

Impacto en el dimensionamiento y la operación del reemplazo de sistemas de generación diésel por microrredes híbridas considerando una estrategia de gestión de la demanda en cinco comunidades con teledirigida de las ZNI de Colombia.

Jeison Alexander Prince Amado

Wendy Geraldine Macana Acevedo

Trabajo de Grado para optar al título de Ingenieros Electricistas

Director

Juan Carlos Oviedo Cepeda

Doctorado en Ingeniería área de Ingeniería Eléctrica.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2021

### **Dedicatoria**

Dedicamos este trabajo principalmente a Dios por darnos la fortaleza y la sabiduría para culminar este logro, a nuestras familias, quienes fueron un apoyo incondicional en nuestro proceso de formación profesional y para todas aquellas personas que apoyaron el desarrollo y ejecución de este trabajo de grado.

### **Agradecimientos**

En primer lugar quiero agradecerle a Dios por ser mi guía y mi fortaleza en los momentos difíciles y de desesperación de mi carrera y permitirme llegar hasta el final.

Le agradezco a mis padres Luis y Angela, por darme la oportunidad de tener una excelente educación, por los valores inculcados, por creer en mi y por todo su amor y cariño para conmigo.

A mis hermanas por que son parte importante de mi vida, a Lore por sus consejos y su voz de aliento cuando más lo he necesitado, a Dannegi por su comprensión y apoyo incondicional.

A Daniel por llenar mi vida de alegrías, por su apoyo en el desarrollo de este trabajo y sobre todo por su paciencia y amor incondicional.

A mi compañero de tesis Jeison por su paciencia y motivación en los momentos de desesperación y sobretodo por su incondicional amistad.

Por ultimo a nuestro director Juan Carlos por su acompañamiento y brindarnos sus conocimientos para culminar esta etapa profesional.

WENDY.

A mi padre y a mi madre, quienes siempre con su esfuerzo y fe fueron los pilares en los que se cimentó este título.

A mis hermanos, a quienes espero haberles labrado un camino de bien; deseo que siempre estén buscando su superación personal.

A Carolina Blanco Vásquez, por tu fidelidad, apoyo y compromiso en este proceso de mi vida; deseo una larga vida a tu lado, eres una mujer única y maravillosa.

Agradezco a nuestro director, por haber confiado en nosotros para realizar este trabajo, por su paciencia y dedicación en la guía de este proyecto.

JEISON

## Tabla de Contenido

<b>Introducción</b>	<b>12</b>
<b>1. Objetivos</b>	<b>17</b>
<b>2. Recursos Energéticos</b>	<b>18</b>
2.1. Potencial eólico y solar por comunidad	19
2.2. Perfiles de cargas por comunidades	19
<b>3. Componentes de la microrred</b>	<b>22</b>
<b>4. Análisis y resultados</b>	<b>23</b>
4.1. Análisis técnico	25
4.1.1. <i>Gestión de la demanda</i>	26
4.1.2. <i>Dimensionamiento</i>	31
4.1.3. <i>Despacho</i>	38
4.2. Análisis financiero	40
4.2.1. <i>Valor Presente Neto</i>	45
4.2.2. <i>Retorno de la Inversión</i>	47
4.2.3. <i>Tasa Interna de Retorno</i>	50
4.2.4. <i>Costo Nivelado de la Energía</i>	54

MICRORREDES HÍBRIDAS CONSIDERANDO UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DE LA DEMANDA	6
4.2.5. <i>Pagos y Beneficios</i>	58
<b>5. Conclusiones</b>	<b>64</b>
<b>Referencias Bibliográficas</b>	<b>67</b>

### Lista de Figuras

Figura 1.	Metodología para la prefactibilidad	16
Figura 2.	Promedio diario de las tarifas seleccionadas, tarifa plana y tarifa DADP y su desviación estándar STD.	27
Figura 3.	Carga promedio diaria de gestión DADP y caso base.	28
Figura 4.	Carga anual para cada comunidad.	30
Figura 5.	Capacidades instaladas promedio anuales.	33
Figura 6.	Capacidad instalada por año. La capacidad del generador Diésel (DG) y los paneles fotovoltaicos (PV) estan dados en kW, y el sistema de almacenamiento de energía (BESS) esta dado en kWh.	35
Figura 7.	Capacidad instalada total anualmente para las cinco microrredes. La capacidad del generador Diésel (DG) y los paneles fotovoltaicos (PV) estan dados en kW, y el sistema de almacenamiento de energía (BESS) esta dado en kWh.	37
Figura 8.	Potencia de salida media anual de los generadores para cada microrred.	39
Figura 9.	Costos totales (USD) para las cinco microrredes en tarifa FLAT y gestión de demanda con tarifa DADP.	42
Figura 10.	Distribución de los costos de la microrred con tarifa DADP.	44
Figura 11.	Rentabilidad del sector privado en relación al porcentaje de inversión en CAPEX y OPEX de las 5 comunidades con gestión DADP.	46

Figura 12. Comportamiento del retorno de inversión (ROI) en el transcurso del ciclo de vida de cada proyecto.	49
Figura 13. Comportamiento de la Tasa Interna de Retorno (TIR) en el transcurso del ciclo de vida de cada proyecto.	52
Figura 14. Comportamiento del Costo nivelado de la energía (LCOE) para cada comunidad	56
Figura 15. Pagos realizados por los usuarios.	60
Figura 16. Ganancias por parte de los inversionistas privados.	63

**Lista de Tablas**

Tabla 1.	<i>Potencial eólico y solar por comunidad.</i>	19
Tabla 2.	Parámetros de inicio.	22
Tabla 3.	Costos unitarios de simulación.	23
Tabla 4.	Parámetros de inicio.	24
Tabla 5.	Escalamiento de las demandas en HOMER PRO	25
Tabla 6.	<i>Capacidades promedio anuales.</i>	31
Tabla 7.	<i>Variación porcentual de las capacidades.</i>	32
Tabla 8.	<i>Promedios de los costos totales de la microrred para FLAT, DADP y variación porcentual</i>	43
Tabla 9.	<i>Promedios anuales y variación porcentual del ROI para FLAT y DADP</i>	51
Tabla 10.	<i>Promedios y variación porcentual de la TIR para FLAT y DADP</i>	54
Tabla 11.	Costo nivelado de la energía (LCOE) de la generación actual Diésel y de las microrredes híbridas con modelo de gestión DADP y FLAT para cada comunidad.	57
Tabla 12.	<i>Promedios de los pagos para FLAT, DADP y variación porcentual</i>	58
Tabla 13.	Promedios de las ganancias para FLAT, DADP y variación porcentual.	61

## Resumen

**Título:** Impacto en el dimensionamiento y la operación del reemplazo de sistemas de generación diésel por microrredes híbridas considerando una estrategia de gestión de la demanda en cinco comunidades con teledemanda de las ZNI de Colombia. \*

**Autores:** Jeison Alexander Prince Amado, Wendy Geraldine Macana Acevedo \*\*

**Palabras Clave:** Microrredes, Gestión de demanda, Zonas no interconectadas, Prefactibilidad, Reemplazo.

**Descripción:** Debido a la ausencia de energía eléctrica en las comunidades más apartadas del país, surge en el estado Colombiano el interés de subsanar dicha problemática, optando así por el uso de microrredes híbridas como una de las potenciales soluciones favorables. Los sistemas de energía híbrida utilizan varias tecnologías energéticas, y la selección adecuada de las mismas con el dimensionamiento óptimo de los componentes seleccionados, es un factor determinante para el éxito de proyectos de energización rural. Este trabajo evalúa la prefactibilidad de un sistema de generación híbrido que considera la integración de gestión de la demanda en la planeación y operación de la microrred. El trabajo evalúa la prefactibilidad en cinco comunidades de las ZNI de Colombia. Adicionalmente se comparan las características técnicas, de operación y financieras de las microrredes con gestión de demanda, con los sistemas actuales basados en generación diésel; con el fin de evaluar la prefactibilidad del reemplazo.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y telecomunicaciones. Director: Juan Carlos Oviedo Cepeda, Doctorado en Ingeniería área de Ingeniería Eléctrica.

### Abstract

**Title:** Impact on the sizing and operation of the replacement of diesel generation systems by hybrid microgrids considering a demand management strategy in five telemetered communities in Colombias ZNI \*

**Author:** Jeison Alexander Prince Amado and Wendy Geraldine Macana Acevedo \*\*

**Keywords:** Microgrids, Demand management, Non-interconnected areas, Prefeasibility, Replacement.

**Description:** Due to the lack of electrical energy in the most isolated communities of the country, the Colombian government has become interested in solving this problem. To do so, it has opted to use hybrid microgrids as one of the potential solution. Hybrid energy systems use several energy technologies. The adequate selection of these technologies and the optimal dimensioning of the selected components is a determining factor in the success of rural energization projects. This paper evaluates the pre-feasibility of a hybrid generation system, that considers the integration of demand-side management in the planning and operation of the microgrid in five communities of the ZNI of Colombia. In addition, the technical, operational and financial characteristics of microgrids with demand management are compared with current systems based on diesel generation, in order to evaluate the prefeasibility of replacement.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y telecomunicaciones. Director: Juan Carlos Oviedo Cepeda, Doctorado en Ingeniería área de Ingeniería Eléctrica. .

## Introducción

Aproximadamente el 33 % de la población mundial todavía no tiene acceso a la electricidad (Bauer, 2011). Esto se puede notar especialmente en países en desarrollo y Colombia no está exento de esta problemática. Para Colombia estas regiones son conocidas como la Zona No Interconectada o ZNI. Estos sectores se caracterizan por ser zonas alejadas de los principales centros urbanos con una baja densidad poblacional, compleja geografía y dificultades socio-económicas (Anzures, gust). Este conjunto de características las hace poco rentables para llevar el servicio de energía eléctrica convencional por parte de los prestadores del servicio. Estas zonas corresponden al 51 % del territorio colombiano y se encuentran distribuidas en 18 departamentos, 5 capitales departamentales, 27 cabeceras municipales, 75 municipios y 1.856 localidades (Autores, 2021). La ausencia de un servicio de energía eléctrica confiable perjudica de manera implícita la calidad de vida de sus habitantes y la productividad de estas regiones por lo que presentan un Índice de Necesidades Básicas insatisfechas (INB) mayor al 77 % (Anzures, gust), (González, 2014), (Esteve, 2011).

La prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI continúa siendo un reto en materia de sostenibilidad técnica, económica, social y ambiental (y A.J. Saavedra-Montes, 2017). En un plano general los servicios energéticos de las ZNI son escasos, deficientes y de alto costo. La capacidad de acceder a los servicios es muy baja, por eso se requiere de un sistema de generación con costos asequibles y que preste un servicio confiable y constante. Las energías renovables son una muy buena alternativa para suplir con las necesidades de las comunidades más aparta-

das (Esteve, 2011). La gran ventaja que estas fuentes de energía presentan son sus características descentralizadas y de portabilidad. Además, la implementación de microrredes híbridas de forma descentralizada evitaría la construcción de redes de transmisión, las cuales aumentarían las áreas deforestadas.

En las microrredes híbridas aisladas el criterio fundamental está dado por la capacidad de ser financieramente atractivas, mientras al mismo tiempo, suministran energía confiable a los consumidores (Kolhe, 2015). En estos sistemas híbridos características como costo, vida útil y asequibilidad están muy fuertemente influenciadas por sus diferentes componentes, capacidades y la combinación de fuentes de generación (Kolhe, 2015). Es así que, el correcto dimensionamiento de los componentes del sistema es crucial para el diseño de la microrred híbrida.

La implementación de una estrategia de Gestión de la demanda( DSMS - Demand Side Management System) es un mecanismo de control enfocado a modificar los patrones de consumo de energía eléctrica. Un DSMS está formulado para reducir las incertidumbres introducidas por las fuentes de energía renovables utilizando pagos basados en incentivos como paquetes de oferta de precios. Los clientes residenciales, comerciales e industriales pueden participar en el DSMS (Cepeda, 2020). Un DSMS brinda opciones a los consumidores con respecto al uso de la electricidad y evita los subsidios cruzados entre los consumidores (Strbac, 2008). El uso de DSMS en la planificación de Microrredes reduce los costos totales, el costo nivelado de energía (LCOE), los costos en la factura de los usuarios y aumenta la utilización de las energías renovables (Oviedo Cepeda,

2020).

El concepto de DSM no es nuevo y se han desarrollado tecnologías clave para su implementación (Strbac, 2008). las tarifas variables en el tiempo como gestoras de demanda indirectas, pueden ofrecer ciertos beneficios financieros(G. Fridgen and Thimmel, 2018). Por un lado, las tarifas deben garantizar que el inversor recupere su inversión inicial y obtenga algunas ganancias. Por otro lado, los clientes deben poder pagar sus facturas (Oviedo, ober). La fijación de tarifas se convierte en un asunto relevante para la planeación y operación de una microred (Oviedo, ober).

Las tarifas para las microrredes aisladas pueden ser basadas en potencia, basadas en energía o una combinación de ambas. Las tarifas basadas en potencia limitan el consumo máximo total y las tarifas basadas en energía dependen del consumo de energía medido y pueden, por lo tanto, fomentar la conservación de la energía (Franz et al., 2014). Algunas de las estrategias que se basan en tarificación dinámica de la energía se mencionan brevemente a continuación:

- Tarifa plana (FLAT)
- Tiempo de uso (TOU-Time Of Use)
- Tarifa dinámica para el siguiente día (DADP-Day Ahead Dynamic Pricing)
- Precio del pico crítico (CPP-Critical Peak Pricing)
- Precio basado en incentivos(IBM-Incentive-based pricing)

- Estrategia de reducción de carga directa(DLC-Direct Load Curtailment Strategy)

El presente trabajo de grado busca evaluar la prefactibilidad a nivel técnico y financiero de efectuar el reemplazo de sistemas de generación diésel en cinco comunidades, ubicadas en los departamentos de Amazonas, Guainía y Vaupés, por sistemas de generación híbrida renovable, considerando una estrategia de gestión de la demanda. Para tal fin, la **Figura 1** muestra el esquema mediante el cual se realiza la evaluación de la prefactibilidad. Consiste en una estimación de la demanda eléctrica, la cual se consiguió con un perfil sintético del software HOMER Pro, escalado con el valor pico de la demanda obtenida por telemetría del IPSE. La determinación de los recursos meteorológicos, se realiza a partir de datos extraídos del software PVsyst. Posteriormente simulación y optimización del despacho de la microred, el cual se llevó a cabo mediante la metodología propuesta en (Oviedo Cepeda, 2020). En la evaluación de la prefactibilidad compara los resultados de simulación de la tarifa DADP con un caso base. El caso base está diseñado o configurado como una tarifa plana sin gestión de la demanda. En aras de garantizar la veracidad de los resultados ambos escenarios usan los mismos datos de pronósticos meteorológicos y de carga.

Figura 1.  
Metodología para la prefactibilidad



## **1. Objetivos**

### **Objetivo general**

Determinar la viabilidad técnico-ambiental de reemplazar los sistemas de generación diésel de cinco microrredes de las ZNI de la región sur de Colombia por sistemas de generación híbrida renovable.

### **Objetivos específicos**

Definir cinco comunidades pertenecientes a las ZNI ubicadas en la región sur de Colombia, para evaluar su disponibilidad de recursos primarios y su disponibilidad para efectuar un reemplazo de los sistemas de generación diésel por sistemas híbridos renovables;

Determinar las capacidades requeridas de sistemas de generación y almacenamiento para las microrredes híbridas considerando una de las estrategias de gestión de la demanda desarrolladas bajo el marco de la convocatoria 782 de Colciencias;

Determinar la viabilidad técnica y ambiental de efectuar los reemplazos de generación diésel por sistemas de generación híbrida renovable en cada una de las comunidades seleccionadas.

## 2. Recursos Energéticos

En la actualidad la principal fuente de energía para las ZNI está dada por combustibles fósiles (Diésel). Estas zonas cuentan con recursos renovables que no han sido explotados, los cuales pueden dar una vía para la solución a la problemática de energización. De manera que se pueden implementar tecnologías como mini hidráulicas, solar fotovoltaica, eólica y hasta biomasa. Por un lado, la ubicación geográfica de Colombia favorece algunas de estas fuentes. La energía solar es una de ellas. En general, Colombia tiene un buen potencial energético solar en todo el territorio, con un promedio diario multianual cercano a 4,5 kWh/m<sup>2</sup> que podrían ser aprovechados a través de tecnologías fotovoltaicas (UPME et al., 2019).

Con la incursión de las energías limpias a Colombia, se comenzó a crear la necesidad de tener datos de los recursos que impulsan estas energías. Por tal razón, desde las entidades encargadas se comenzó a recopilar esta información. El IDEAM con apoyo de la UPME crearon aplicaciones meteorológicas que consignan dichos datos. A Partir de atlas interactivos se pueden encontrar datos climatológicos, de radiación solar, potencial eólico y potencial de biomasa. Para facilitar el desarrollo del proyecto, la recolección de datos se dio mediante el software PVSyst. Este software permite obtener los valores hora a hora de los parámetros de radiación solar global horizontal, temperaturas y velocidad de viento durante un año para cada región.

## 2.1. Potencial eólico y solar por comunidad

Determinar y analizar los recursos energéticos renovables de cada comunidad es un aspecto importante y fundamental para considerar en el diseño y planificación del proyecto de energización, en los cuales se considere la implementación de fuentes renovables para generación. Los potenciales eólicos y solares usados en este proyecto se estimaron mediante el software PVsyst, herramienta que cuenta con información satelital. Tales potenciales se presentan en la **Tabla 1**.

Tabla 1  
*Potencial eólico y solar por comunidad.*

Departamento	Comunidad	Coordenadas		Temperatura	Irradiacion	Velocidad
		Latitud	Longitud	media anual C	media mensual [kWh/m <sup>2</sup> ]	del viento [m/s]
Amazonas	Leticia	-4,22	-69,94	24,99	149,73	0,29
	Pto. Nariño	-3,78	-70,37	24,78	149,8	0,17
Guanía	Inirída	3,87	3,87	28,14	158,15	0,16
Vaupés	Carurú	1,01	-71,30	24,33	148,84	0,11
	Mitú	1,25	-70,23	24,52	147,37	0,13

## 2.2. Perfiles de cargas por comunidades

En Colombia el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas (IPSE) es el encargado de identificar, planear, promover, estructurar, implementar y monitorear las soluciones energéticas sostenibles para la Colombia No Interconectada. Para este proyecto se tomaron en cuenta los informes de telemetría del IPSE que se hicieron durante el año 2019 en donde se registró la siguiente información de energía anual para cada comunidad.

**Leticia:** El municipio de Leticia cuenta con una población de 41.639 habitantes de los cuales el número de usuarios es 10.714. En materia de generación la Central de Leticia cuenta con una potencia instalada de generación de 23,3 MW, operada por ocho grupos electrogenos. Además tiene un consumo energético mensual de 3.784,13 MWh y presta un servicio de aproximadamente 24 horas.

**Pto. Nariño:** Puerto Nariño con una población de 8.279 habitantes. La Central de generación de Puerto Nariño cuenta con una potencia instalada de generación eléctrica de 640kW, equivalente a 3 unidades operadas con diésel, el consumo energético mensual es de 101,89 MWh y tiene un promedio de prestación del servicio de 24 horas.

**Inírida:** En la localidad de Inírida conviven 33.683 habitantes y se ubican 6.159 usuarios, cuenta con una central de generación de 9.270 kW distribuida en siete grupos electrogenos y tiene un promedio diario de prestación del servicio de 24 horas. Su promedio de consumo energético mensual es 1,441 MWh.

**Carurú:** Esta comunidad tiene 3.201 habitantes con 194 usuarios. Su central de generación está conformada por cuatro grupos electrogenos de 114 kW, el consumo energético anual promedio es de 24,25 MWh y el promedio diario de horas de prestación del servicio es de 12 horas 14 minutos.

**Mitú:** El municipio de Mitú cuenta con 32.793 habitantes con 1820 usuarios. Su central de generación está conformada por una PCH (Pequeña Central Hidroeléctrica) de 2 MW y 5300 kW distribuidos en cinco grupos electrogenos. Su consumo energético promedio anual es de 1159,91 MWh y la prestación diaria del servicio tiene un promedio diario de 24 horas.

### 3. Componentes de la microrred

Para el dimensionamiento del sistema híbrido, se tuvieron en cuenta componentes para la instalación tales como paneles solares, aerogeneradores, baterías y generador diésel, en los cuales se trabajó con el tiempo de vida, potencia nominal, y capital, entre otras las cuales se presentan en detalle en la **Tabla 2**.

Tabla 2  
*Parámetros de inicio.*

Paneles Solares		Baterías	
Fabricante	SunPower	Fabricante	FORTRESS
Modelo	SPR-X21-345	Modelo	LFP-10
Potencia	1,035 [kW]	Energía total	10,24[kWh]
Eficiencia	21,5[%]	Eficiencia	>98%
Tiempo de vida	25[años]	Voltaje nominal	48[V]
Costo capital	1572 [USD]	Capacidad nominal	200[Ah]
Degradacion	0,25[%/year]	MAX. Corriente de carga	80[A]
Power temp coef.	0,29% / o C	Max. Corriente de descarga	100[A]
Disminucion de potencia	8%	Max. Corriente de pulso(5Sg)	180[A]
		Tiempo de vida	10[años]
		Costo de inversión	6.950[USD]
		Tipo	LITIO
Aerogeneradores		Generador Diesel	
Potencia Nominal	18 [kW]	Modelo	GE 90 FSX
Velocidad nominal de rotación	120[rpm]	Potencia Aparente	90[kVA]
Inicio de Rotación	1,85[m/s]	Potencia trifásica máxima	72[kW]
Corte de producción	30[m/s]	Voltaje nominal	400[V]
life-time	25[años]	Corriente nominal	130[A]
precio	8.061,44 [USD]	Capacidad de depósito	230[litros]
		precio	24.200[USD]
		Tiempo de vida	4[años]

#### 4. Análisis y resultados

Mediante el uso de Python 3.7 y el ambiente de programación CVXMG, se realizaron las simulaciones que permiten conocer de manera detallada los resultados de la microrred para cada una de las comunidades y determinar su prefactibilidad.

La microrred planteada para estos casos está compuesta por un paquete de generadores, turbinas eólicas (WG), paneles fotovoltaicos (PV), generador Diésel (DG) y un sistema de baterías para almacenamiento de energía (BESS).

Tabla 3  
*Costos unitarios de simulación.*

Sistema	Inversion	Mantenimiento	Operacion
<i>DG</i>	84,03[USD/kW]	5,04[USD/kWh]	$f(E_{DG,t}^2, \psi_L)$
<i>BESS</i>	67,87[USD/kWh]	4,07[USD/kWh]	0
<i>PV</i>	60,75[USD/kW]	3,65[USD/kW]	0
<i>WG</i>	17,91[USD/kW]	3,04[USD/kW]	0

Los escenarios de optimización para los casos de estudio fueron construidos usando una curva de demanda sintética calculada utilizando el programa HOMER. El costo de Diésel usado para las simulaciones fue de 0,8 USD/litro, tomando el modelo de generador Diésel de (Cepeda, 2020). El tiempo de vida establecido para cada microrred fue de 20 años. Los ciclos de vida de los sistemas generadores se fijaron en 10 años para el BESS, 4 años para el DG y 25 años para los PV

y WG. El precio para la tarifa FLAT en áreas urbanas de Colombia se fijó en 0,17 USD/kWh. La **Tabla 3** recopila los valores de inversión inicial y de mantenimiento para cada sistema de generación y de almacenamiento implementados en las simulaciones.

De igual manera, la metodología implementada toma como variables de entrada  $\psi_c$ ,  $e$ ,  $\varphi_{cg}$ ,  $\varphi_{ci}$ ,  $\varphi_{og}$ ,  $\varphi_{oi}$ ,  $I_u$ ,  $\lambda_u$ ,  $\Lambda_u$ , los cuales representan factor de conservación de la energía eléctrica, elasticidad, porcentaje de inversión en capital del gobierno y del privado, porcentaje de inversión de operación del gobierno y del privado, inversión inicial unitaria del dispositivo u, costos unitarios de generación del dispositivo u, costos unitarios de mantenimiento del dispositivo u. La **Tabla 4** muestra los parámetros de entrada usados para la simulación de este trabajo.

Tabla 4  
*Parámetros de inicio.*

Entrada	Valor
$\psi_c$	1
$\varphi_{oi}$	0.1
$e$	0.3
$I_u$	Tabla3
$\varphi_{cg}$	0,9
$\lambda_u$	Tabla3
$\varphi_{ci}$	0,9
$\Lambda_u$	Tabla3
$\varphi_{og}$	0,1

#### 4.1. Análisis técnico

El análisis técnico comprende el estudio de la optimización de los parámetros de demanda, dimensionamiento y despacho durante los 20 años de vida del proyecto para las 5 comunidades propuestas. En otras palabras, permite ilustrar las capacidades y el desempeño de las microrredes de tal manera que no presentan cortes en el suministro de energía. Es decir un servicio constante durante las 24 horas del día, la cual es una problemática remanente en toda la ZNI.

En la ZNI existen comunidades que no presentan un suministro constante de energía, debido a esto se planteó el uso de un perfil de demanda sintético típico para comunidades generado mediante el software Homer Pro (Oviedo-Cepeda, 2020). El software Homer Pro proporciona una demanda eléctrica estándar para una comunidad con pasos por hora y un horizonte de un año. El perfil de demanda dado por el software Homer Pro se escala hasta hacerse coincidir con el valor promedio pico de consumo de energía de cada comunidad. La **Tabla 5** muestra la escala de cada comunidad que ajusta al perfil sintético de Homer usado para las simulaciones.

Tabla 5

*Escalamiento de las demandas en HOMER PRO*

Comunidad	Escala
Carurú	7,6
Inírida	215
Leticia	540
Mitú	172
Puerto Nariño	17

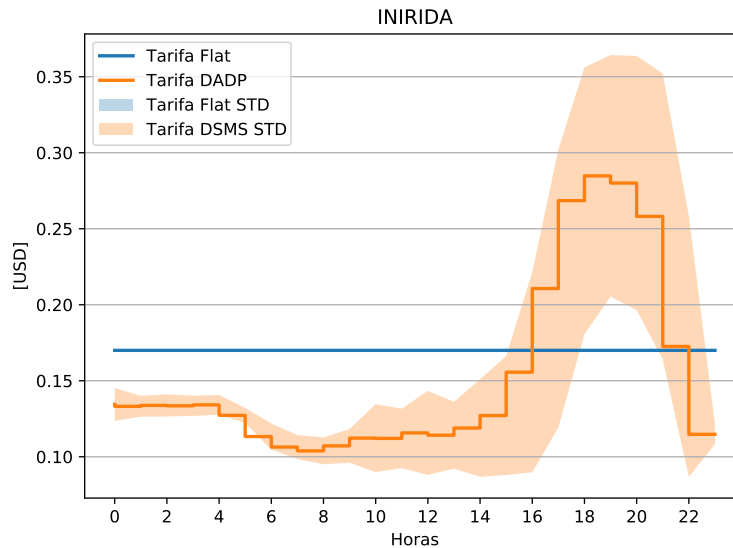
#### **4.1.1. Gestión de la demanda.**

El esquema de tarifa dinámica para el siguiente día ofrece a los usuarios más certeza que otras implementaciones comunes de precios dinámicos (Borenstein et al., 2002). DADP es un esquema tarifario que consiste en informar a los usuarios los costos de tarifas del día siguiente, con una variación hora a hora. Este modelo de gestión de demanda le brinda al usuario la posibilidad de planear y controlar mejor sus actividades diarias. El modelo tarifario para DADP fue tomado de (Oviedo-Cepeda, 2020).

En la **Figura 2**, se puede observar cómo funciona el esquema tarifario hora a hora en un día promedio para la comunidad de Inírida, una de las estudiadas en este proyecto. La línea de color azul representa la tarifa plana o base propuesta para las simulaciones, mientras que la línea naranja representa el modelo de tarifa implementado para la gestión de demanda DADP. El área sombreada de color naranja representa la desviación estandar (STD, por sus siglas en inglés) del esquema tarifario DADP.

*Figura 2.*

Promedio diario de las tarifas seleccionadas, tarifa plana y tarifa DADP y su desviación estándar STD.

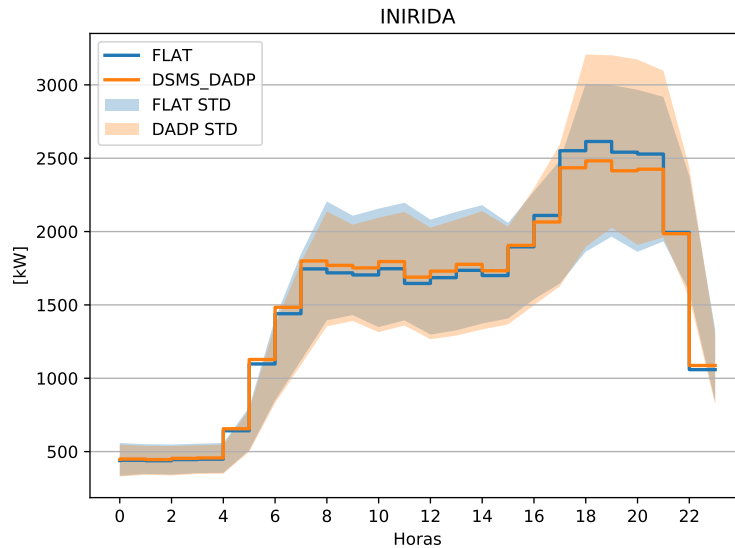


De esta figura podemos destacar cómo se reduce la tarifa por debajo de la tarifa plana para las horas del día en donde se presenta mayor incidencia solar y que el mayor consumo de energía se presenta en las horas de la noche, representado por el alto precio de la energía en la curva.

La **Figura 3**, muestra la comparación de las curvas de carga promedio de un día entre el caso base y el caso de gestión DADP para la comunidad de Inírida. Los usuarios influenciados por el esquema de tarifa pueden llegar a gestionar sus hábitos de consumo.

*Figura 3.*

Carga promedio diaria de gestión DADP y caso base.



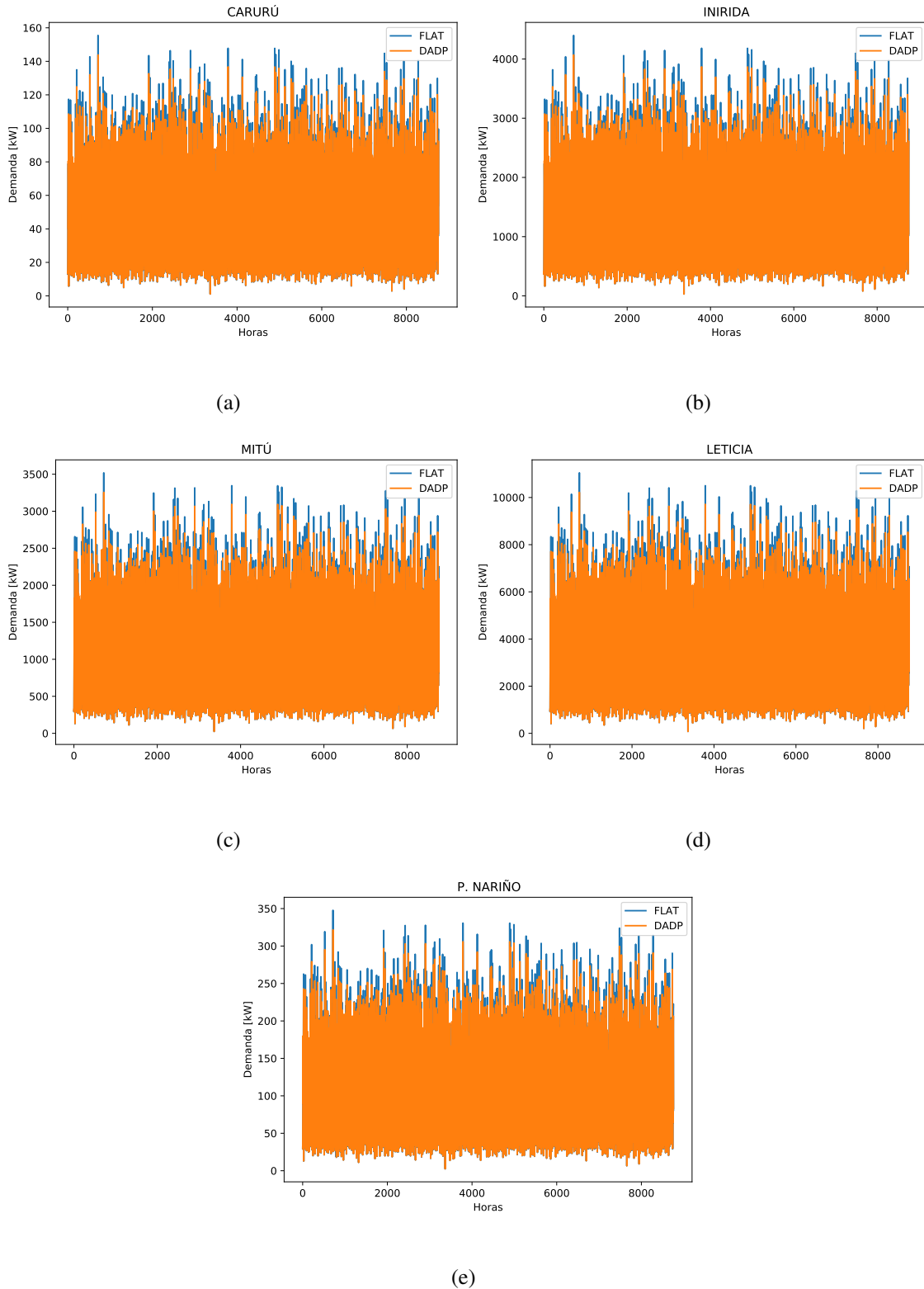
Analizando la **Figura 2** y la **Figura 3** al mismo tiempo, es interesante notar cómo para las horas de la noche donde la tarifa tiene una alza representativa para los usuarios en esas mismas horas reducen sus consumos.

La **Figura 2** y la **Figura 3** tienen como objetivo el de ilustrar el funcionamiento del esquema tarifario para la gestión DADP en una comunidad en general. El modelo DADP persiste en aplanar la curva de carga aumentando los precios en las tarifas en las mismas horas de alto consumo.

En la **Figura 4**, se observa el comportamiento del consumo hora a hora de cada comunidad durante un año después de implementar el DSMS. Aquí se comparan las demandas a partir de la gestión DADP con la gestión de una tarifa plana. Se puede notar que hay una reducción en el

consumo por DADP respecto a la tarifa base.

Figura 4.  
Carga anual para cada comunidad.



#### 4.1.2. Dimensionamiento.

De nuevo la selección del modelo tarifario para las microrredes aisladas, juega un papel importante en el dimensionamiento de las instalaciones, el despacho de los generadores y del sistema de almacenamiento, puesto que un correcto dimensionamiento además de proporcionar confiabilidad determina el coste final de la energía.

En la **Tabla 6** se resumen el promedio anual de las capacidades de cada tipo de sistema en kW y kWh para cada una de las 5 comunidades estudiadas. De la tabla se resalta el hecho de que en ninguno de los modelos se dimensiona un sistema eólico para ninguna de las comunidades, esto debido a la baja velocidad de los vientos.

Tabla 6  
*Capacidades promedio anuales.*

Sistema	Inirída		Mitú		P.NAriño		Leticia		Carurú	
	FLAT	DADP	FLAT	DADP	FLAT	DADP	FLAT	DADP	FLAT	DADP
PV(kW)	21.706	21.799	17.670	17.675	1.729	1.709	53.975	53.291	772	752
DG(kW)	817	684	719	628	71	62	2.424	2.144	33	29
BESS(kWh)	40.118	36.935	29.678	27.529	3.015	2.715	86.878	79.617	1.317	1.202
WIND(kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

La variación porcentual de las capacidades de la tarifa DADP respecto a las capacidades de la tarifa FLAT para cada una de las comunidades se presentan en la **Tabla 7**. En donde claramente se observa que el modelo DADP modifica las capacidades instaladas para las microrredes. En la mayoría de los parámetros de las microrredes se presentan reducciones en cuanto a los di-

mensionamientos. Las reducciones varían entre el 1 % y el 16 %. Para las 5 microrredes la mayor reducción se presenta para el sistema DG el cual está entre el 11 % y el 16 %. Cabe destacar que en la variación porcentual de las capacidades del sistema PV para las comunidades de Inírida y Mitú hay un aumento casi imperceptible.

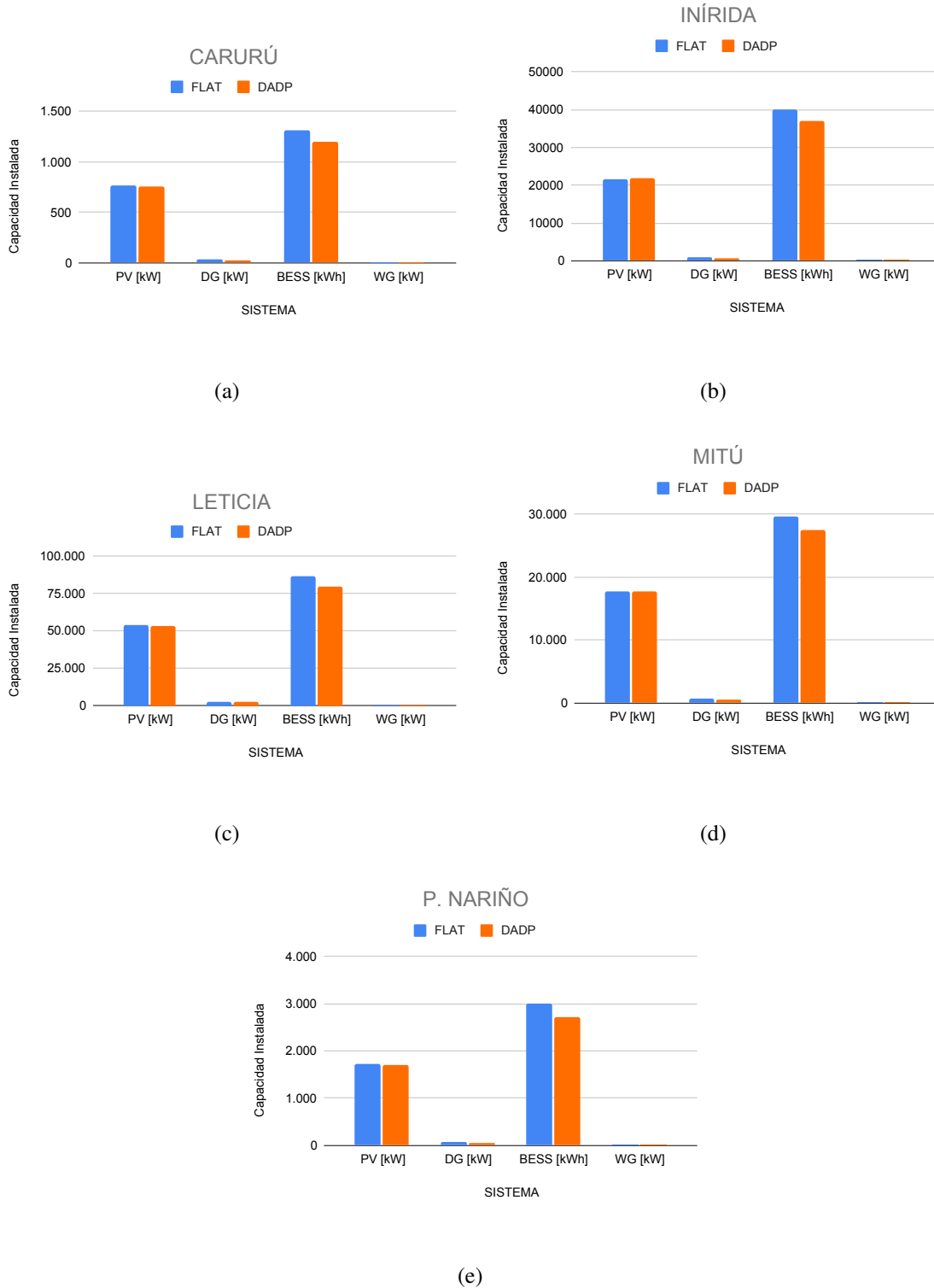
Tabla 7  
*Variación porcentual de las capacidades.*

Sistema	Inírida DADP	Mitú DADP	P.NAriño DADP	Leticia DADP	Carurú DADP
PV(kW)	<b>+0.43</b>	<b>+0.03</b>	<b>-1.13</b>	<b>-1.27</b>	<b>-2.60</b>
DG(kW)	<b>-16.30</b>	<b>-12.70</b>	<b>-12.68</b>	<b>-11.53</b>	<b>-12.84</b>
BESS(kWh)	<b>-7.93</b>	<b>-7.24</b>	<b>-9.92</b>	<b>-8.36</b>	<b>-8.74</b>
WIND(kW)	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

En la **Figura 5** se observa un diagrama de barras que representa el promedio anual de las capacidades de cada tipo de sistema de generación y almacenamiento. En color azul las capacidades que corresponden a la tarifa base, en color naranja las capacidades que corresponden al esquema de tarifa DADP.

A partir de la **Tabla 6** es importante resaltar la reducción en capacidades de todos los sistemas al comparar el caso de tarifa plana con la tarifa DADP, no las podemos considerar tan representativas como la que se presenta en el sistema BESS como se puede ver en la **Figura 5**.

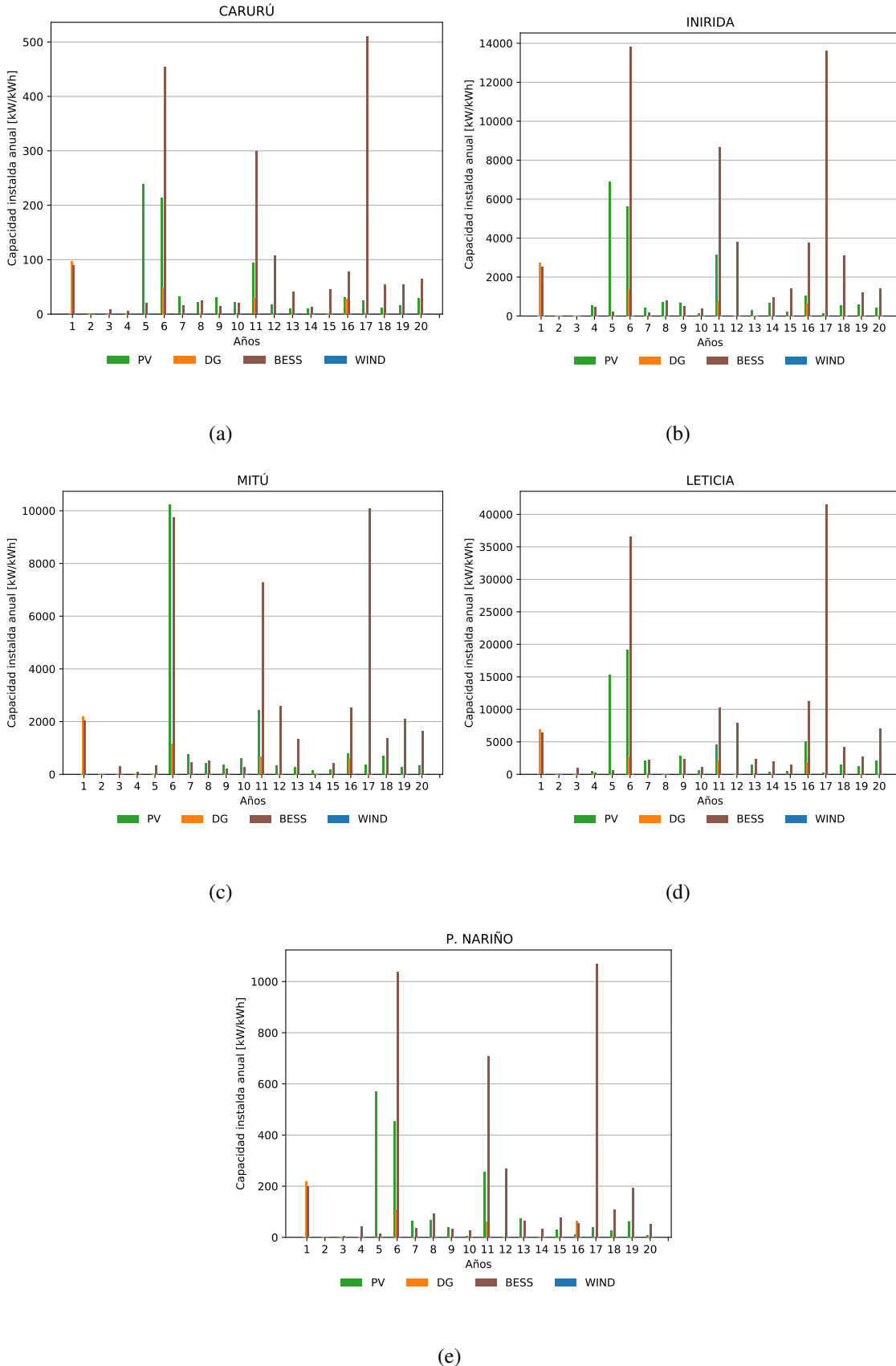
Figura 5.  
Capacidades instaladas promedio anuales.



Según la simulación, el escenario óptimo para la instalación de capacidades de generación es el observado en la **Figura 6**, en donde se muestra la potencia instalada por año de cada sistema. El dimensionamiento óptimo durante los 20 años de duración de cada proyecto se distribuye de la siguiente manera: la microred inicia siendo un sistema compuesto por baterías y generación diésel durante los primeros 4 años de operación. Para el quinto año de puesta en servicio se incorpora el sistema PV. En el sexto año se hace una alta inversión en cuanto a capacidad de almacenamiento y sistema fotovoltaico. El incremento en sistemas renovables es debido a que los costos de las fuentes de energía renovable han disminuido rápidamente en los últimos años (Oviedo, 2021).

Figura 6.

Capacidad instalada por año. La capacidad del generador Diésel (DG) y los paneles fotovoltaicos (PV) están dados en kW, y el sistema de almacenamiento de energía (BESS) está dado en kWh.

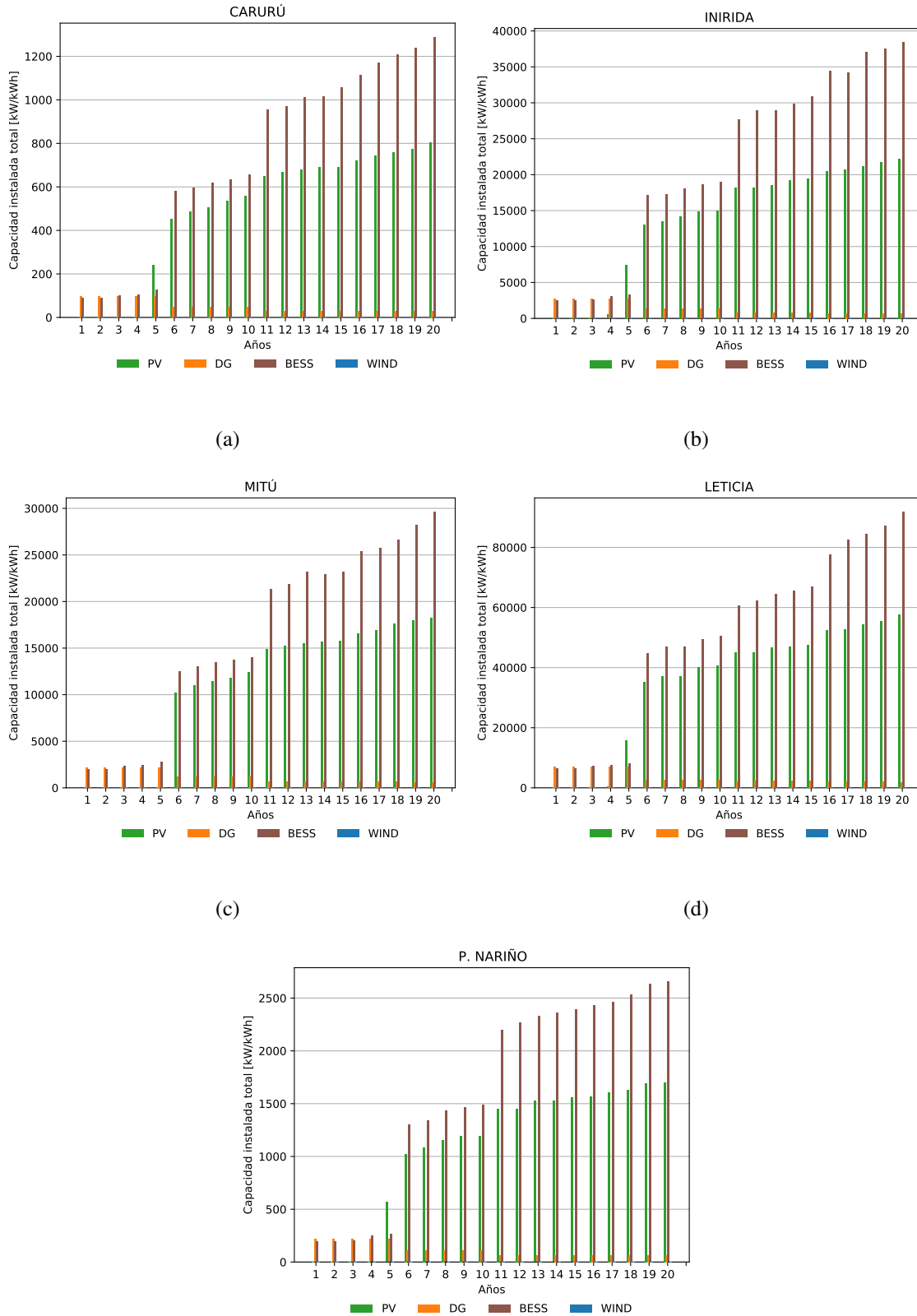


El pico en cuanto a capacidad de almacenamiento presente en el año 17, es debido a que se cumple el ciclo de vida de las BESS. A partir de la **Tabla 2** en la caracterización de las baterías se muestra que su ciclo de vida está dado para 10 años. Se deduce que el incremento en almacenamiento respecto a los años 6 y 17 del proyecto, tiempo en el cual transcurren 11 años, es debido al reemplazo de baterías.

Ahora bien, en la **Figura 7**, presenta la variación en el dimensionamiento del generador Diésel, el sistema fotovoltaico y del almacenamiento de energía durante 20 años para cada comunidad. Se nota que a medida que se implementan las fuentes renovables disminuye la capacidad del sistema diésel.

Figura 7.

Capacidad instalada total anualmente para las cinco microrredes. La capacidad del generador Diésel (DG) y los paneles fotovoltaicos (PV) están dados en kW, y el sistema de almacenamiento de energía (BESS) está dado en kWh.



Adicionalmente, representa una reducción en el consumo de combustible, lo cual resulta ser un beneficio en términos de ahorro. De igual forma se ve reflejado que las fuentes no convencionales de energía tienen mayor participación en la microrred, dándoles la responsabilidad de sostener la demanda.

#### **4.1.3. Despacho.**

El despacho de potencia tiene como objetivo lograr el perfil de operación más rentable de la microrred y en el caso de las energías renovables evaluar los pronósticos meteorológicos y la disponibilidad, de manera que se distribuya la carga entre los diferentes sistemas de generación y almacenamiento con el fin de reducir costos de operación y mantener la fiabilidad.

La **Figura 8** muestra la potencia promedio despachada por cada sistema de generación en un año, durante los 20 años de vida del proyecto expresado en un esquema de barras. Cuando se analiza lo anterior, la potencia despachada por el sistema convencional se ve reducida entre un 50% a 60% , para todas las comunidades al final de su ciclo de vida.

Figura 8.

Potencia de salida media anual de los generadores para cada microrred.



(e)

Por otro lado se puede decir que del 100% del despacho de una microrred el sistema DG comprende alrededor del 14% al 16%, esto luego de aumentar el sistema de energía no convencional en el sexto año del proyecto, cumpliendo así con el objetivo de un despacho óptimo, económico y fiable.

## 4.2. Análisis financiero

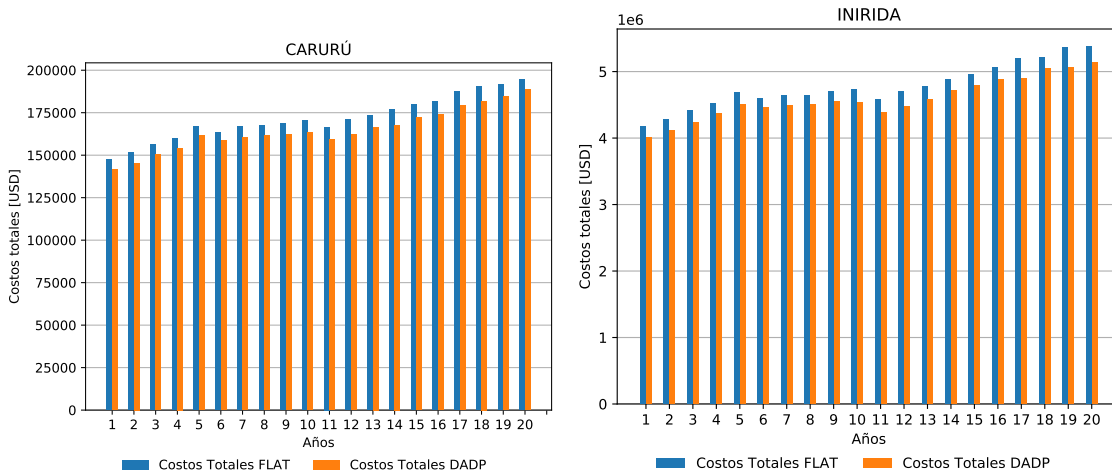
Otro aspecto importante en el proceso de viabilidad de un proyecto es el análisis financiero, formando parte del diseño de la microrred. Por lo tanto, se deben tener en cuenta tanto los gastos operativos (OPEX), como los gastos de capital (CAPEX), con el fin de tener varias posibles configuraciones de inversión y estrategias de operación. Entre las métricas que se usan comúnmente en los estudios financieros como herramientas útiles para definir la viabilidad de un proyecto, se encuentran el retorno de la inversión (ROI), el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR). Otra métrica indispensable en este tipo de proyectos es el costo nivelado de la energía (LCOE) que proporciona una herramienta eficaz para comparar diferentes modelos tarifarios, y factores de capacidad desde una perspectiva financiera.

La introducción de un modelo de gestión de demanda modifica la planeación de una microrred a partir de las características de capacidad y despacho, lo cual afecta de manera directa los costos para la puesta en marcha de la misma. A lo expuesto anteriormente, la **Figura 9** consolida la variación respecto a costos para una misma microrred con distintos tipos de tarifa. Las barras azules corresponden con los costos totales de puesta en marcha de una microrred con una tarifa pla-

na (FLAT), mientras que las barras naranjas representan los costos totales para la puesta en marcha con una tarifa dinámica (DADP).

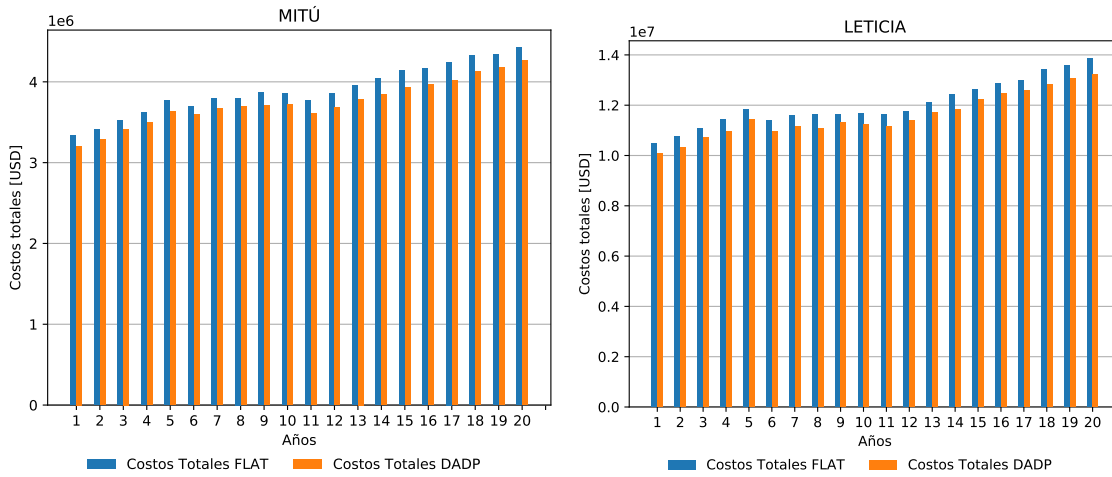
Figura 9.

Costos totales (USD) para las cinco microrredes en tarifa FLAT y gestión de demanda con tarifa DADP.



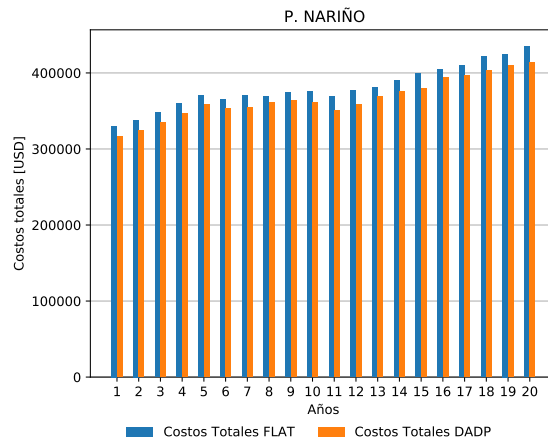
(a)

(b)



(c)

(d)



La **Tabla 8** presenta el costo promedio anual de la puesta en servicio para cada microrred y la variación porcentual del sistema de gestión de demanda DADP respecto al modelo base FLAT. El modelo tarifario DADP presenta reducciones en los costos totales entre un 3% y 5%. Las comunidades que muestran un mayor ahorro en cuanto a sus costos son Inírida y Leticia de un 4,78% y 4,15% respectivamente.

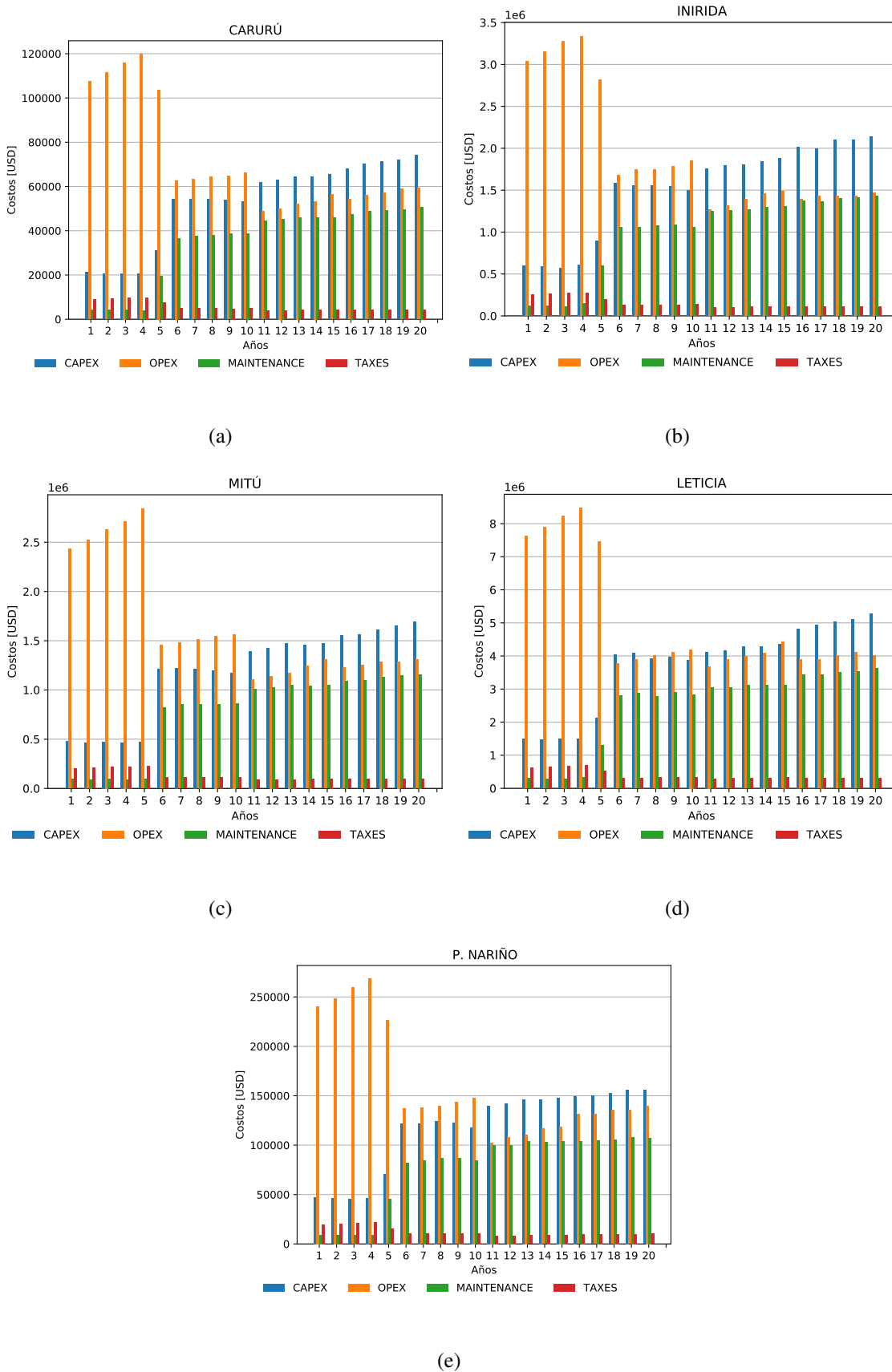
Tabla 8

*Promedios de los costos totales de la microrred para FLAT, DADP y variación porcentual*

Comunidad	Costos totales MG		
	FLAT [USD]	DADP [USD]	DIF[ %]
Carurú	191.548,83	184.366,70	<b>-3,75</b>
Inírida	5.347.472,28	5.091.953,63	<b>-4,78</b>
Leticia	13.630.448,89	13.065.395,87	<b>-4,15</b>
Mitú	4.323.491,46	4.164.027,03	<b>-3,69</b>
P. Nariño	421.091,66	407.222,28	<b>-3,29</b>

La **Figura 10**, nos permite ver de manera más detallada los costos para el desarrollo del proyecto aplicando la gestión de la demanda DADP. Analizando de manera simultánea la **Figura 8** y la **Figura 10**, se refleja que en los primeros 5 años, donde la microrred es mayormente dependiente del sistema DG, se manejan elevados costos de operación así como bajos costos de mantenimiento y capital. En cambio luego del quinto año de operación donde se hacen inversiones en el sistema PV y BESS (ver **Figura 6**) disminuyen los OPEX en promedio entre el 40% y 50% y los CAPEX aumentan aproximadamente un 150%, del mismo modo que sucede con los costos por mantenimiento.

Figura 10.  
Distribución de los costos de la microrred con tarifa DADP.



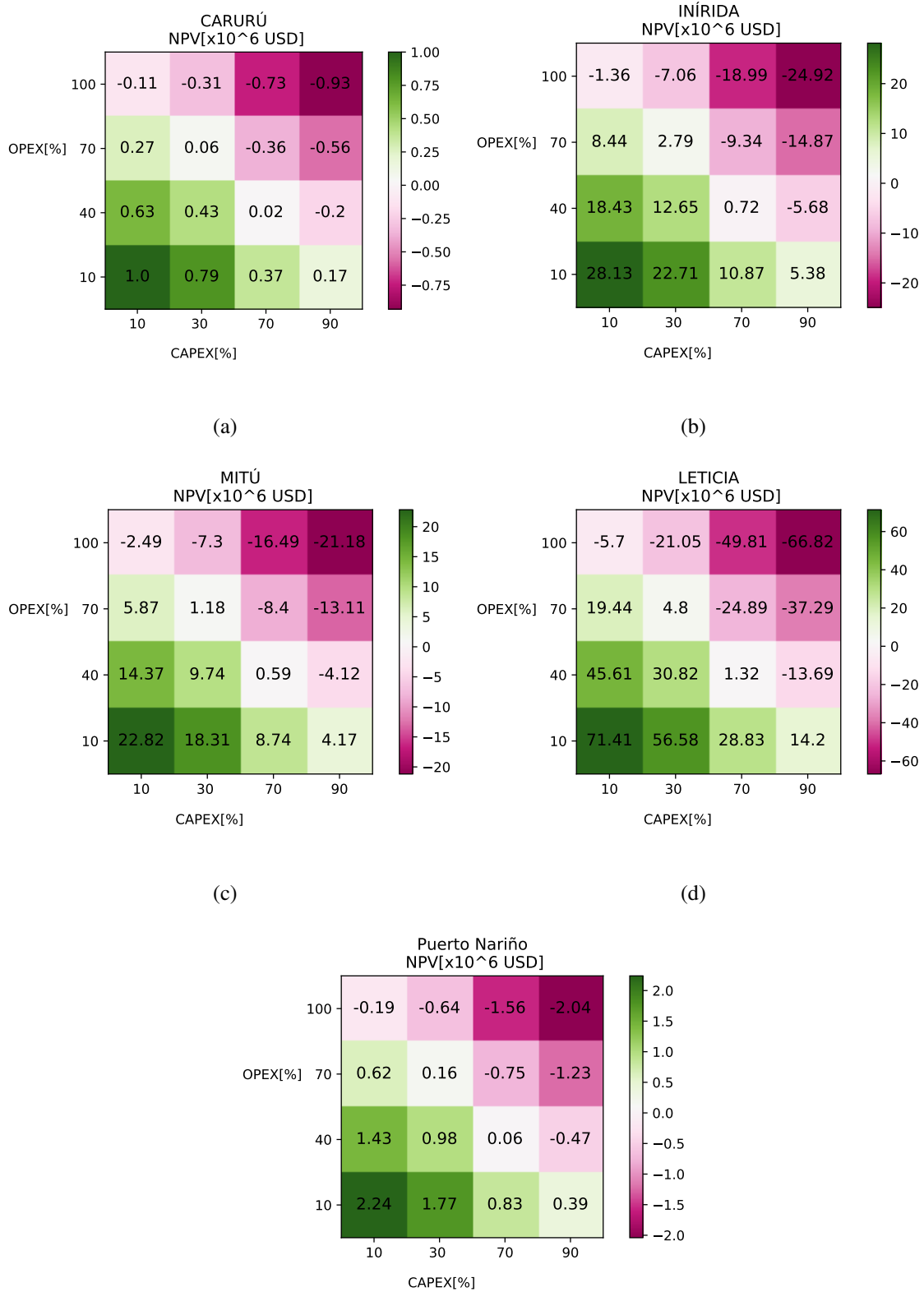
#### **4.2.1. Valor Presente Neto.**

El Valor Presente Neto (VPN) es el método más conocido para evaluar proyectos de inversión a largo plazo, como lo es el presente proyecto. El VPN, calcula, a valor presente, el dinero que una inversión generará en el futuro, teniendo en cuenta que el valor real del dinero cambia con el tiempo, permitiendo determinar si una inversión cumple con el objetivo financiero de maximizar la inversión. Implicando así que una inversión con un VPN positivo será rentable y una inversión con un VPN negativo resultará en una pérdida neta.

Ahora bien en este proyecto se decidió hacer un análisis del VPN de la tarifa DADP, esto variando el porcentaje de CAPEX y OPEX que pueden invertir el capital privado y gubernamental y así deducir el que mejor rentabilidad presente. Para esto se llevó a cabo la simulación de los diferentes porcentajes de inversión. De los resultados observados en la **Figura 11**, se concluye que la mejor opción sería de 10% para OPEX y 10% para CAPEX, de esa manera el inversor privado obtiene una mayor rentabilidad en el proyecto. Por otro lado, el gobierno tiene una participación más alta, del 90% en la puesta en marcha del proyecto. Según se puede apreciar de la **Figura 11**, cuando se presentan inversiones para CAPEX y OPEX superiores al 70% por parte del privado, hace que el inversionista privado esté trabajando a pérdidas. En otras palabras, el inversionista privado no puede hacerse cargo de la microrred por sí solo.

Figura 11.

Rentabilidad del sector privado en relación al porcentaje de inversión en CAPEX y OPEX de las 5 comunidades con gestión DADP.



(e)

#### **4.2.2. Retorno de la Inversión.**

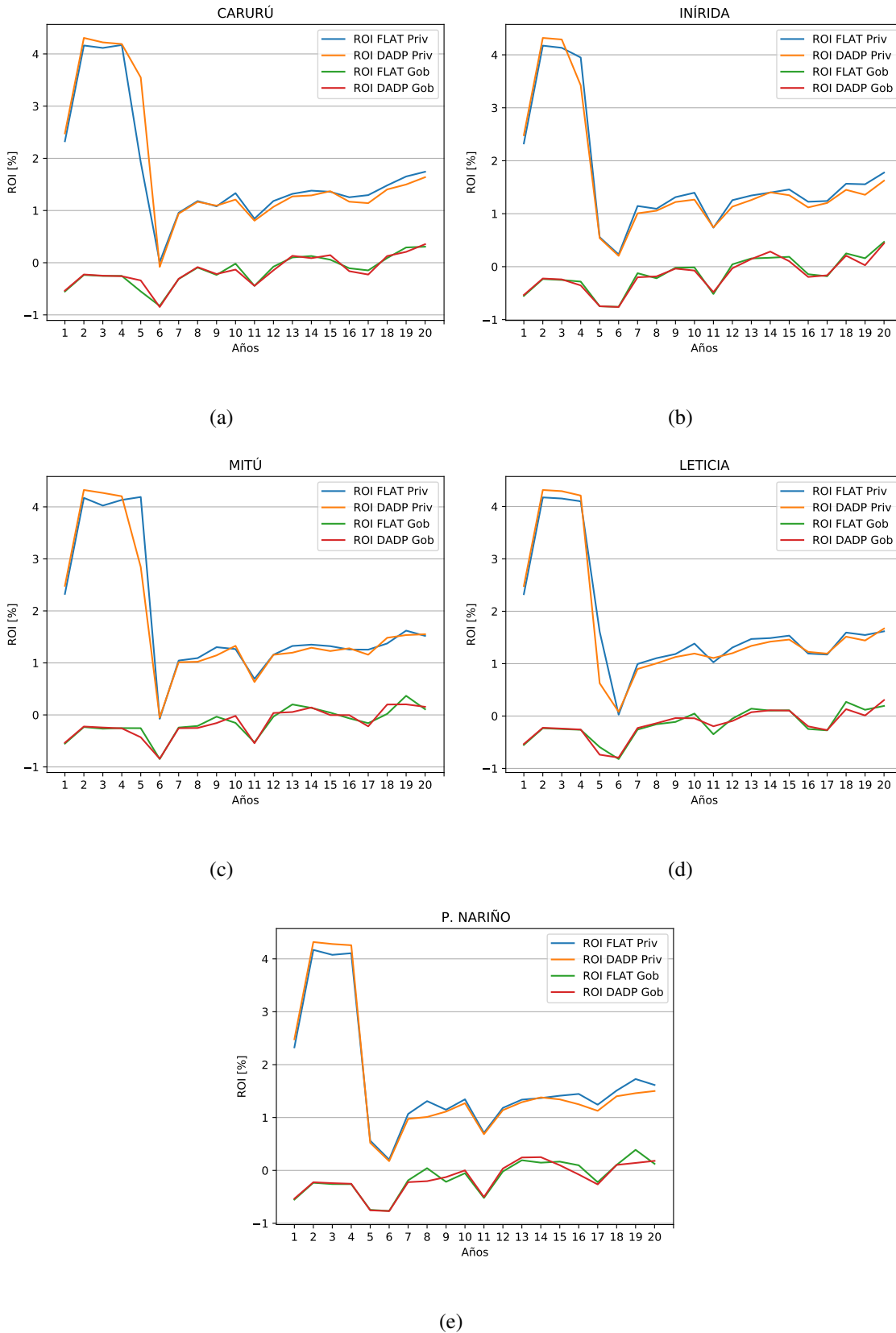
El ROI es una herramienta para determinar el desempeño de una empresa o proyecto. El retorno de la inversión se calcula dividiendo la ganancia obtenida en una inversión por el costo de esa inversión. Al determinar el ROI la empresa o los inversionistas pueden reducir la intuición y evaluar la eficiencia o la rentabilidad de una inversión y comparar usos del capital invertido. En consecuencia, si el ROI de una inversión es un número positivo, indica un rendimiento positivo y probablemente valga la pena. Asimismo, un número negativo, implica una pérdida neta, lo cual los inversores deben evitar (Friedlob and Plewa Jr, 1996).

Por lo tanto, la **Figura 12**, describe el comportamiento del porcentaje del ROI para los inversionistas privados y el gobierno en las 5 comunidades durante los 20 años de vida del proyecto. Conforme al 10% de inversión en cuanto a CAPEX y OPEX por parte del privado y el 90% para el gobierno, las curvas naranja y azul representan el retorno de inversión de la microrred con gestión DADP y tarifa plana para el privado, las curvas verde y roja el retorno de inversión de la microrred con gestión DADP y tarifa plana para el gobierno. Como resultado de lo señalado anteriormente, para el inversionista privado ambos modelos tarifarios tienen un ROI positivo a pesar de sus caídas, sin embargo sus pérdidas no son significativas. Analizando detalladamente las curvas se puede notar que cuando el sistema depende mayormente del sistema DG, la rentabilidad es mayor pero a medida que se hace el reemplazo por las fuentes renovables causa una caída porcentual del ROI precisamente en el sexto año del proyecto, pero se observa que aún así sigue

siendo rentable. Mientras que para el inversionista privado el ROI tiende a parecer favorable ya que presenta valores positivos, para el gobierno es todo lo contrario, durante el ciclo de vida del proyecto su ROI en tarifa FLAT como en DADP se mantiene por debajo de cero. Este ROI tan bajo implica una pérdida neta para el gobierno, es decir que la inversión no es rentable.

Figura 12.

Comportamiento del retorno de inversión (ROI) en el transcurso del ciclo de vida de cada proyecto.



La **Tabla 9** muestra los promedios anuales del ROI del gobierno y el inversionista privado para las microrredes con gestión DADP y tarifa plana junto con la variación porcentual respecto a la tarifa base. En lo que respecta al privado, se evidencia que el ROI es un número positivo pero muy bajo, está debido a que el porcentaje de inversión en el proyecto para maximizar las ganancias del privado son del 10% para capital y operación. Tomando en cuenta la variación porcentual respecto a la tarifa plana, en la comunidad de Carurú el modelo tarifario DADP tiene un comportamiento positivo con un aumento del 2,76%, a comparación de las demás comunidades donde el ROI disminuye hasta un 3,47%. Analizando desde la perspectiva del gobierno, los valores de ROI calculados con gestión DADP y con tarifa plana resultan ser negativos para ambos casos, lo cual no es un panorama alentador en cuanto a temas de inversión se trata. A partir de la variación porcentual de la gestión DADP respecto a la tarifa plana, podemos decir que no es conveniente para el gobierno. Si para la tarifa FLAT los valores de ROI ya son menores a cero, con la implementación del modelo DADP estos se hacen aún más negativos. Casos como P. Nariño e Inírida en los que el ROI se hace de 12% a 15% más negativo respectivamente.

#### ***4.2.3. Tasa Interna de Retorno.***

La tasa interna de retorno (TIR), es la tasa generalmente utilizada por los inversionistas de capital para cuantificar sus ganancias o estimar el rendimiento anual de un proyecto.

La TIR es un porcentaje que mide la viabilidad de un proyecto o empresa, determinando la rentabilidad de los cobros y pagos actualizados generados por una inversión (Fernando, 2021).

Tabla 9

*Promedios anuales y variación porcentual del ROI para FLAT y DADP*

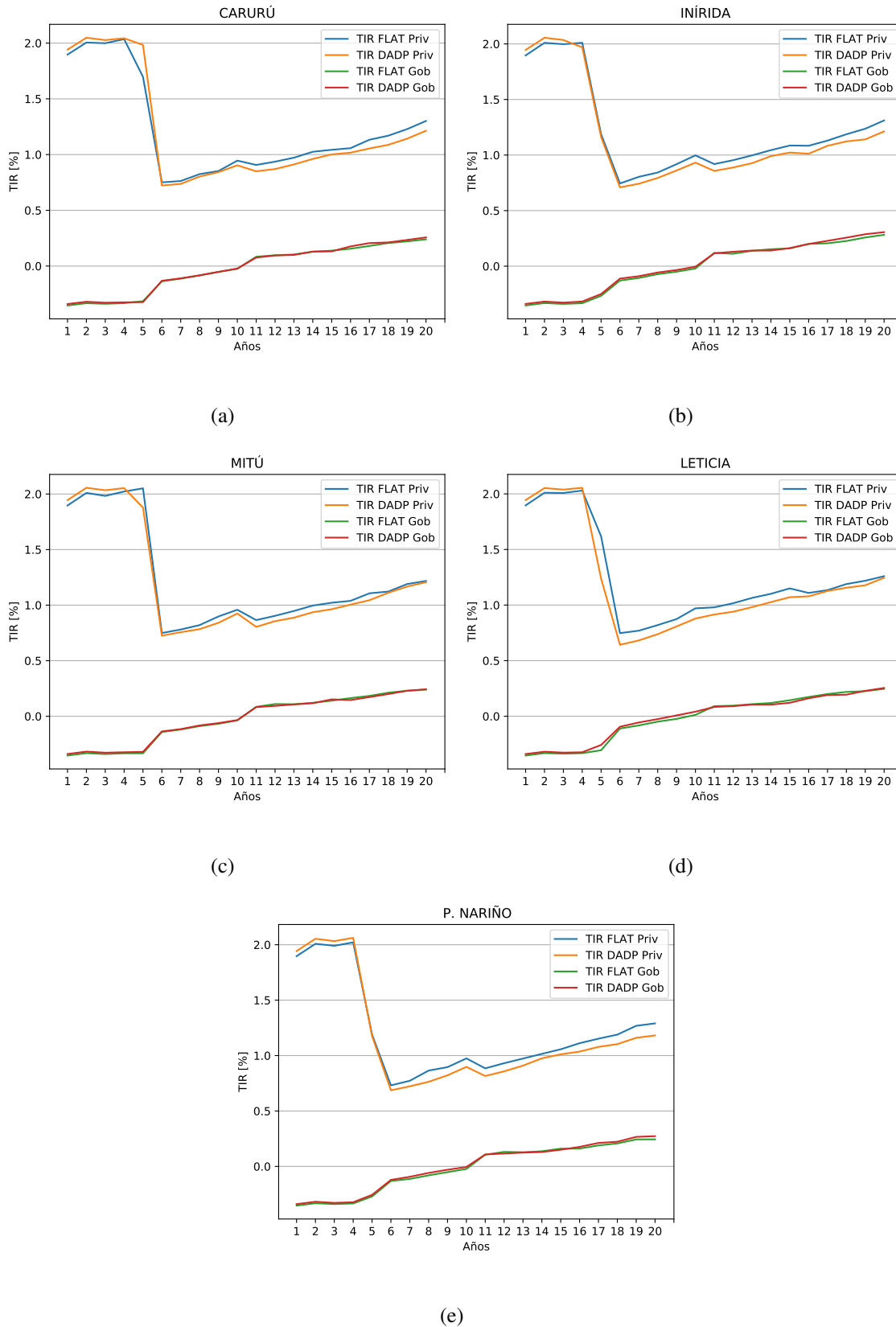
Comunidad	Promedio anual (ROI)					
	Privado			Gobierno		
	FLAT	DADP	DIF[ %]	FLAT	DADP	DIF[ %]
Carurú	1,74	1,79	<b>+2,76</b>	-0,16	-0,16	<b>-0,09</b>
Inírida	1,69	1,62	<b>-0,09</b>	-0,13	-0,15	<b>+15,57</b>
Leticia	1,75	1,69	<b>-3,45</b>	-0,159	-0,163	<b>+2,74</b>
Mitú	1,82	1,75	<b>-3,47</b>	-0,148	-0,159	<b>+7,77</b>
P. Nariño	1,69	1,65	<b>-2,63</b>	-0,139	-0,156	<b>+12,35</b>

La TIR es la tasa de descuento de un proyecto de inversión que permite que el beneficio neto actualizado (BNA) sea igual a la inversión (esto es, VPN igual a cero) (varios autores, 2017). Dicho de otra manera, la inversión en efectivo inicial será igual al valor presente de los flujos de efectivo futuros de esa inversión y a diferencia del ROI tiene en cuenta el efecto del paso del tiempo. En general, se puede afirmar que la inversión con la TIR más alta probablemente se considera la mejor.

La **Figura 13** muestra el comportamiento anual de la TIR durante los 20 años de duración de los 5 proyectos para el gobierno y el inversionista privado, comparando las TIR de gestión de la demanda DADP y una tarifa plana. Las curvas de color azul y naranja representan el comportamiento de la TIR del modelo tarifario FLAT y DADP para el privado, así mismo las curvas de color rojo y verde representan la TIR para el modelo tarifario FLAT y DADP para el gobierno.

Figura 13.

Comportamiento de la Tasa Interna de Retorno (TIR) en el transcurso del ciclo de vida de cada proyecto.



En lo que se refiere al inversionista privado se observa que los primeros años, del primer al quinto años de operación, se consiguen altos porcentajes de retorno, pero con la inserción de sistemas PV y aumento del sistema BESS en el sexto año hacia adelante ese retorno se ve reducido alrededor de 3 puntos porcentuales, esto último no quiere decir que las microrredes no sean viables, si no que se reducirá el beneficio recibido por parte del inversor privado. Analizando las graficas por parte del gobierno, Las curvas de la TIR para FLAT y DADP no presentan diferencias considerables en su comportamiento. Se destaca que para la primera mitad del proyecto la TIR del gobierno es negativa mientras que para la segunda mitad la TIR comienza a presentar valores positivos, aunque no muy altos. La TIR para el gobierno es mucho mas baja que la del privado, alcanzando valores del 0,25 %.

En vista de lo anterior la **Tabla 10** resume la comparación del promedio anual de la TIR de los modelos tarifarios DADP y FLAT para el gobierno y el inversionista privado. En cuanto al comportamiento de la TIR para el inversionista privado se puede notar claramente una disminución para el modelo tarifario DADP, lo cual ocurre en todas las comunidades. Lo anterior se refleja en la variación porcentual negativa, como resultado de la optimización las reducciones se encuentran desde un 1,55 % hasta un 4,69 %. En consecuencia el modelo de gestión DADP no resulta rentable para el inversionista privado. Por otro lado para el gobierno el promedio de la TIR presenta valores negativos muy cercanos a cero para la tarifa FLAT y la tarifa DADP. La implementación de la gestión la demanda consigue tener una reducción en este criterio, aunque resalta el caso de la comunidad de Inírida donde su TIR se incrementa un 36,05 %, pero alcanzando valores del 0,006 %.

la variación porcentual entre estos dos escenarios nos permite validar el hecho de que la gestión DADP no presenta un beneficio financiero para el gobierno. Estos porcentajes tan bajos para la TIR, son debido al alto porcentaje de inversión al que está expuesto el gobierno.

Tabla 10

*Promedios y variación porcentual de la TIR para FLAT y DADP*

Comunidad	Promedio anual (TIR)					
	Privado			Gobierno		
	FLAT	DADP	DIF[ %]	FLAT	DADP	DIF[ %]
Carurú	1,23	1,21	<b>-1,55</b>	-0,03	-0,02	<b>-20,48</b>
Inirída	1,22	1,17	<b>-3,67</b>	0,0046	0,0062	<b>+36,05</b>
Leticia	1,25	1,19	<b>-4,69</b>	-0,015	-0,008	<b>-44,01</b>
Mitú	1,23	1,20	<b>-2,44</b>	-0,028	-0,026	<b>-6,22</b>
P. Nariño	1,21	1,16	<b>-3,84</b>	-0,016	-0,005	<b>-69,88</b>

#### **4.2.4. Costo Nivelado de la Energía.**

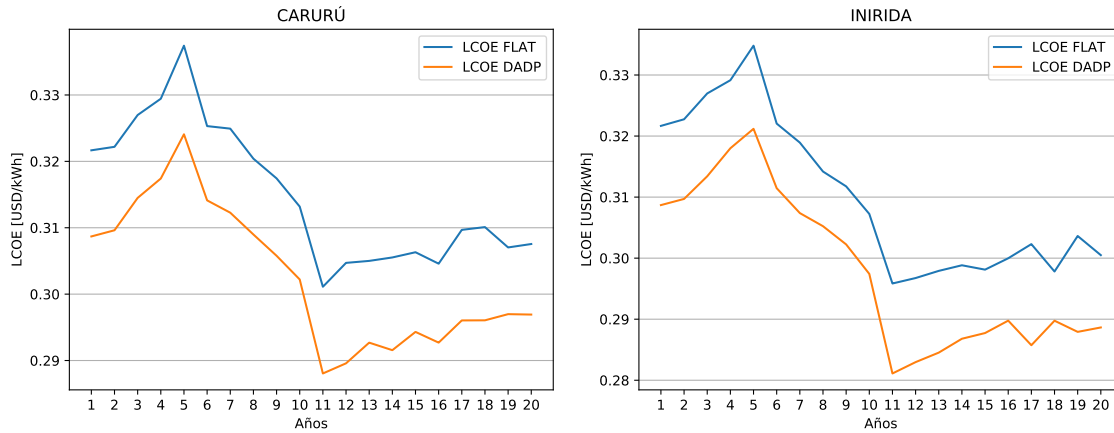
El uso del costo nivelado de la energía (LCOE) para evaluar un proyecto es uno de los primeros pasos fundamentales que se toman para analizar proyectos de esta naturaleza. El LCOE es el valor del coste total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil.(Raikar and Adamson, 2020).

La utilización del LCOE como herramienta para medir la competitividad entre diferentes fuentes de energía, permite obtener resultados similares al compararlo desde otras perspectivas, como lo es la gestión de la demanda. En este caso se compara la medida del costo neto promedio de la generación de electricidad de una microrred con estrategia de gestión de demanda a partir de dos diferentes tarifas frente a la actual generación Diésel.

Así pues, la **Figura 14** muestra la comparación de los costos nivelados de energía para los 20 años de duración del proyecto de los dos modelos tarifarios estudiados en este documento, en donde se observa claramente que el modelo DADP es menos costoso que el FLAT. No obstante, esta mínima diferencia es significativa ya que facilita la selección del modelo de microrred más competitivo.

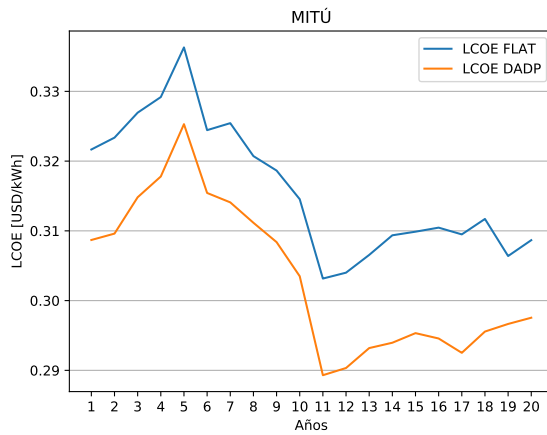
Figura 14.

Comportamiento del Costo nivelado de la energía (LCOE) para cada comunidad

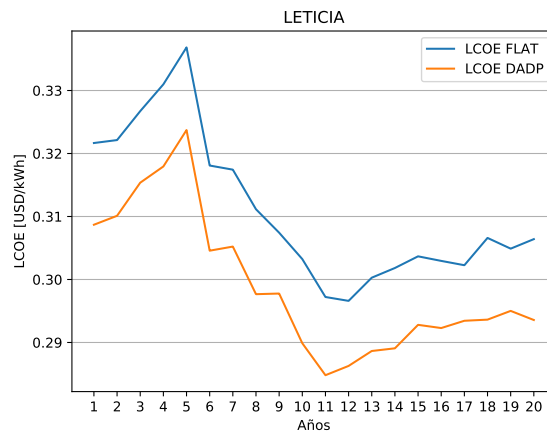


(a)

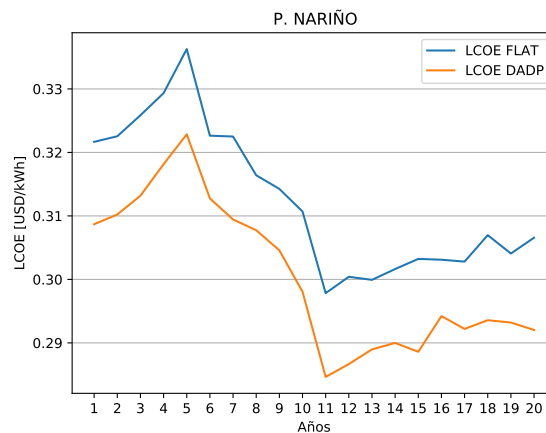
(b)



(c)



(d)



(e)

La **Tabla 11** muestra los costos por kilovatio hora (kWh) de las 5 microrredes analizadas en este documento para los dos tipos de tarifa FLAT y DADP y el modelo actual de generación a partir de combustibles fósiles.

Tabla 11

*Costo nivelado de la energía (LCOE) de la generación actual Diésel y de las microrredes híbridas con modelo de gestión DADP y FLAT para cada comunidad.*

	Costo nivelado de energía (LCOE) \$USD/kWh				
	Carurú	Mitú	Leticia	P.Nariño	Inírida
Sistema a base Diésel LCOE [USD/kWh]	0,4253	0,6137	0,3650	0,3415	0.3051
Microrred FLAT LCOE [USD/kWh]	0,3075	0,3056	0,3066	0,3025	0,29965
Microrred DADP LCOE [USD/kWh]	0,2965	0,2982	0,29357	0,2906	0,28438

Como era de esperarse, el modelo a partir de energía fósil cuenta con un alto costo de producción de energía en comparación a las nuevas tecnologías de energías renovables. Así como se muestra en la **Tabla 11** se obtienen reducciones del LCOE de hasta un 50% como sucede con la comunidad de Mitú, un 30% para la de Carurú y 15% para Leticia, Puerto Nariño e Inírida.

Comparando los LCOE de los modelos tarifarios FLAT y DADP se alcanzan valores reducidos hasta en un 5%. Se evidencia entonces que incluyendo una gestión de demanda en la planeación de una microrred se pueden conseguir costos de generación de energía aún menos costosos. En consecuencia, la configuración con el LCOE más bajo se toma como la óptima, es decir que garantiza la fiabilidad (Kaabeche et al., 2011).

#### 4.2.5. Pagos y Beneficios.

La implementación de una gestión de la demanda en la planificación de una microred asume que los usuarios reaccionan a la tarifa modelada cambiando sus patrones de consumo, lo que a su vez conlleva a la reducción de los pagos por motivo de energía consumida Oviedo-Cepeda (2020).

La **Tabla 12** presenta en resumen los promedios anuales de los pagos por parte de los usuarios para los modelos tarifarios FLAT y DADP, además de la variación porcentual respecto a la tarifa base. En donde se evidencia que la gestión de la demanda DADP consigue reducir los pagos de los usuarios, característica que se repite en las cinco comunidades. En cuanto a la variación porcentual representa un ahorro para los usuarios, el cual alcanza valores de hasta un 4,30%. Este hecho es importante ya que son comunidades que cuentan con una baja capacidad de pago y de nivel de recaudo.

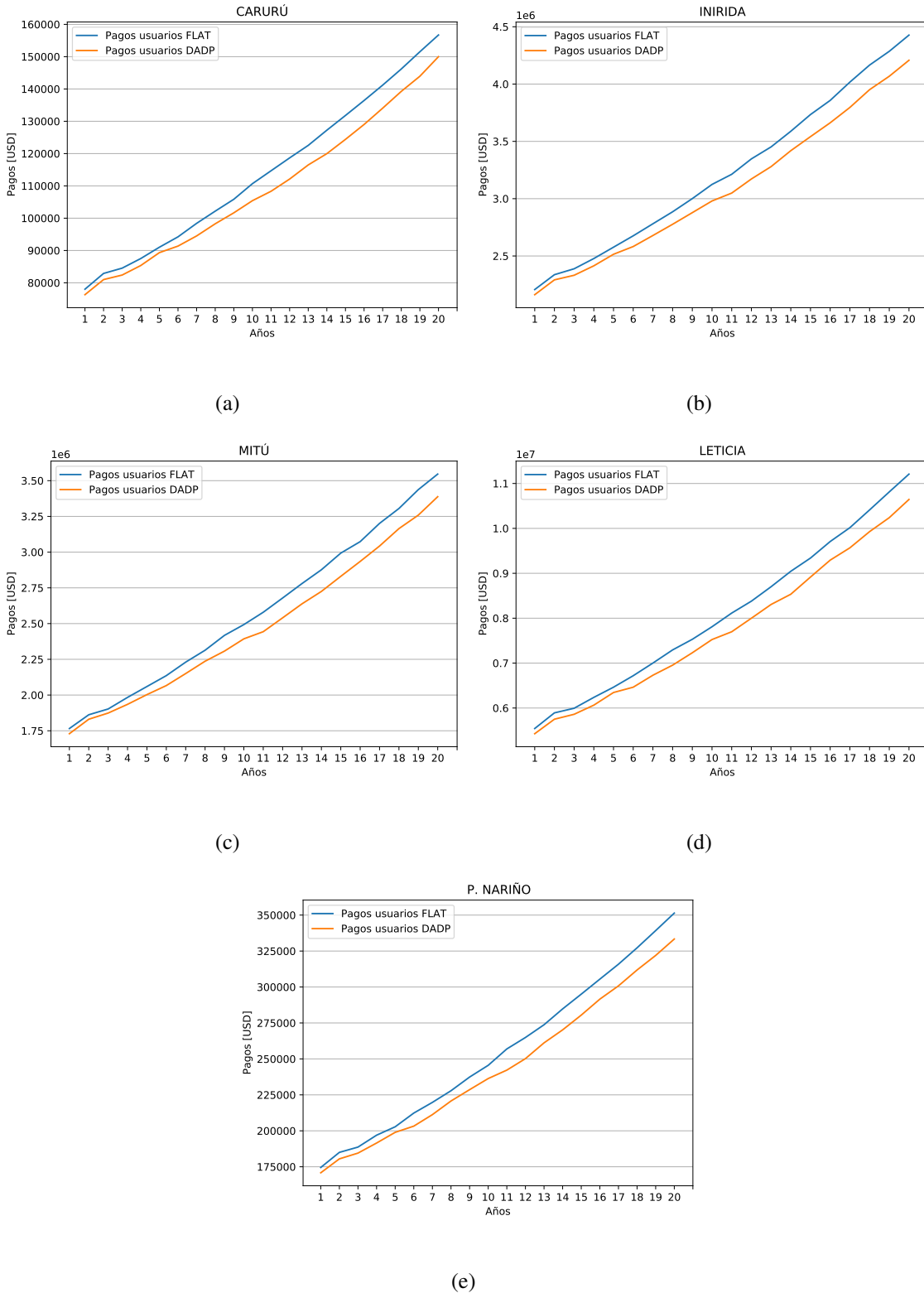
Tabla 12

*Promedios de los pagos para FLAT, DADP y variación porcentual*

Comunidad	Pagos de los usuarios [USD]		
	FLAT	DADP	DIF[ %]
Carurú	113.982,32	109.199,64	<b>-4,20</b>
Inirída	3.224.155,20	3.093.080,63	<b>-4,07</b>
Leticia	8.111.666,41	7.762.576,85	<b>-4,30</b>
Mitú	2.579.347,10	2.472.855,66	<b>-4,13</b>
P. Nariño	255.195,01	244.581,82	<b>-4,16</b>

La **Figura 15** permite analizar el comportamiento de los pagos por parte de los usuarios de la microred por la energía consumida anualmente durante el tiempo del proyecto. Se muestran los pagos para los modelos tarifarios FLAT expresado por la curva azul y DADP expresado por la curva naranja. Es claro afirmar que con la implementación del modelo de gestión de demanda DADP, los usuarios de las 5 microrredes presentan un ahorro en cuanto a los pagos realizados por la energía consumida.

Figura 15.  
Pagos realizados por los usuarios.



La **Tabla 13** muestra el promedio anual de las ganancias para el inversionista privado y el gobierno a partir de la tarifa base y la tarifa DADP, junto con su variación porcentual. Para ambos inversionistas se observa claramente que la implementación de una gestión de la demanda afecta de manera significativa sus beneficios. Por parte del privado la gestión DADP repercute en la disminución de las ganancias obtenidas por la microrred. El hecho anterior se manifiesta en la variación porcentual con valores que varían entre un 5,6% y un 6,8%.

De igual manera, para el gobierno la implementación de la gestión DADP en términos financieros presenta también una reducción. Según la **Tabla 13** en promedio el gobierno está trabajando a pérdidas para ambos esquemas, tarifa FLAT y DADP. Sin embargo, el esquema DADP presenta menos pérdidas que la tarifa plana, así como lo expone la variación porcentual con disminuciones en las pérdidas de hasta un 86,25%, como es el caso de Inírida.

Tabla 13

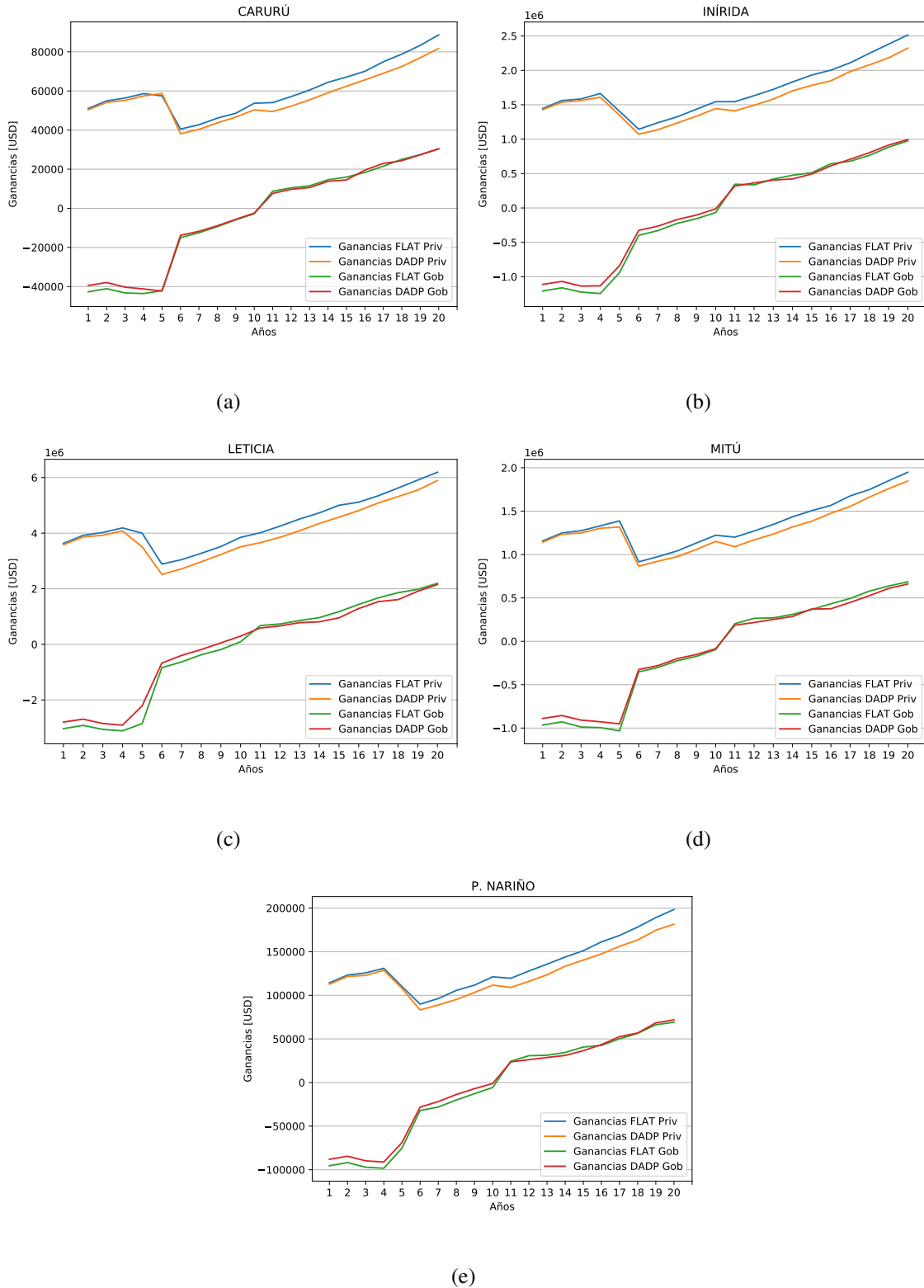
*Promedios de las ganancias para FLAT, DADP y variación porcentual.*

Comunidad	Ganancias [USD]					
	Privado			Gobierno		
	FLAT	DADP	DIF[ %]	FLAT	DADP	DIF[ %]
Carurú	60.453,97	56.975,36	<b>-5,75</b>	-3.710,96	-3.135,26	<b>-15,51</b>
Inírida	1.713.497,73	1.604.899,46	<b>-6,34</b>	-45.724,84	-6.286,23	<b>-86,25</b>
Leticia	4.351.820,16	4.053.989,57	<b>-6,84</b>	-167.536,43	-102.732,46	<b>-38,68</b>
Mitú	1.361.688,59	1.285.518,83	<b>-5,59</b>	-90.787,23	-82.293,20	<b>-9,36</b>
P. Nariño	135.127,54	126.069,24	<b>-6,70</b>	-5.556,37	-2.777,10	<b>-50,02</b>

La **Figura 16** muestra los beneficios o ganancias obtenidas por el inversionista privado y el gobierno anualmente durante 20 años. Las curvas azul y naranja representan los beneficios para el

inversionista privado a partir de la tarifa FLAT y DADP, respectivamente. Las curvas roja y verde representan los beneficios mediante la tarifa FLat y DADP para el gobierno.

Figura 16.  
Ganancias por parte de los inversionistas privados.



Para el inversionista privado, la caída presente en el sexto año para ambas curvas es debido a las inversiones en cuanto a paneles y baterías que se realizan ese mismo año [ver **Figura 6**]. Se puede notar también que los beneficios que se obtienen a partir de FLAT están por encima de los beneficios con DADP durante todo el ciclo de vida de los proyectos.

En cambio para el gobierno, durante la primera mitad del proyecto se observa que no obtiene ganancias, por el contrario debe suplir la microrred cubriendo los gastos necesario para llevar a cabo la implementación de las fuentes renovables. solo hasta la segunda mitad del proyecto puede empezar a recibir ganancias.

De la **Figura 15** y la **Figura 16** vale la pena analizar que la diferencia entre las curvas FLAT y DADP se debe a que los beneficios y los pagos están relacionados, por lo cual podemos decir que los beneficios que se pueden tener mediante una tarifa plana son redistribuidos hacia los clientes en forma de ahorro cuando se aplica una tarifa variable como la DADP. Esto puede interferir en la motivación de los inversores privados de hacer parte de este tipo de proyectos, pero es importante mencionar que la metodología usada para este análisis asegura la TIR para los inversores privados.

## 5. Conclusiones

El presente trabajo evalúa la planeación y operación de una microrred eléctrica con un sistema de gestión de demanda para cinco comunidades de la ZNI en Colombia. La recopilación de los recursos energéticos permitió hacer un análisis del potencial de cada comunidad. El

recurso eólico aunque se encuentra presente no es suficiente para cubrir la demanda, puesto que no se alcanzan a obtener velocidades mayores a 1[m/s]. Este hecho se refleja en los resultados de las simulaciones con la metodología que se utilizó, ya que la capacidad instalada de generadores eólicos fue nula. La radiación solar en estas zonas es significativa presenta una irradiación media mensual entre 147 y 158 [kWh/m<sup>2</sup>], haciendo de esto la característica principal para la inserción de la generación fotovoltaica como fuente renovable.

El análisis técnico y financiero se ha llevado a cabo a partir de modelos tarifarios diferentes, el primero siendo una tarifa plana y el segundo una tarifa variable denominada DADP. Antes que nada es importante hacer hincapié que cualquiera de los dos esquemas tarifarios suplen la demanda las 24 horas del día los 365 días del año, por un ciclo de vida de 20 años. Se observó que la tarifa DADP permite obtener un dimensionamiento menor de los sistemas que conforman la microrred. Para el sistema PV se hallan reducciones entre el 1.7% y el 2.6%, para el sistema DG reducciones entre el 11,5% y el 16.6% y para el BESS las reducciones están entre 7,2% y el 9,9%. A su vez permite reducir en costos del proyecto hasta un 4,78%, como es el caso de Inírida.

De igual manera se pudo observar que los valores de LCOE se reducen al usar la gestión de la demanda DADP. Para el LCOE de la gestión DADP se obtiene valores desde el 0,28 [USD/kWh] hasta 0,29 [USD/kWh], los cuales están un 5% de los calculados con la tarifa FLAT. Respecto a los beneficios por parte del inversionista privado un análisis de sensibilidad permite ver que sus ganancias o rentabilidad se ve maximizada cuando su capital está

invertido en 10 % para CAPEX y OPEX del proyecto total. Por lo tanto, el gobierno debe invertir el 90 % para los mismos parámetros, de manera que la mayor parte del proyecto recaea en el gobierno. Lo cual conlleva a recibir ganancias mucho más lento que el inversionista privado, más precisamente después de la mitad del ciclo de vida del proyecto. Desde otra perspectiva, aunque el gobierno trabaja a pérdidas, la gestión de la demanda DADP le permite disminuir esas pérdidas hasta en un 86,25 %, como es el caso de Inírida.

La metodología implementada controla los ingresos por parte de los inversores, previniendo las ganancias desmedidas redistribuyendo hacia los usuarios, pero garantizando un margen de ganancia, haciendo de la microrred un proyecto equitativo. En resumen se puede concluir que desde las variables técnicas de estudio el proyecto resulta factible para ser llevado a cabo. No obstante, al hacer el análisis financiero de las microrredes aisladas con gestión de la demanda, se determinó que el proyecto es poco favorable para los intereses de los inversionistas. Tanto para el gobierno como para privado, a pesar de obtener un LCOE más bajo y maximizar el VPN para las microrredes con el esquema tarifario DADP, la rentabilidad del proyecto no satisface las expectativas. Como lo expresa la tasa interna de retorno, la cual varía entre el 1,17 % y el 1,21 % para el privado y entre el -0,02 % y el 0,006 % para el gobierno. Para el inversionista privado es una inversión que devuelve una rentabilidad positiva, aunque con una tasa de retorno muy baja, es decir brinda rendimientos financieros de manera prolongada. Mientras que no se puede decir lo mismo para el gobierno, con unos porcentajes tan bajos y mayormente negativos está claro que la inversión no es rentable.

Por otro lado, desde la perspectiva del usuario, los proyectos de energización aislada con una gestión de la demanda permite tener ahorros en cuanto a los pagos realizados por los usuarios. En este análisis la gestión DADP consiguió reducir los pagos de los usuarios en aproximadamente un 4% en todas las microrredes. lo cual es una característica positiva de este estudio para estas comunidades apartadas.

### Referencias Bibliográficas

- Anzures, C., P. J. O.-K. M. J. R. V. S. V. M. . L. Y. U. (2018, August). Operación de sistemas de generación y suministro de energía eléctrica en zonas no interconectadas de Colombia. *IEEE, ANDESCON*, pages 1–6.
- Autores, V. (2021). El reto es cómo llevar energía a las zonas apartadas. Accessed 31 March 2021 a url <http://www.revistaelcongreso.com/minas/el-reto-es-como-llevar-energia-a-las-zonas-apartadas/> .
- Bauer, P., W. L. E.-. R. E. (2011). Stand-alone microgrids. *IEEE 33rd International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*, pages 1–10.
- Borenstein, S., Jaske, M., and Rosenfeld, A. (2002). Dynamic pricing, advanced metering, and demand response in electricity markets. *escholarship.org*.
- Cepeda, J. C. O., G.-C. A. D. . M. J. E. S. (2020). Design of an incentive-based demand side management strategy using ilp for stand-alone microgrids planning. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 10(1):378–387.
- Esteve, N. (2011). Energización de las zonas no interconectadas a partir de las energías renovables solar y eólica. Trabajo de grado de maestría, Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá - Colombia.

Fernando, J. (2021). Internal rate of return (irr). Accessed 27 de febrero de 2021 a url <https://www.investopedia.com/terms/i/irr> .

Franz, M., Peterschmidt, N., Rohrer, M., and Kondev, B. (2014). Mini-grid policy toolkit. *EUEI-PDF, ARE and REN21, Tech. Rep.*

Friedlob, G. T. and Plewa Jr, F. J. (1996). *Understanding return on investment*. John Wiley & Sons.

G. Fridgen, M. Kahlen, W. K. A. R. and Thimmel, M. (2018). 'one rate does not fit all: An empirical analysis of electricity tariffs for residential microgrids,' *Appl. Energy*, 210:800–814.

González, J. F. B., S. A. L. . A. K. T. (2014). Zonas no interconectadas eléctricamente en colombia: problemas y perspectiva (no. 012817). *Universidad Nacional de Colombia-FCE-CID*.

Kaabeche, A., Belhamel, M., and Ibtouen, R. (2011). Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system. *Energy*, 36(2):1214–1222.

Kolhe, M. L., R. K. I. U. . G. A. S. (2015). Techno-economic sizing of off-grid hybrid renewable energy system for rural electrification in sri lanka. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 11:53–64.

Oviedo, J. (2021). Welcome to cvxmg 2.0.0. multiyear analysis. Accessed 04 April 2021 a url <https://cvxmg.readthedocs.io/en/latest/> .

Oviedo, J. C., S. J. E. D. C. S.-P. D. L. . B. L. (2018, October). Day ahead tariff setting for

islanded microgrids considering customers response. *IEEE International Conference and Utility Exhibition on Green Energy for Sustainable Development (ICUE)*, pages 1–7.

Oviedo Cepeda, J. C., O.-P. G. R. R.-D. C. S. J. . H. D. (2020). Design of a methodology to evaluate the impact of demand-side management in the planning of isolated/islanded microgrids. *Energies*, 13(13):3459.

Oviedo-Cepeda, J. C., S.-S. I. O.-P.-G. D. C. S. J. . G. H. A. (2020). Design of tariff schemes as demand response mechanisms for stand-alone microgrids planning. *Energy*, 211:119028.

Raikar, S. and Adamson, S. (2020). *13 - Renewable energy finance in the international context*. Academic Press.

Strbac, G. (2008). Demand side management: Benefits and challenges. *Energy policy*, 36(12):4419–4426.

UPME, I. et al. (2019). *Atlas de Radiación solar de Colombia*. UPME.

varios autores (2017). Un indicador clave de rentabilidad: la tasa interna de retorno (tir). Accessed 15 de febrero de 2021 a url <https://www.esan.edu.pe/> .

y A.J. Saavedra-Montes, J. G.-H. (2017). Una metodología de diseño de micro redes para zonas no interconectadas de colombia. *TecnoLógicas*, 20(39).