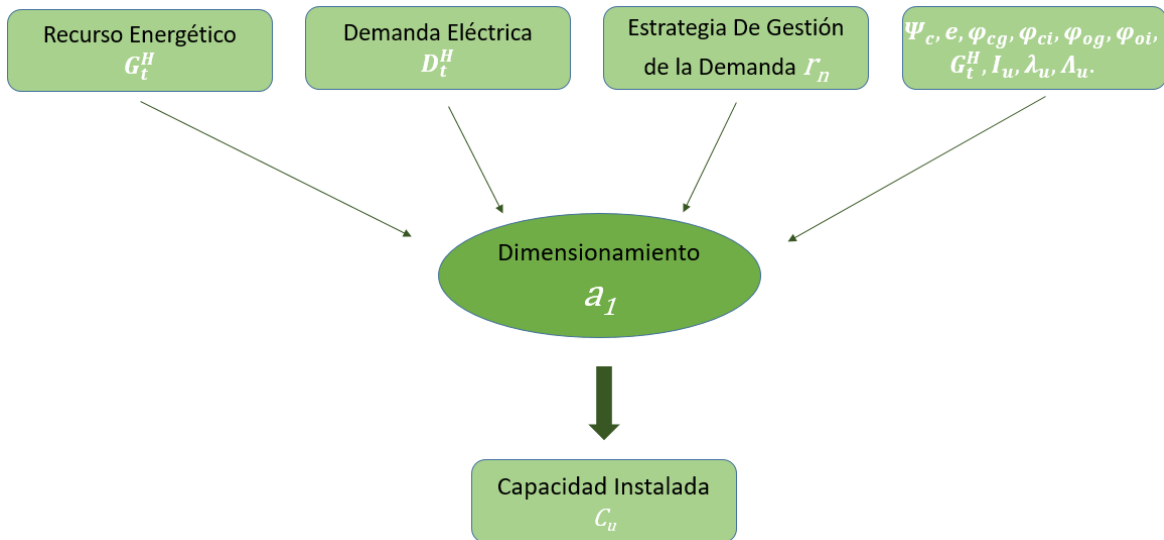
Valores de los parámetros de entrada para el dimensionamiento

PARÁMETRO	DEFINICION
Ψ_c	Factor de conservación de Energía Eléctrica
E	Factor de Elasticidad
Φ_{cg}	Porcentaje del Capex pagado por el Gobierno
Φ_{ci}	Porcentaje de Capex pagado por el Inversor
Φ_{og}	Porcentaje del Opex pagado por el Gobierno
Φ_{oi}	Porcentaje del Opex pagado por el Inversor
G_t^H	Recurso energético

Nota. Tomado de: (J. C. Oviedo et al., 2020).

Figura 12.

Diagrama representativo de las entradas y la salida en el Dimensionamiento.



Otro parámetro de entrada es el precio unitario de los equipos que se van a dimensionar. En la Tabla 4, se muestran los valores propuestos en el caso de estudio de (J. C. Oviedo et al., 2015). Esto a razón de que no es competencia de este proyecto realizar un análisis de precios unitarios.

Tabla 4.

Precios requeridos para el dimensionamiento.

Sistema	Inversión inicial	Mantenimiento	Operación
PV	1,300 USD / kW	3.12 USD / kW	0 USD

BATERÍAS	420 USD / kWh	0,6 USD / kWh	0 USD
GENERACIÓN DIESEL	550 USD / kW	0.165 USD / kWh	

3. Análisis de Resultados

Los escenarios simulados fueron los siguientes:

Tabla 5.

Escenarios propuestos para la comparación.

Escenario	Tarifa	Estrategia	Microrred
1	PLANA	NO	DIESEL, FV, BATERÍAS
2	DINÁMICA	INCENTIVOS	DIESEL, FV, BATERÍAS

A continuación, se presentan los resultados del dimensionamiento de las cinco microrredes.

Tabla 6.

Resultados del dimensionamiento simulados y calculados en Python.

COMUNIDAD	ESCENARIOS					
	1			2		
	FV kW	DIESEL kW	BATERÍAS kW	FV kW	DIESEL kW	BATERÍAS kW
La Loma de Bojayá	453.7	12.1	733.2	500.5	6.2	779.24

Puerto Contó	275.1	8.8	441.3	291	6.5	456.3
Coteje	230.3	7	328.7	239.8	5.9	331.3
Santa Rosa	216.5	6.1	306.2	224.1	5.1	308.5
San Francisco de Naya	196.3	7.1	318.5	207.3	5.7	332.1

Los resultados obtenidos del dimensionamiento muestran una disminución en la capacidad instalada al aplicar IBP. Es evidente que el uso de diésel disminuye considerablemente, mientras que la generación fotovoltaica y la capacidad de almacenamiento aumenta. En los capítulos 3.1 al 3.5, se hace un análisis de despacho, comportamiento de la energía residual, variación de la tarifa con y sin IBP, como también el análisis del comportamiento del perfil de demanda para las cinco comunidades.

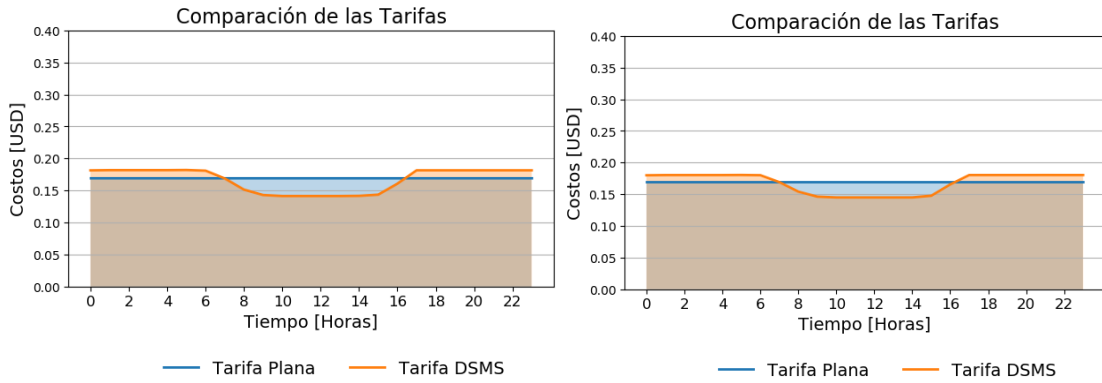
3.1 Análisis de precios

Los precios de la energía dependen del escenario que se esté analizando. Con base en (J. C. Oviedo et al., 2020), y para efectos de este proyecto se estudian dos escenarios. En primer lugar, está el de tarifa plana, cuyo precio depende de la demanda final (perfil de demanda escalado) y las fuentes generadoras.

El segundo caso corresponde a la tarifa con una estrategia basada en incentivos. Esta toma como valor base el precio de la tarifa plana y así garantiza un valor constante día a día. Por consiguiente, en la Figura 16, se muestra el comportamiento de la tarifa plana y la tarifa con gestión de la demanda para las cinco comunidades.

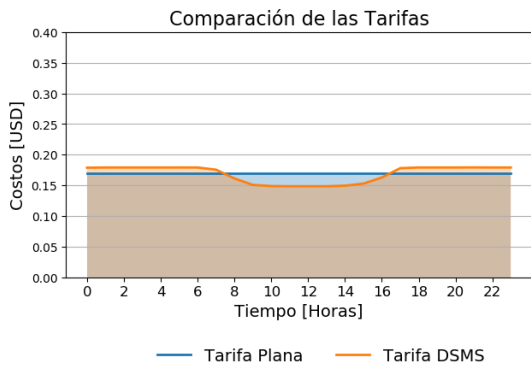
Figura 13.

Precio tarifa plana Vs IBP.

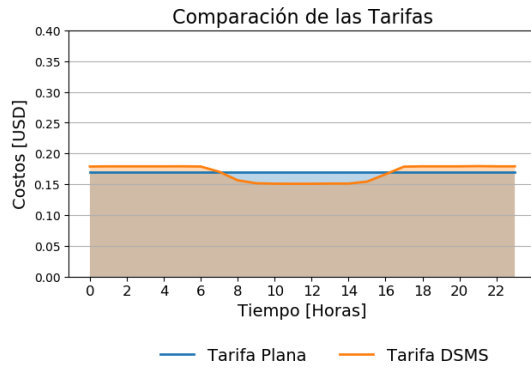


a) Tarifas La Loma de Bojayá.

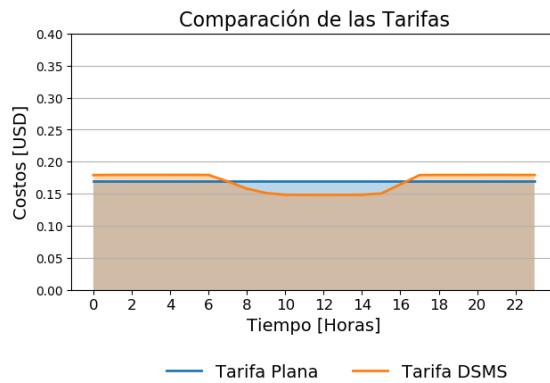
b) Tarifas Puerto Contó.



c) Tarifas de Coteje.



d) Tarifas Santa Rosa.



e) Tarifas de San Francisco de Naya.

El comportamiento de los precios en las cinco comunidades es similar debido a que el estudio se realiza en la misma región del país. Por tanto, en las gráficas se observa que, en horas de mayor radiación solar, disminuye el costo de la tarifa al aplicar IBP. El valor de la elasticidad es 0.43 y fue tomada de (UPME, 2016).

Cabe resaltar que el estudio se realiza para un año, pero las gráficas muestran el comportamiento de un día promedio. Descartando los patrones de consumo de días festivos, domingos o días donde el consumo sea anormal, por ejemplo, partidos de la selección Colombia y algunos días decembrinos.

3.2 Despacho Energético

Para los cinco casos de estudio, el costo de diésel utilizado para la optimización es de 0.75 USD/Litro. Se espera una vida útil del sistema fotovoltaico, de baterías y generación diésel de 25 años, 6 años y 15.000 horas, respectivamente (J. C. Oviedo et al., 2020). Por tanto, en (1) se muestra que la suma de las fuentes es equivalente a la carga total.

$$P_{Carga} = P_{Diésel} + P_{FV} + P_{Bateria} \quad (1)$$

$$P_{Diésel} = \text{Potencia Generada a Diésel}$$

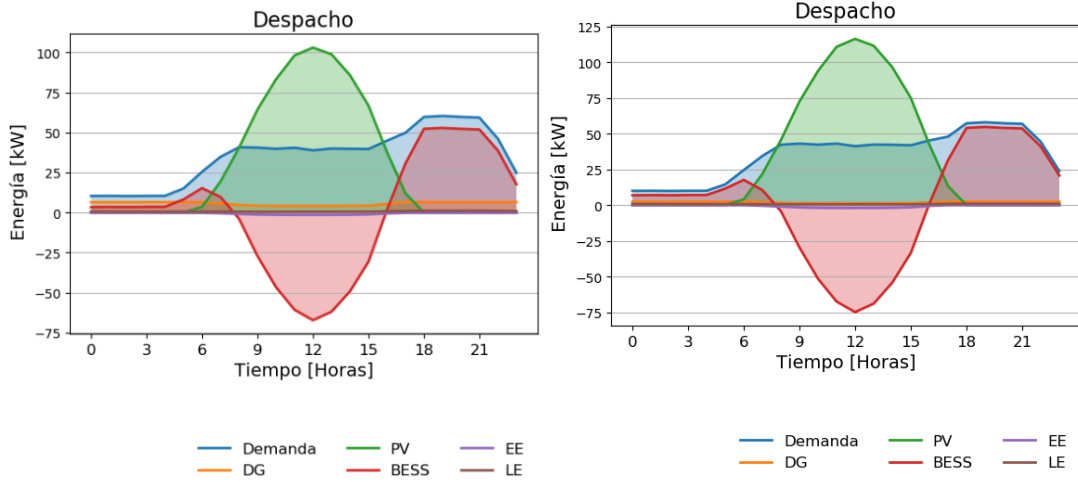
$$P_{FV} = \text{Generación solar fotovoltaica}$$

$$P_{Bateria} = \text{Almacenamiento de energía}$$

En la Figura 14, se muestra el despacho de energía promedio de un día. Esta gráfica es el resultado de la simulación de un año de operación y se dimensiona bajo los dos (2) escenarios vistos en la tabla 5.

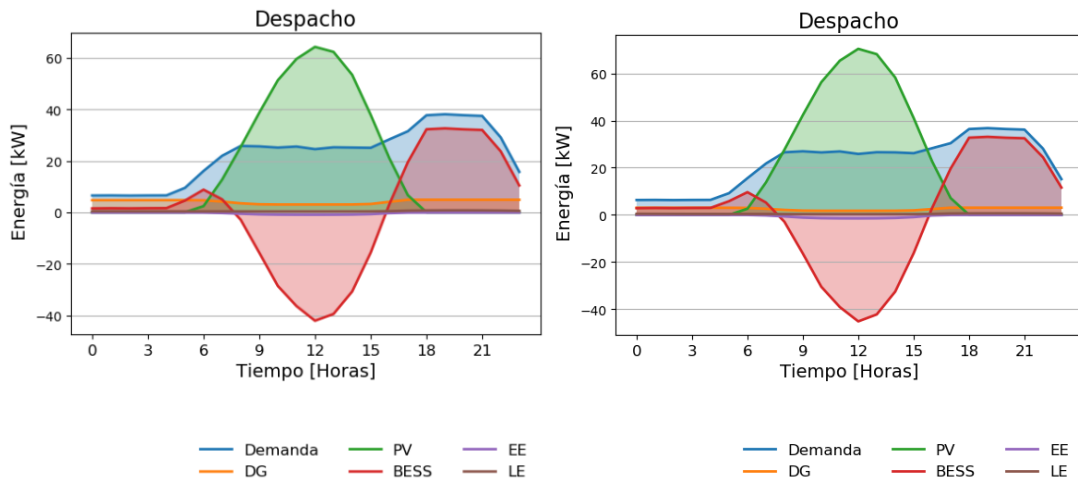
Figura 14.

Despacho Energético para los dos escenarios.



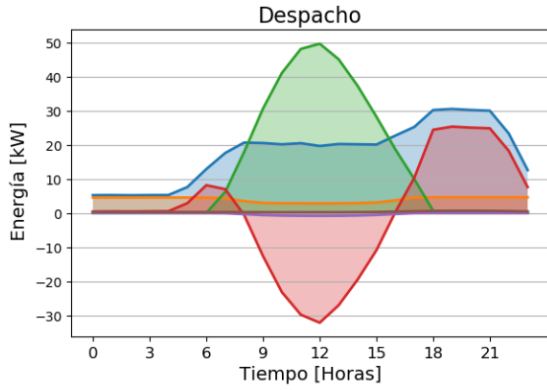
a) Tarifa plana La Loma de Bojayá.

b) IBP La Loma de Bojayá.

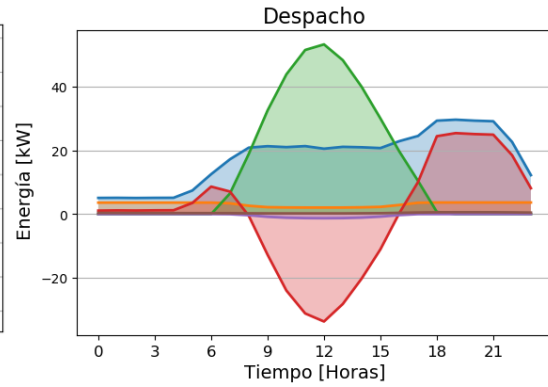


c) Tarifa plana de Puerto Contó

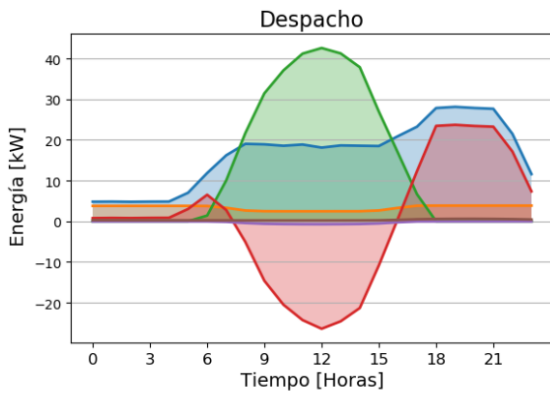
d) IBP de Puerto Contó



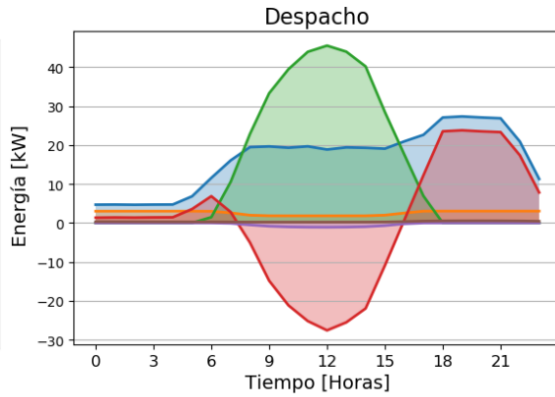
e) Tarifa plana de Coteje



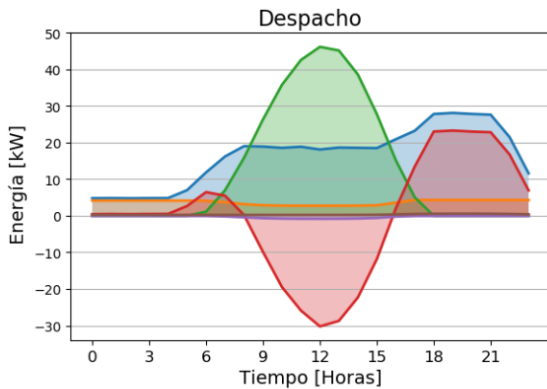
f) IBP de Coteje



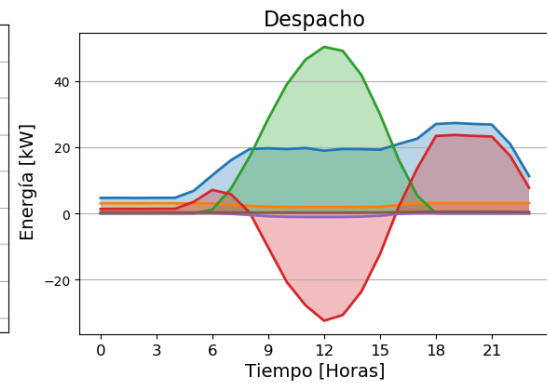
g) Tarifa plana de Santa Rosa



h) IBP de Santa Rosa



i) Tarifa plana de San Francisco de Naya



j) IBP de San Francisco de Naya

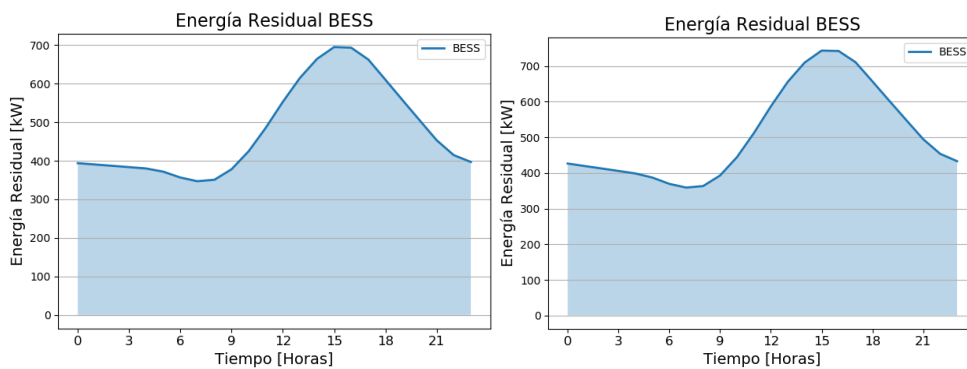
La variación del despacho al aplicar IBP aumenta en una pequeña proporción con respecto a la tarifa plana. Adicionalmente se observa que la generación de diésel es pequeña en comparación con los demás tipos de generación.

3.3 Energía Residual

A continuación, se muestra el estado de carga de la batería a lo largo de un día (Zhang et al., 2018). El estado de carga depende de la capacidad de almacenamiento de la batería. Por tanto, en la Figura 15, se muestra el comportamiento de la carga residual para cuando el sistema opera con tarifa plana y para cuando se aplica la gestión de la estrategia de la demanda.

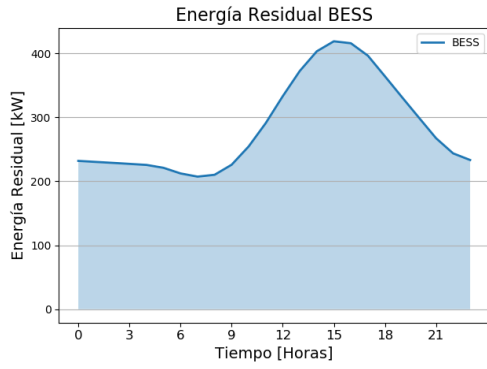
Figura 15.

Perfil de la carga residual de las cinco comunidades.

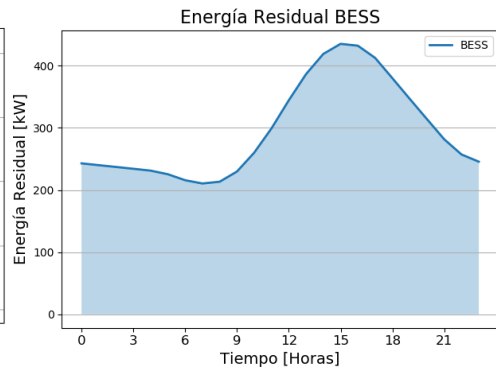


a) Tarifa plana La Loma Bojayá

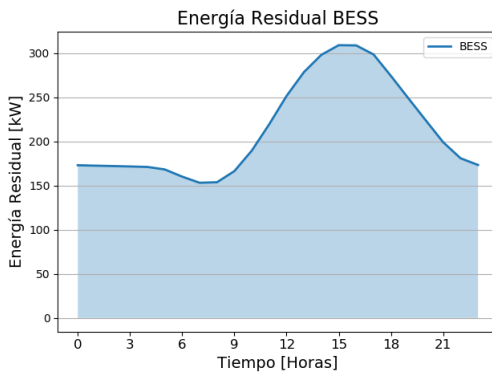
b) IBP La Loma Bojayá



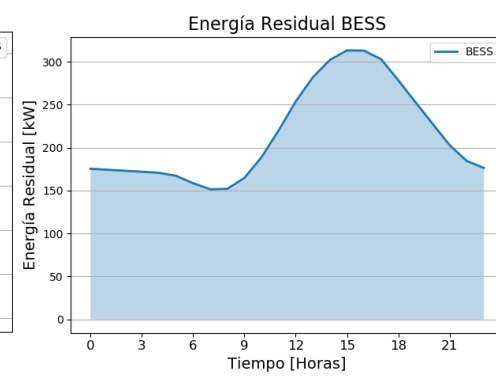
c) Tarifa plana Puerto Contó



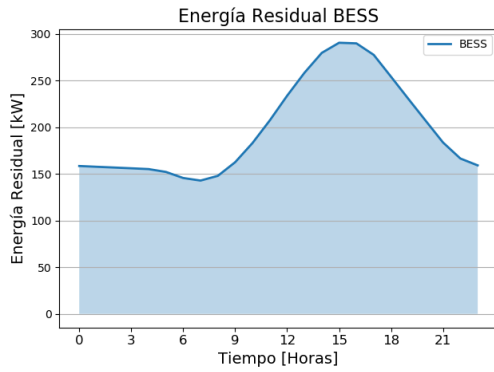
d) IBP Puerto Contó



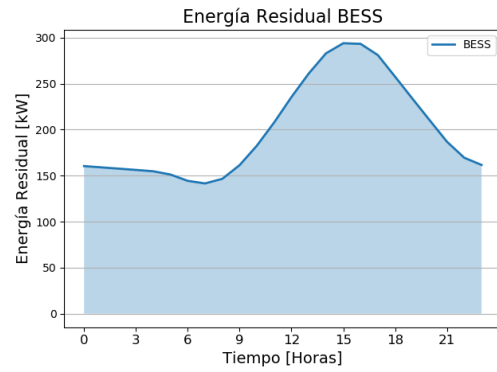
e) Tarifa plana Coteje



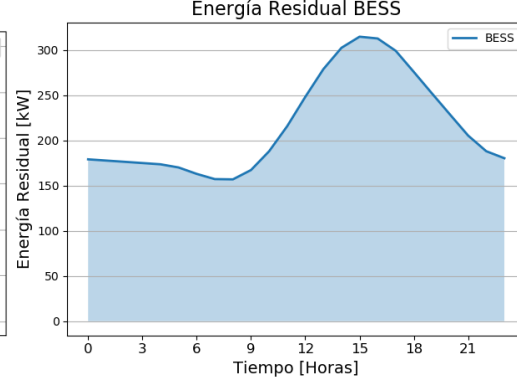
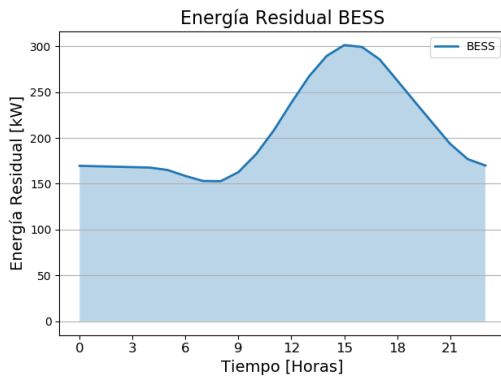
f) IBP Coteje



g) Tarifa plana Santa Rosa



h) IBP Santa Rosa



i) Tarifa plana San Francisco de Naya

j) IBP San Francisco de Naya

La capacidad de energía residual de las baterías al aplicar IBP permite llegar a su límite de descarga. Mientras que en tarifa plana no es así. Adicionalmente, la aplicación de la estrategia basada en incentivos, muestra una reducción en la capacidad instalada de las baterías, con lo cual se reduce el costo de inversión.

3.4 Perfil de demanda

Para determinar la demanda final después de introducir la IBP se usa la formula (2).

$$e_t = \frac{\theta_{flat} (D_{f,t} - D_{o,t})}{D_{o,t} (\theta_{inc} - \theta_{flat})} \quad (2)$$

θ_{flat} : Precio base de tarifa plana

θ_{inc} : Precio de incentivos

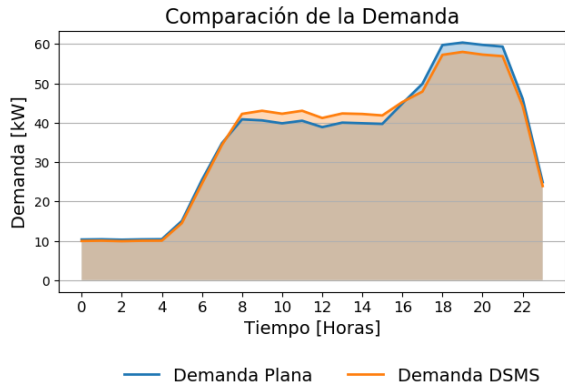
$D_{f,t}$: Respuesta de la demanda a la tarifa de incentivos

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

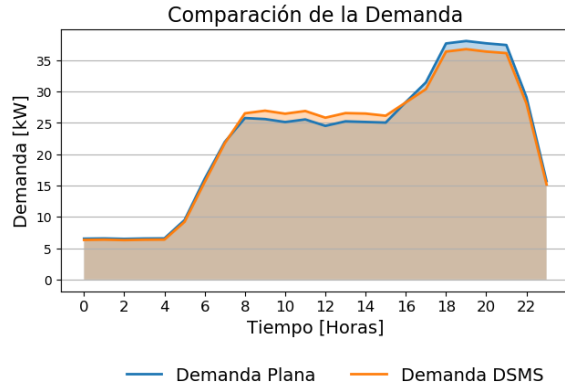
Por tanto, en la Figura 17, se muestra la comparación entre el perfil de demanda cuando se aplica gestión de la demanda y cuando no.

Figura 16.

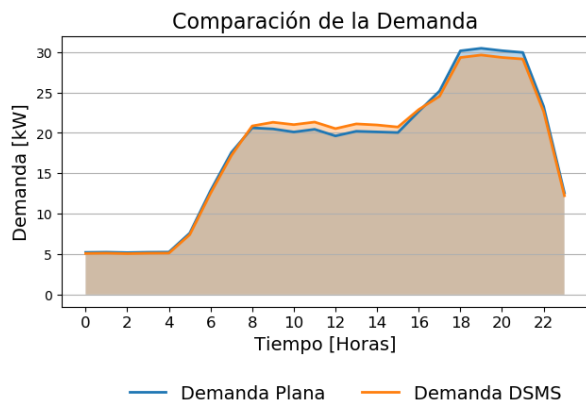
Perfil de Demanda Aplicando DSMS y sin DSMS.



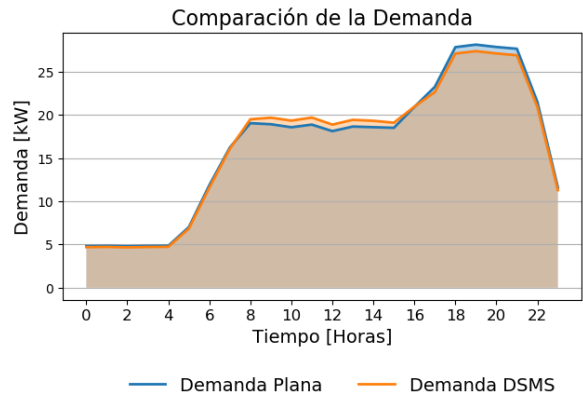
a) Demanda La Loma de Bojayá.



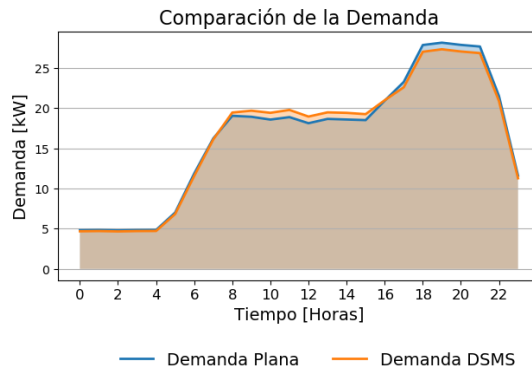
b) Demanda Puerto Contó.



c) Demanda de Coteje.



d) Demanda Santa Rosa



e) Demanda de San Francisco de Naya.

El perfil de demanda se acomoda al perfil de despacho con el que se obtenga el mejor beneficio económico. Por tanto, cuando se presenta mayor generación renovable es donde se evidencia el aumento con la DSMS. Y decrece cuando el sistema opera con costos más elevados del día. Esto se logra por el desplazamiento de cargas y la adaptación del cliente a los beneficios económicos sistema.

3.5 Análisis Financiero.

Con el uso de la IBP en la etapa de la planificación de la microrred se logra variar los costos de inversión y operación. En la Figura 19 se muestra los resultados al usar los escenarios propuestos. La tabla 7 muestra el aporte porcentual de los gastos de capital (CAPEX) y los gastos operativos (OPEX) de las partes implicadas en el proyecto.

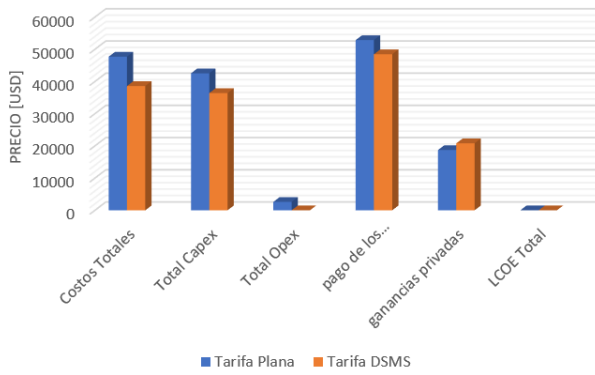
Tabla 7.

Porcentajes que invierten las partes implicadas en el proyecto.

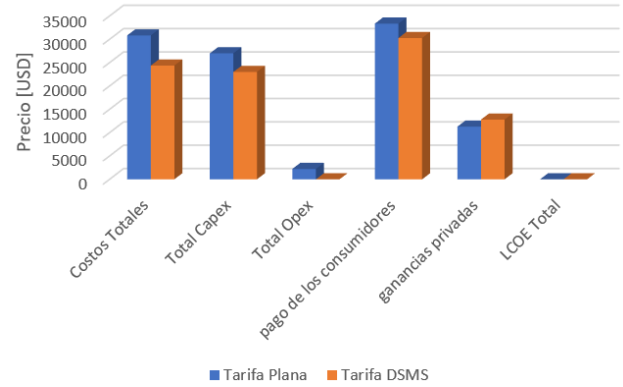
Comunidad	CAPEX Privado	CAPEX Gobierno	OPEX Privado	OPEX Gobierno	Tasa de Retorno
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
La Loma de Bojayá	0.6	0.4	0.6	0.4	1.25
Puerto Contó	0.5	0.5	0.5	0.5	1.21
Coteje	0.4	0.6	0.4	0.6	1.3
Santa Rosa	0.4	0.6	0.4	0.6	1.25
San Francisco de Naya	0.4	0.6	0.4	0.6	1.26

Figura 17.

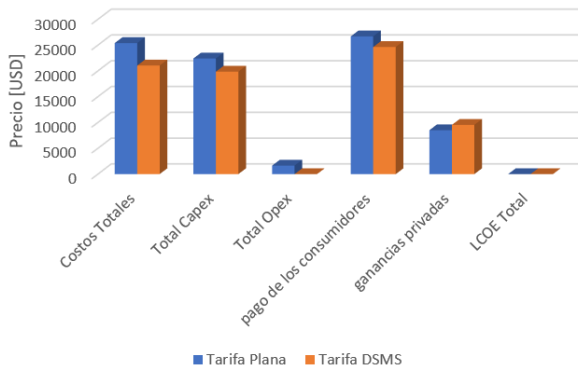
Costos de Inversión.



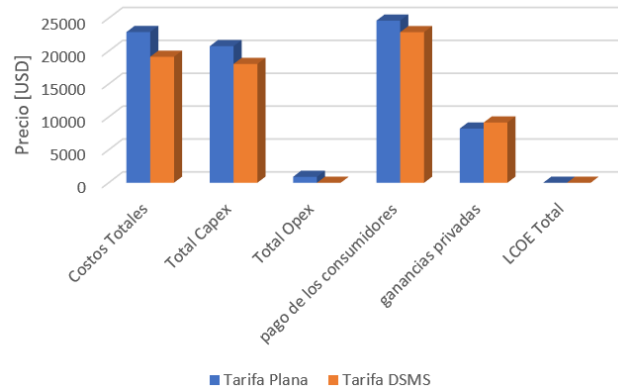
a) Costos La Loma de Bojayá.



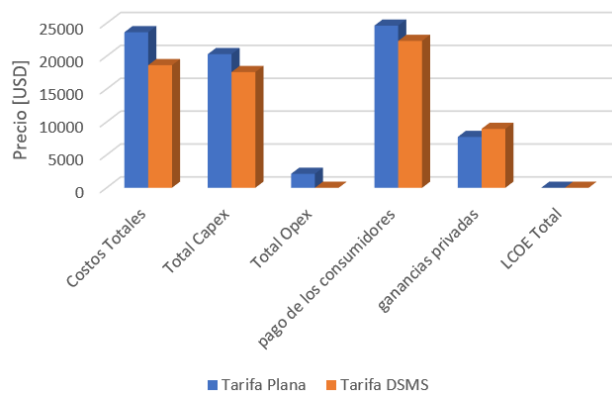
b) Costos Puerto Conto



c) Costos de Coteje.



d) Costos Santa Rosa



e) Costos de San Francisco de Naya.

Con los resultados obtenidos de la simulación se compara los costos de implementar una tarifa plana con los costos de una tarifa dinámica. La Figura 17 muestra la reducción del costo de inversión y así mismo revela el aumento de las ganancias cuando se implementa IBP. Se concluye la viabilidad de proyectos similares vistos desde la parte técnica. Cabe resaltar que cada comunidad, a pesar de estar en la misma región y mantener estilos de vida similares, pueden presentar variaciones en los costos tanto de mantenimiento como de operación. Debido a ello este proyecto actúa como un aporte, mas no como una opción definitiva de ejecución.

4. Conclusiones

Este proyecto de grado comparó los efectos de implementar una tarifa plana y otra basada en incentivos (IBP), en cinco comunidades seleccionadas de las ZNI. Mediante la metodología que se desarrolló, se amplió su promedio de operación diaria a 24 horas, sintetizando los datos del perfil de demanda.

Como resultado se observó una reducción promedio de la demanda máxima diaria un 4.8 %, de los costos totales un 10.6%, del total del OPEX un 6.7%, del CAPEX un 5.2 %, del LCOE un 2.9%, de los pagos de los consumidores un 2.2% y de la generación diésel un 25.34%. Se obtuvo un incremento de 5.9% en la generación fotovoltaica, el sistema de almacenamiento de energía un 3.1% y de la energía residual BESS un 3.6%.

Las comunidades elegidas poseen los recursos de generación adecuados para un óptimo funcionamiento de la microrred híbrida.

Se estableció de los informes de la UPME, el valor promedio de la elasticidad en 0.43, para las cinco comunidades seleccionadas, el cual hace que disminuyan las ganancias de los inversores y de igual manera los pagos de los clientes.

Al aplicar DSMS se determina el dimensionamiento del sistema y la gestión energética de una microrred independiente. Estableciendo la cantidad de energía que debe suministrar cada fuente, de esta manera aumentar la confiabilidad de la microrred y minimizar los costos de inversión.

Referencias Bibliográficas

(No Title). (n.d.-a). Retrieved June 9, 2020, from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Leyes-1994-Ley143-1994>

(No Title). (n.d.-b). Retrieved July 8, 2020, from <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2019/176645.pdf>

Bienvenido a Python.org. (n.d.). Retrieved June 24, 2020, from <https://www.python.org/>

Cepeda, J. C. O., Duarte, C., & Solano, J. (2020). Design of an incentive-based demand side management strategy using ILP for stand-alone microgrids planning. *International Journal of Renewable Energy Research*, 10(1), 378–387.

Detalle de Material Bibliográfico. (n.d.). Retrieved July 8, 2020, from http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/pags/cat/popup/pa_detalle_matbib.jsp?parametros=175102%7C%7C1%7C6

Estado del arte y perspectivas de la tecnología CSP y de sistemas de almacenamiento en baterías. (n.d.). Retrieved May 4, 2020, from http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno17/csp/Principios_funcionamiento.html

García Pérez, A. F. (2019). Planeamiento de un piloto de microrred aislada para una zona con potencial energético mediante FNCER. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 1689–1699. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

Gómez Ramírez, J., Murcia Murcia, J. D., & Cabeza Rojas, I. (2017). La energía solar fotovoltaica en Colombia: potenciales, antecedentes y perspectivas. *Universidad Santo Tomás*, 19. <http://repository.usta.edu.co/handle/11634/10312>

IPSE - *Información General*. (n.d.). Retrieved April 22, 2020, from <http://www.ipse.gov.co/centro-nacional-de-monitoreo/informacion-general>

Meteo Data Comparisons – PVSystem. (n.d.). Retrieved April 18, 2020, from <https://www.pvsyst.com/meteo-data-comparisons/>

Nuevas, G. De, & Profesionales, A. (n.d.). *Energia_Solar_Fotovoltaica_2E5C69a6*.

Oviedo Cepeda, J. C. (2020). *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.

Oviedo, J. C., Solano, J. E., & Duarte, C. A. (2015). Design of an Incentive-based Demand Side Management Strategy using ILP for Islanded Microgrids Planning. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 14(8), 1–9.

Oviedo, J. C., Solano, J. E., Duarte, C., St-Pierre, D. L., & Boulon, L. (2019). Day Ahead Tariff Setting for Islanded Microgrids Considering Customers Response. *Proceedings of the Conference on the Industrial and Commercial Use of Energy, ICUE, 2018-October*. <https://doi.org/10.23919/ICUE-GESD.2018.8635716>

Oviedo, J., Solano, J., Duarte, C., & Storage, H. (2015). *TARIFAS DINAMICAS DE ENERGÍA : LA CLAVE PARA*.

UPME. (2016). *ELÉCTRICA Y POTENCIA Revisión Octubre de 2016*. 48. http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/UPME_Proyeccion_Demanda_Energia_Electrica_Octubre_2016_version2.0.pdf

Zhang, X., Wang, Y., Wu, J., & Chen, Z. (2018). A novel method for lithium-ion battery state of energy and state of power estimation based on multi-time-scale filter. *Applied Energy*, 216, 442–451. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.117>

ZONAS NO INTERCONECTADAS-ZNI Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2017. (n.d.). Retrieved July 7, 2020, from www.superservicios.gov.co