Tesis de maestría

Estrategia para el diseño de una microrred enfocada en el abastecimiento de energía a cargas críticas bajo condiciones de intermitencia de generación

Autor: Luis Miguel León Gil

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Maestría en Ingeniería Eléctrica - Investigación
Bogotá, Colombia
2021

Tesis de maestría

Estrategia para el diseño de una microrred enfocada en el abastecimiento de energía a cargas críticas bajo condiciones de intermitencia de generación

Autor: Luis Miguel León Gil

Tesis o trabajo de grado presentada como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería Eléctrica

Director:
Camilo Andrés Cortés Guerrero, Ph.D.

Línea de Investigación:
Energías renovables, optimización

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia
2021

The brain within its groove
Runs evenly and true;
But let a splinter swerve,
'Twere easier for you
to put the water back
When floods have slit the hills
And scooped a turnpike for themselves,
And blotted out the mills!

Emily Dickinson

Agradecimientos

El origen de esta investigación proviene de la propuesta que el profesor Camilo Cortés junto con sus colegas doctores y estudiantes envió a la convocatoria de regalías del año 2018 en el departamento del Vichada.

Por su parte, el desarrollo de esta investigación fue soportado en gran parte por la reactividad del señor David Romero PhD. que pese a no ser el co-director de la tesis, merece el título sin dubitación y todo el crédito que viene con él.

El autor agradece principalmente a estos compañeros investigadores, pues le permitieron participar en el proyecto y transversalmente aprender del tema de optimización, hasta donde más fue posible.

El autor también da las gracias a sus familiares, amigos y compañeros que le dieron un consejo y se tomaron el tiempo de escuchar sus quejas acerca de la inquietante sensación que es procastinar y no escribir hasta cuando ya se le empieza a acabar el tiempo para hacerlo y sentir que no se avanza; una sensación natural en cualquier proyecto en el que sea necesario escribir sin tiempo para hacerlo y aún así esperar avanzar.

Dentro de su conjunto de amigos quiere agradecer especialmente a Carlosivan, quien le brindó una mano leyendo el documento en sus primeras versiones. Con su realimentación fue posible evitar al máximo hacer el ridículo con la redacción. Esto último sin contar esta sección de agradecimientos, por supuesto. También a @iwxijeqme_4 por su ayuda con el diseño de la única figura del capitulo 2, la cual le quedó muy bonita.

No quiere tampoco dejar sin crédito a la época en la que vive, pues le permitió trabajar con iluminación suficiente en las noches y consultar con facilidad las respuestas a la innumerable cantidad de inquietudes que surgieron en el proceso de programación a través de portales web como StackOverflow y los repositorios GitHub de las personas que trabajan con Pyomo y Pandas. Sobre todas las cosas, agradece y dobla la rodilla ante la institución que financió sus estudios desde el pregrado, formó como ingeniero/científico y educó como persona ...

La Universidad Nacional de Colombia.

Resumen

Título: Estrategia para el diseño de una microrred enfocada en el abastecimiento de energía a cargas críticas bajo condiciones de intermitencia de generación

En este documento se propone una metodología para el dimensionamiento óptimo de microrredes de pequeña escala conformadas por activos de generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías utilizando la Programación Lineal con Enteros-Mixtos (MILP). La investigación surge desde el caso de estudio de la ciudad de Puerto Carreño en Colombia, para la cual se modelaron sus parámetros eléctricos, meteorológicos y económicos con base en la información libre publicada en internet. La metodología propuesta en este documento cuenta con una versatilidad para ser empleada en cualquier sitio siempre que se cuente con la información de parámetros de entrada y puede ser elaborada con aún más detalle para alcanzar una generalización mayor. Los resultados que se encontraron con esta metodología son los que minimizan los costos de inversión y operación de las microrredes de estudio en un periodo de un año para diferentes valores de inversión, áreas de instalación y diversos parámetros tecno-económicos de interés. Adicionalmente, esta investigación propone una manera de determinar los recambios necesarios de los activos de almacenamiento empleados en la microrred durante la vida útil del proyecto.

Palabras clave: MILP, energía no suministrada, microrred de pequeña escala, dimensionamiento óptimo, indisponibilidad de generación, cargas críticas, deslastre de carga.

Abstract

Title: Microgrid design strategy focused on critical load supplying under intermittent generation conditions

In this document, a new methodology for the optimal dimensioning of small-scale microgrids conformed by photovoltaic generation and battery energy storage using Mixed-Integer Linear Programming (MILP) is proposed. The research emerges from a case study situated at Puerto Carreño, Colombia, for which their electrical, meteorological, and economical parameteres were modeled based on open-access online information. The proposed methodology has enough versatility to be used anywhere as long as input parameter information is available and it can be futher elaborated to achieve greater generalization. Results found with this methodology minimize investment and operation costs, having a one-year operation horizon, for different investment budgets, installation areas and diverse techno-economical parameters of interest. Moreover, this methodology proposes a new way to determine the future changes in storage assets used during the whole project's useful life.

Keywords: MILP, energy not supplied, small-scale microgrid, optimal dimensioning, generation unavailability, critical loads, load shedding.

Contenido

Agradecimientos **IV**

Resumen **V**

Lista de símbolos **3**

1. Introducción **5**
1.1. Generalidades 6

2. Antecedentes **9**
2.1. Estado del arte 9
2.2. Justificación e investigaciones afines en Colombia 12
2.3. Hipótesis 14
2.4. Objetivo 14

3. Metodología de diseño de la microrred **15**
3.1. Identificación y caracterización de las cargas críticas 16
3.1.1. Edificio del hospital 17
3.1.2. Edificio de la gobernación 19
3.1.3. Perfil escalado de Puerto Carreño 21
3.2. Dimensionamiento óptimo de los recursos energéticos 22
3.2.1. Parámetros generales 22
3.2.2. Variables 28
3.2.3. Función Objetivo 30
3.2.4. Restricciones generales 31
3.3. Topología de cada microrred 33
3.3.1. Parámetros específicos 33
3.3.2. Variables específicas 33
3.3.3. Restricciones específicas 33

4. Resultados de diseño **35**
4.1. Diseño de microrred con carga local hospitalaria 37
4.1.1. Análisis de sensibilidad 38
4.1.2. Topología 40
4.2. Diseño de microrred con carga institucional pública (gobernación) 41
4.2.1. Análisis de sensibilidad 43
4.2.2. Topología 45
4.3. Diseño de microrred con carga de Puerto Carreño escalada 45
4.3.1. Análisis de sensibilidad 46
4.3.2. Topología 49

5. Conclusiones **51**
5.1. Conclusión de los resultados obtenidos 51
5.2. Reflexión y trabajo futuro 52

Bibliografía **54**

Lista de simbolos

En esta sección se resumen los diferentes símbolos que representan parámetros y variables empleados en la construcción del modelo de optimización. Tanto parámetros como variables pueden presentar sub-índices en las expresiones de la función objetivo y el conjunto de restricciones que los diferencian de acuerdo con la lista a la cual se encuentren indexados. En este trabajo se cuenta con tres tipos de listas: (1) la lista de tipos de tecnología de módulos PV, (2) la lista de tipo de tecnología del sistema de almacenamiento de energía (ESS) y (3) la lista de intervalos de tiempo en el horizonte de predicción de la operación.

Índices y listas para parámetros y variables

Símbolo	**Término**
t	Índice para el intervalo de tiempo en el horizonte de predicción
i	Índice para el tipo de tecnología de módulo PV
j	Índice para el tipo de tecnología de almacenamiento de energía
T	Horizonte de predicción
N	Número de tipos de tecnología de módulos PV en la lista respectiva
M	Número de tipos de tecnología de almacenamiento de energía en la lista respectiva

Parámetros no indexados a listas

Símbolo	**Término**	**Unidad SI**
A_{av}	Área disponible para instalación de módulos PV	m^2
LY	Ciclo de vida operacional de la microrred	$Cantidad\ anual$
C_{bckp}	Costo de importación de energía desde el generador de respaldo	$\$USD$
C_{ENS}	Costo de la energía no suministrada	$\$USD$
$Max_{P_{PVG}}$	Límite de venta de potencia PV a la red	W
Max_{P_G}	Máxima potencia de red disponible	W
Max_{P_D}	Máxima potencia de generador de respaldo disponible	W
Max_{budget}	Máximo presupuesto disponible para el proyecto en el año 0	$\$USD$
$Max_{payments}$	Máximo presupuesto disponible anualizado usando t_{int} y LY	1
M	Constante de alto orden de magnitud para linealizar restricciones	1
t_{int}	Tasa de interés anual	%
Max_{V_B}	Tensión máxima por banco de baterías del ESS	V_{dc}
$Max_{V_{PVstring}}$	Tensión máxima por string de módulos PV	V_{dc}

Parámetros indexados a la lista de tipo de tecnología PV

Símbolo	**Término**	**Unidad SI**
A_{PV}	Área ocupada por cada módulo PV	m^2
γ_P	Coeficiente de temperatura para la potencia de cada módulo PV	$\frac{W}{°C}$
$C_{PV_{inst}}$	Costo por instalación unitaria de módulo PV	$\$USD$
C_{PV}	Costo unitario del módulo PV	$\$USD$
P_{PV_u}	Potencia nominal a condiciones estándar de cada módulo PV	W
V_{oc_u}	Tensión en circuito abierto a condiciones estándar para cada módulo PV	V

Parámetros indexados a la lista de tipo de almacenamiento de energía

Símbolo	Término	Unidad SI
SD_B	Autodescarga del tipo de batería	$\frac{\%}{\text{hora}}$
E_B	Capacidad energética por unidad de batería	Wh
C_{SC}	Costo de super-capacitor de acople al banco de baterías	$\$USD$
C_B	Costo por unidad de batería	$\$USD$
Deg_{ESS}	Degradación de la batería por unidad de descarga	%
η	Eficiencia de carga/descarga de la batería	%
NC_{ESS}	Número de ciclos de carga/descarga para el ESS	1
P_{B_u}	Potencia nominal de carga y descarga por unidad de batería	W
V_B	Tensión nominal por cada unidad de batería	V

Parámetros indexados a la lista de intervalos del horizonte de predicción

Símbolo	Término	Unidad SI
C_{grid}	Costo de importación de energía de la red	$\$USD$
$Grid_{av}$	Disponibilidad de la red principal	1
$Bckp_{av}$	Disponibilidad del generador de respaldo	1
G_{irra}	Irradiancia global del sitio	$\frac{W}{m^2}$
P_{mpp}	Máxima potencia PV a condiciones reales de operación	W
P_L	Perfil de la carga	W
C_{PVG}	Precio de venta de energía PV a la red principal	$\$USD$
t_{amb}	Temperatura ambiente del sitio	$^\circ C$
v_{wind}	Velocidad del viento en el sitio	$\frac{m}{s}$

Variables discretas

Símbolo	Término	Unidad SI
B_{sc}	Baterías en estado de carga	1
B_{sd}	Baterías en estado de descarga	1
X_{Bb}	Número de bancos de baterías	1
X_B	Número de baterías	1
X_{PVs}	Número de strings de módulos PV	1
X_{PV}	Número de módulos PV	1

Variables continuas

Símbolo	Término	Unidad SI
$Bcap$	Capacidad energética de las baterías	Wh
ϵ_B	Degradación anual adicional de las baterías	Wh
SoC	Estado de carga de las baterías	$Wh/\%$
P_{PVL}	Potencia de módulos PV exportada hacia la carga	W
P_{PVG}	Potencia de módulos PV exportada a la red principal	W
P_{PVB}	Potencia de módulos PV exportada hacia las baterías	W
P_{BL}	Potencia de las baterías exportada hacia la carga	W
P_B	Potencia de las baterías	W
P_D	Potencia importada del generador de respaldo	W
P_G	Potencia importada de la red principal	W
P_{ENS}	Potencia no suministrada a la carga	W

Capítulo 1

Introducción

El acceso a la energía eléctrica es fundamental en el desarrollo de la sociedad moderna, pues la mayoría de actividades domésticas, de producción, educación o salud hacen uso de este recurso, haciendo necesario garantizar su acceso a los usuarios de forma confiable y segura. En el territorio colombiano, las Zonas No Interconectadas (ZNI), definidas en el artículo 11 de la ley 143 de 1994 como zonas "donde no se presta el servicio público de electricidad a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN)", son a su vez divididas en las zonas aisladas, definidas por el decreto 099 de 2021 como "las ZNI a las que no es eficiente económicamente conectar al SINz las zonas interconectables, definidas en el decreto 1623 de 2015 como "las ZNI a las que es eficiente económicamente conectar al SIN". La totalidad de las ZNI en Colombia ocupaban aproximadamente el 52 % del territorio del país para finales de 2019, para ese mismo año, el número oficial de suscriptores a los sistemas energéticos de estas zonas se determinó como 193,871 suscriptores [1].

En estas zonas de no interconexión se mantienen niveles de pobreza, acceso a la educación, vivienda, Tecnologías de Información y Comunicación (TICs), entre otros indicadores, muy por debajo de los niveles promedio nacionales y aún más de los niveles de las principales ciudades [2]. Aunque, debe tenerse en cuenta también que gran cantidad de las poblaciones que residen en las ZNI tienen modelos y visiones de vida diferentes a los impuestos por la cultura europea occidental. Para los habitantes de las ZNI hay otras prioridades diferentes a, por ejemplo, tener acceso a servicios públicos como la energía eléctrica. No obstante, esto no puede ser un motivo para evadir el desarrollo de sistemas energéticos viables que lleven energía a estas poblaciones. Los centros de salud y urgencias médicas actuales necesitan del recurso eléctrico para funcionar correctamente y por tanto, la escasez o intermitencia del mismo implica un incremento en la probabilidad de aumento de fatalidades en la población. Bajo esta visión se asigna el nombre de carga crítica a este tipo de instalaciones eléctricas, en donde su funcionamiento en comparación con otras cargas del sistema energético debe ser primordial. Esta carga crítica también puede ser identificada a partir de un índice de priorización entre las demás cargas del sistema.

Algunas soluciones propuestas para el problema del acceso a la energía en ZNI son la utilización de generadores distribuidos de pequeña escala que suplan con la demanda presente en el lugar al que serán instalados. En su mayoría, los generadores distribuidos utilizados en ZNI funcionan con combustibles fósiles, lo cual implica un alto costo de su operación al igual que altas emisiones de gases de efecto invernadero. Recientemente, soluciones energéticas de tipo renovable se han ido desarrollando, formando nuevos tipos de generadores distribuidos; sin embargo, la naturaleza del recurso que se utiliza para la conversión de energía eléctrica hace que estos generadores sólo entreguen su potencia nominal a ciertas horas del día. Dentro de los tipos de generadores renovables más comunes y cuyo uso actualmente es viable económicamente se encuentran los módulos fotovoltaicos y las turbinas de viento. Se vuelve entonces una necesidad estudiar la implementación de estos generadores distribuidos en sistemas de distribución que sean inteligentes, lo que actualmente se conoce como microrred. También es fundamental estudiar cómo concebirlos u operarlos bajo ciertas condiciones restrictivas o propósitos específicos que se requieran.

El presente documento reporta la investigación efectuada en este contexto, donde se buscó establecer una metodología para dimensionar de forma óptima los recursos energéticos de generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías para soluciones tipo microrred de pequeña escala que ayuden a suplir cargas críticas de las zona y que se buscan instalar en la ciudad de Puerto Carreño, Vichada, una ZNI aislada particular del país.

1.1. Generalidades

Recursos Energéticos Distribuidos

Los Recursos Energéticos Distribuidos (DER en inglés) son reconocidos por la Corporación de Confiabilidad Eléctrica Norteamericana NERC en su reporte de febrero 2017 [3], a través de la siguiente definición: *un Recurso Energético Distribuido (DER) es cualquier tipo de recurso en el sistema de distribución que produce electricidad y por tanto no se incluye en la definición formal de NERC del Sistema Eléctrico de Potencia (Bulk Energy System (BES) en inglés).* Esta última definición de Sistema Eléctrico de potencia incluye todos los elementos e instalaciones más grandes que son necesarios para una operación y planificación confiable del mismo. El conjunto de Recursos Energéticos Distribuidos incluye cualquier recurso diferente a los definidos dentro del Sistema Eléctrico Grueso y que sea estrictamente localizado dentro de la frontera de distribución de energía eléctrica. Algunos de los tipos de Recursos Energéticos Distribuidos más relevantes en este trabajo se encuentran a continuación, con su respectiva definición dada por NERC [3]:

- **Generación Distribuida (DG en inglés):** cualquier unidad o múltiples unidades de generación que no hagan parte del Sistema Eléctrico Grueso y que se encuentren conectadas a la red de distribución en una sola localización, siendo propia y/o operada por los servicios públicos de distribución o una entidad comerciante.

- **Generación Detrás del Medidor (BTMG en inglés):** una unidad o múltiples unidades de generación en una misma localización (sin tener en cuenta la propiedad de los activos), de cualquier tamaño de placa, que se encuentre en el lado del consumidor, en la división dada por el medidor de consumo de la carga del usuario. Todos los equipos, incluyendo el conjunto de generación al punto de medición son considerados detrás del medidor. Esta definición no incluye recursos que estén directamente conectados al sistema de transmisión de electricidad grueso.

- **Instalación de Almacenamiento de Energía (ES en inglés):** un dispositivo de almacenamiento de energía o múltiples dispositivos en una misma localización (sin considerar la propiedad de los activos), ya sean ubicados en el lado del medidor perteneciente a la red pública o del consumidor. Puede incluir varios tipos de tecnologías incluyendo estaciones de carga de vehículos eléctricos.

Microrred

El concepto de microrred puede concebirse como el bloque a partir del cual las redes inteligentes son construidas. Las microrredes son probablemente la estructura de red más prometedora hoy día, su organización se basa en las capacidades de controlabilidad de la red, ofrecidas gracias al uso agregado de múltiples tipos de recursos energéticos distribuidos, tales como generación distribuida, incluyendo micro-turbinas, arreglos de paneles fotovoltaicos y celdas de combustible. La microrred también implementa recursos energéticos distribuidos de almacenamiento de energía como volantes de inercia (energía cinética), pequeñas reservas de agua con bombeo (energía potencial), súper-capacitores y baterías (energía química), así como cargas controlables y flexibles en el nivel de distribución del sistema de energía eléctrica (vehículos eléctricos). Por la cantidad de recursos energéticos distribuidos que puede incluir, esta puede variar en su tamaño y complejidad. Es importante notar la flexibilidad que ofrecen las microrredes, pues estas también se encuentran conectadas a la red eléctrica principal, lo que les permite operar de forma aislada a la red, en caso de presentarse algún tipo de perturbación externa, incrementando de esta manera la calidad en el suministro del servicio [4]. De manera general, la característica clave que distingue a una microrred de una red con generación distribuida es la disponibilidad de control de la misma, es decir, con una microrred es posible conseguir gestión de la energía en los niveles de distribución, lo cual genera beneficios al sistema cuando la red es coordinada de forma eficiente, aprovechando los recursos naturales del sitio donde se encuentra dispuesta y evadiendo la desconexión completa de las cargas (cargas esenciales) conectadas al sistema, haciendo uso de los elementos almacenadores de energía.

Red inteligente

La noción de una red inteligente hace referencia a la evolución de las redes de energía eléctrica. De acuerdo con la *European Technology Platform of Smart Grids*, una red inteligente es una red eléctrica que puede integrar de manera inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a ella (generadores, consumidores y aquellos que asumen ambos roles) esto con el fin de suministrar de una

manera sostenible, económica y segura el servicio de energía eléctrica [4]. Para conseguir este objetivo, las redes inteligentes hacen uso de productos y servicios con monitoreo, control, comunicación, y tecnología de auto-recuperación. Podría decirse que los sistemas de transmisión de energía eléctrica siempre han sido una red inteligente pues estos cumplen con la definición anterior. Gracias a los desarrollos tecnológicos de los últimos años, nuevos intentos han surgido para incrementar la *inteligencia* de las redes de distribución con el objetivo de facilitar el acceso a fuentes de generación renovable distribuidas en la red, transformando las redes de distribución de redes pasivas a activas, siendo estas despachadas bien por operadores del sistema o consumidores conectados a la misma.

Problema de Optimización Lineal con Enteros Mixtos

Los problemas de optimización lineal con enteros mixtos (MILP en inglés) son problemas con una función objetivo y restricciones que son todas lineales en el espacio de las variables de decisión. Lo que separa a este tipo de problemas de los problemas de programación lineal clásica es que algunas de las variables del problema son restringidas a tomar valores enteros. La restricción a valores enteros de ciertas variables puede ser extendida para introducir variables binarias en la formulación del problema; el uso de este tipo de variables binarias es, en cierto sentido, la verdadera ganancia de la programación lineal con enteros mixta [5].

Una formulación general de este tipo de problemas tiene la siguiente forma:

$$\min_{x_1,..,x_n} c_0 + \sum_{i=1}^{n} c_i x_i \tag{1-1}$$

$$\begin{aligned}
s.t. \quad & \textstyle\sum_{i=1}^{n} A^e_{j,i} x_i = b^e_j, && \forall j = 1, ..., m_e && (1\text{-}2)\\
& \textstyle\sum_{i=1}^{n} A^g_{j,i} x_i \geq b^g_j, && \forall j = 1, ..., m_g && (1\text{-}3)\\
& \textstyle\sum_{i=1}^{n} A^l_{j,i} x_i \leq b^l_j, && \forall j = 1, ..., m_l && (1\text{-}4)\\
& x_i \in \mathbb{Z}, && \text{para algunos } i = 1, ..., n && (1\text{-}5)\\
& x_i \in \mathbb{R}, && \text{para los restantes } i = 1, ..., n && (1\text{-}6)
\end{aligned}$$

En donde m_e, m_g, m_l son el número de restricciones de igualdad, mayor o igual que y menor o igual que, respectivamente, siendo $m = m_e + m_g + m_l$ el número total de restricciones. Todos los coeficientes c_0, c_i $\forall i = 1, ..., n$; $A^e_{j,i}$ $\forall i = 1, ..., n, j = 1, ..., m_e$; $A^g_{j,i}$ $\forall i = 1, ..., n, j = 1, ..., m_g$; $A^l_{j,i}$ $\forall i = 1, ..., n, j = 1, ..., m_l$, b^e_j $\forall j = 1, ..., m_e$; b^g_j $\forall j = 1, ..., m_g$ y b^l_j $\forall j = 1, ..., m_l$ dentro de la formulación, son constantes.

Puerto Carreño

Puerto Carreño es la capital del departamento de Vichada en Colombia, este es el segundo departamento más extenso del país con cerca de 105947 km^2 de extensión, de los cuales, Puerto Carreño cuenta con 12409 km^2. En esta ciudad que limita con Venezuela habitan cerca de 16500 personas. De acuerdo con los mapas de irradiación solar nacionales [6], Puerto Carreño tiene, en su extensión, una irradiancia solar de aproximadamente 5 a 5,5 $kWh/m^2/dia$ anuales, valores promedio mucho más altos que los que se pueden encontrar en gran parte de la extensión del territorio colombiano (Figura **1-1**). A diferencia de su potencial eólico casi nulo, la irradiancia de Puerto Carreño es muy prometedora, condición que incentiva y hace viable la instalación de paneles solares en esta región.

La instalación de paneles fotovoltaicos como generadores distribuidos puede ser una solución que alivie la situación energética de la ciudad. Para el mes de diciembre del año 2019, de acuerdo con el registro de mediciones energéticas proporcionadas por el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE) [7], aproximadamente el 35 % de la energía suministrada a esta zona provino del punto de conexión con la red eléctrica principal venezolana de 34,5 kV, mientras que el 65 % de energía consumida restante fue suministrado por los grupos electrógenos localizados en Puerto Carreño. Esta operación del sistema eléctrico de la zona presenta varios problemas si se considera que, según las mediciones registradas, la disponibilidad de la red venezolana no es de 24 horas al día todos los días; además, el uso de generadores que funcionan con base a combustible representa altos costos de operación del sistema y tiene un alto impacto ambiental, emitiendo gases de efecto invernadero en su operación. Estas condiciones, que sirvieron para concebir el problema de diseño de microrred en la región, experimentaron un cambio pues en el mes de diciembre de 2020 se hizo pública la futura soberanía eléctrica de la región al prescindir de la red venezolana gracias a una expansión en el grupo de generación diésel instalado [8].

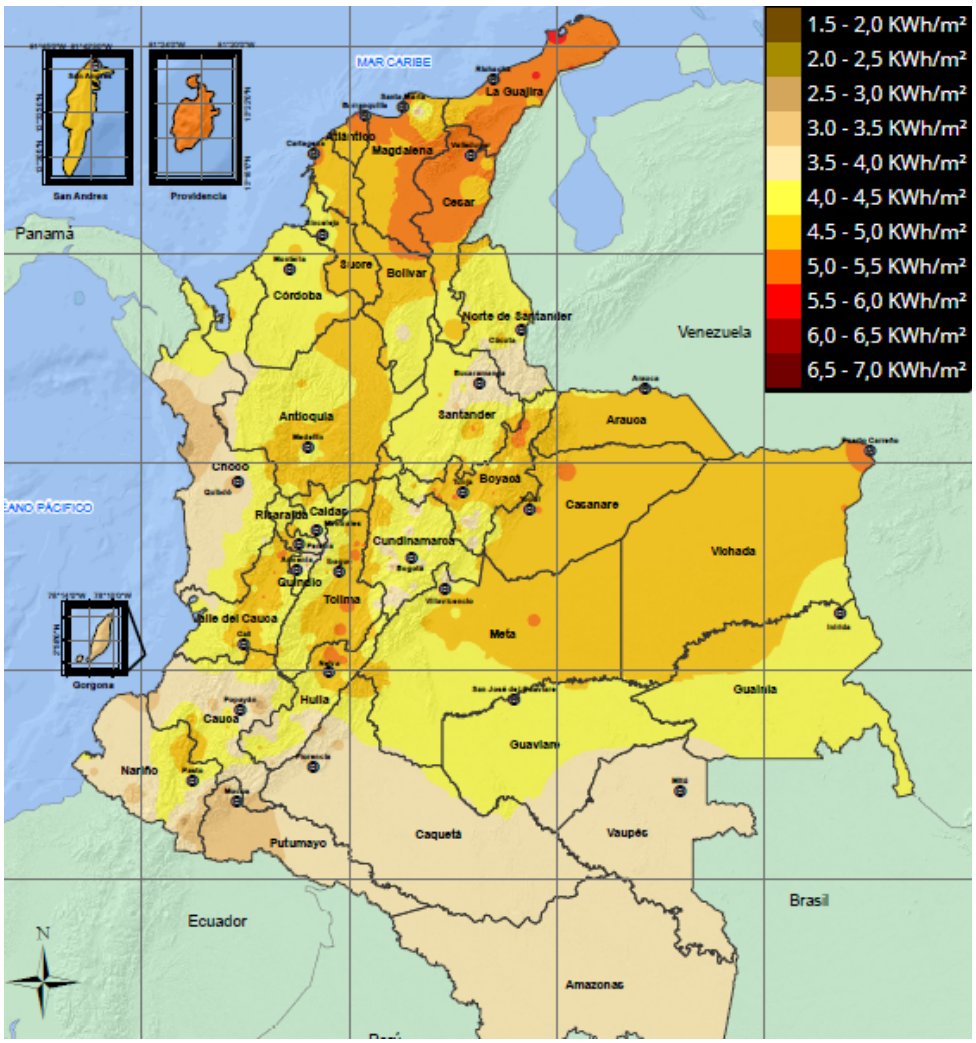

Figura **1-1**: Mapa de irradiancia global horizontal de Colombia. Tomado de [6]

Capítulo 2

Antecedentes

2.1. Estado del arte

Como se mencionó en la introducción, el escaso acceso a la energía eléctrica en las ZNI influye negativamente en el desarrollo completo de la comunidad afectada. Bustos y Watts [9] proponen en su metodología el uso de microrredes como una solución para el acceso a la energía en zonas donde la conexión a la red principal nacional se hace inviable económicamente. En este trabajo se presenta una metodología para implementación y diseño de microrredes tomando como parámetros de diseño el costo que la comunidad le da a la energía y la cobertura energética del lugar.

Algunas métricas para evaluar el balance entre costo y cobertura que se proponen son: *el costo de energía nivelado* **(LCOE)** que es el precio promedio de inversión, operación, mantenimiento e insumos entre la generación de energía de todo el sistema y la *energía no suministrada* **(ENS)** que es la cantidad de energía que no pudo ser suministrada en el sistema con respecto al consumo de referencia en una red principal ideal. Desde el punto de vista social, en este trabajo se asume que este tipo de comunidades prioriza tener un costo por la energía menor que una cobertura completa de sus necesidades energéticas debido a sus restricciones y limitaciones financieras. Por tanto, entre los efectos que pueden reducir la cobertura del servicio a largo plazo se encuentra el *consumo sin atender intencionalmente*, para el cual, es crucial tomar una decisión de diseño conceptual con el fin de determinar qué servicios serán atendidos y cuáles no intencionalmente. La cantidad energía que sea posible suministrar a través de una microrred estará restringida por la infraestructura y calidad de las fuentes de energía a disposición. Entre mejor sea esta infraestructura, la cantidad de energía que es posible suministrar incrementará y el costo asociado a su posible pérdida disminuirá. Estas dos características se condensan en los conceptos ENS y VOLL que aparecen en la gráfica de la Figura **2-1**, y que explican la relación entre el costo de la energía y el cubrimiento del recurso desde el punto de vista del consumidor de energía, en donde ENS es la cantidad de energía no suministrada por la infraestructura escogida tomando como referencia la energía que es posible suministrar con una infraestructura ideal y VOLL el valor que se le asigna a la energía que deja de ser suministrada para una infraestructura seleccionada con respecto al caso ideal.

En el caso de Puerto Carreño, una motivación principal del trabajo es la de suministrar energía a las llamadas *cargas críticas del sistema*, las cuales, de acuerdo con Anderson y Suryanarayanan [10] se discriminan como cargas que no pueden controlarse ni diferirse a lo largo del día. Estas cargas deben ser entonces suministradas a su demanda energética completa durante todas las condiciones de la red, incluso a expensas de tener deslastres de carga en otras partes del sistema. Ejemplos de este tipo de cargas son: hospitales, servicios de iluminación o comunicación de emergencia y centros de datos. En una región con acceso limitado a una macrorred, el despacho de este sistema debe considerar estrategias como el deslastre de carga, o utilización de cargas controlables para equilibrar la generación - consumo del sistema. Tales operaciones pueden escribirse como una función objetivo basada en el costo de la respuesta a la demanda y deslastre de carga en el ejercicio de optimización, como se muestra en los trabajos realizados por Ghasemi y Enayatzare [11] o Zhao [12], donde se explora la inclusión de costos por potencia no suministrada (perdida) en la función objetivo. Por su parte, Bayhan [13] propone un algoritmo de deslastre de carga predictivo para microrredes aisladas con poco recurso de generación, condiciones que podrían darse en algunas ZNI colombianas.

Por otra parte, tal como describe Anderson y Suryanarayanan [10], existen estudios con otros enfoques respecto al problema de suministro de energía a cargas críticas que lo abordan a partir de restricciones en la función de optimización. Usualmente, las optimizaciones que incluyen el deslastre de carga o la

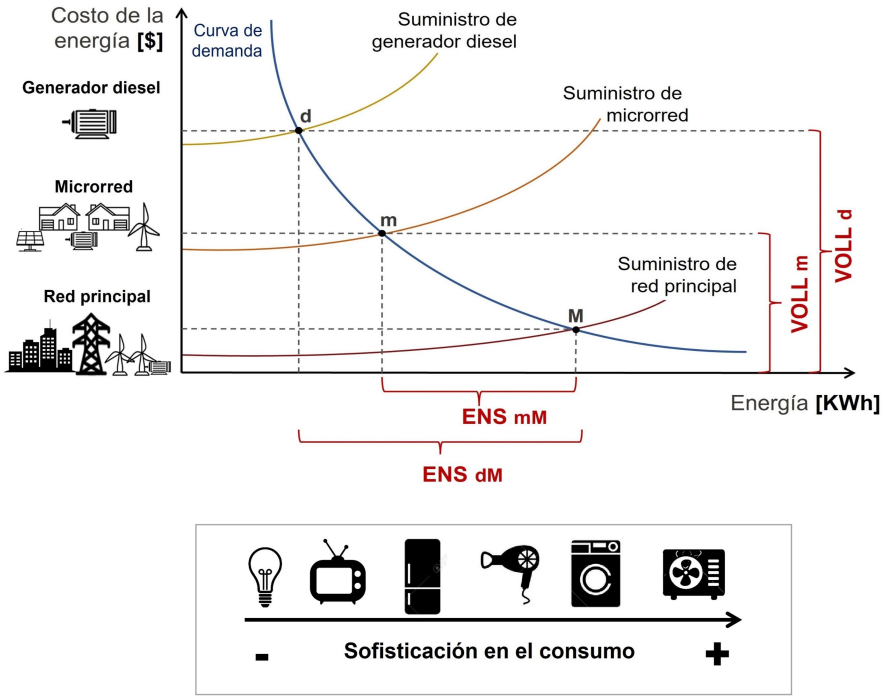

Figura **2-1**: Intersección de la curva de costo de la energía suministrada con las curvas de suministro para diferentes infraestructuras. Con estas es posible identificar los parámetros ENS y VOLL que limitan la cobertura y el costo de operación de la microrred a diseñar con referencia a un caso base ideal. Adaptado de [9].

respuesta de la demanda como parámetros utilizan un límite de porcentaje máximo de cargas controlables o interrumpidas y un requisito de satisfacción para las cargas críticas. En el trabajo de Detroja [14] se exploran dos perspectivas de optimización tomadas desde el lado del consumidor para garantizar energía a las cargas críticas: una de ellas involucra la programación de las cargas de los usuarios con un día de anterioridad a partir de horarios con diferencias en la tarifa y tiempos de ejecución de tareas de consumo para cada usuario; la segunda se encarga del balance generación - consumo en tiempo real con costos de penalización para la reducción de cargas que pesan de acuerdo con la prioridad o tipo de carga. Por otro lado, en el trabajo elaborado por Fang et al. [15] se estructura un problema de optimización con la función objetivo a minimizar dada como la diferencia entre potencia generada por el generador distribuido y las cargas críticas y no críticas. Como restricción que garantiza la conexión de cargas críticas, se maximiza la sumatoria de las potencias de cargas de este tipo.

Otras investigaciones paralelas como la de Li et al. [16] han estudiado el diseño e implementación de controladores basados en las características de potencia-frecuencia de los generadores distribuidos encargados de suministrar energía a las cargas críticas del sistema cuando la microrred pasa de funcionar conectada a la red a una operación en modo isla, detallando el comportamiento de los transitorios de potencia en el sistema donde se instalan estos controladores. Por otra parte, en otro enfoque mucho más teórico, Chen et al. [17] proponen una alternativa para garantizar suministro de energía a la mayor cantidad de cargas en orden de prioridad cuando un evento de baja probabilidad y alto impacto afecta al sistema de energía.

A excepción del trabajo de Bustos y Watts [9], los trabajos presentados en los párrafos anteriores resumen y ejemplifican de buena manera un concepto central y común: la optimización de la operación de una red eléctrica previamente existente o de los elementos que la conforman, enfocada a ampliar el suministro de energía a las cargas conectadas a esta dentro de un contexto determinado. Si en el contexto que se desea estudiar es posible incluir nuevos elementos a la red, específicamente generación distribuida basada en potencial solar y almacenamiento de energía, nuevas restricciones referidas a la naturaleza de las tecnologías, la instalación de estos elementos nuevos y la operación prevista de los mismos en la red tendrán un peso importante dentro de la metodología que se busca proponer para ejecutar su correcta implementación. Un trabajo fundamental que resume de gran manera la búsqueda del dimensionamiento óptimo de estos nuevos elementos, considerando su operación en un intervalo de

tiempo específico, es el de Cervantes y Choobineh [18], en el que se utiliza el formato MILP para modelar y representar de manera básica las dinámicas de uso de la energía a partir de diferentes tipos de generación, incluyendo la red principal y la generación distribuida basada en paneles solares y complementada con almacenamiento de energía en una microrred residencial de pequeña escala que alimenta un perfil de carga ya conocido. Por supuesto, en esta formulación se realizan supuestos con respecto a la representación y funcionamiento tanto de los generadores como de la carga en el sitio de instalación. Nuevos parámetros entran al problema formulado, como lo son perfiles de irradiancia, de carga y los precios individuales de cada nuevo elemento a añadir en la red. La función objetivo de esta formulación busca la minimización en los precios de instalación de los elementos nuevos y de operación de la red con la implementación de estos; al final se obtiene como resultado del problema una cantidad de paneles solares y elementos almacenadores que en teoría es el óptimo dadas las circunstancias de la red representadas por los parámetros y restricciones.

Sin embargo, esta formulación no es lo suficientemente detallada e ignora varios elementos de suficiente relevancia a la hora de representar los elementos que se busca instalar. Se encuentra en el trabajo de Kumar et al. [19] una visión más completa de este problema de dimensionamiento, considerando ahora no solo la generación fotovoltaica, sino también la inclusión de cualquier otro tipo de generación renovable no convencional dependiente de las características medioambientales del sitio de instalación, así como también detalles de dependencia de la red, cubiertas por la categorización de menores precios de operación para las fuentes alternativas, tipo de perfil de carga, amortización del costo de adquisición de los activos; o algunos detalles técnicos de los elementos generadores que se han venido explorando en los últimos años, como lo es el caso del efecto de suavizaje de la generación fotovoltaica, el cual se hace más evidente al evaluar la operación del sistema fotovoltaico en pasos de tiempo del orden de los minutos o segundos, y mucho más evidente en países que se encuentran cerca al ecuador, o que presentan alta nubosidad a lo largo del año, como sucede en Colombia.

El trabajo elaborado por Gonzalez et al. [20], construido a partir del comportamiento de la irradiancia en Ecuador, da cuenta de diferentes soluciones que se proponen para abordar el suavizaje en la generación fotovoltaica, donde es innegable la participación del almacenamiento de energía en intervalos de tiempo relativamente cortos para tal fin. Otra propuesta reciente que se basa en el mismo formato de representación del problema de dimensionamiento de activos energéticos usando MILP es el de Mehtrash et al. [21], en este se expande la función objetivo con la búsqueda de dimensionar edificios con cero emisiones de gases de efecto invernadero al ambiente, representando los impactos medioambientales de operación y adquisición de las fuentes de energía en la función objetivo del problema.

Dentro de este marco de las investigaciones revisadas, se identificaron nuevas propuestas de mejora al formato de optimización basado en MILP que complementan la metodología de dimensionamiento de microrredes con generación distribuida basada en paneles solares con almacenamiento de energía de manera general y con las que es posible también representar de manera más detallada el caso de estudio de Puerto Carreño con el fin de obtener la metodología de dimensionamiento con la que nació la presente investigación. Una de estas oportunidades de mejora hace referencia al modelamiento de los elementos de almacenamiento de energía y su dinámica de envejecimiento. Pese a que estos modelos han sido previamente desarrollados, por ejemplo, en los trabajos de Kazhamiaka et al. [22], donde se expone un modelo general de la dinámica de los bancos de baterías de tipo ion de litio, de Arcos-Vargas et al. [23], que utiliza una cuenta de ciclos de carga y descarga para modelar el envejecimiento de las baterías a lo largo de su operación, y las diferentes investigaciones realizadas por Gaetani-Liseo et al. [24], Jing [25] y Narvaez et al. [26], en donde se demuestra la utilidad que tienen los sistemas de almacenamiento de energía híbridos para alargar la vida útil de los bancos de almacenamiento en baterías, los cuales prometen muchas ventajas de ser utilizados en microrredes de pequeña escala.

Adicionalmente, la autodescarga por tipo de batería se investigó también de acuerdo con Nadeem et al. [27] para ser incluida dentro de un formato lineal sencillo. Tal como menciona García Vera et al. en [28], los modelos lineales de las tecnologías de almacenamiento en baterías son más optimistas y no representan cómo se comportan estas tecnologías en la realidad, pues también dejan por fuera algunas variables que aportan a su envejecimiento más acelerado como la temperatura, estado de carga y profundidad de la descarga, efectos que se modelan a través de ecuaciones no lineales en la actualidad. Pese a la preocupación de lo autores por dejar en claro la importancia de buscar una representación más adecuada de estos sistemas, también reconocen que los modelos sencillos y lineales de la dinámica de estos elementos son de hecho empleados en programas de optimización relevantes y populares como el software HOMER, por lo que una propuesta que represente el envejecimiento de estos sistemas de almacenamiento, incluso de manera lineal, es valiosa y aporta a una mejoría de las metodologías de

dimensionamiento actuales.

Luego de esta revisión técnica más general sobre las estrategias de dimensionamiento de microrredes alrededor del mundo, se investigaron y revisaron casos más puntuales de sistemas energéticos en Colombia, revisando los métodos empleados en el país y las investigaciones similares al caso de estudio en Puerto Carreño.

2.2. Justificación e investigaciones afines en Colombia

Desde el año 2008 se ha estudiado la implementación de fuentes de energía renovables en zonas rurales no interconectadas de Colombia. Silva y Nakata [29, 30], a través de una estrategia de toma de decisiones multi-objetivo, con diferentes modelos de fuentes renovables, encuentran que el uso de estas fuentes, en comparación al uso único de generadores Diesel, presenta beneficios en términos de reducción de costo de operación del sistema, incremento en la generación de empleo, reducción de impacto ambiental, mejora en las condiciones de vida de los habitantes de la zona y aumento de la eficiencia energética.

Por su parte, en años posteriores, Camargo et al. [31] y Valencia et al. [32] proponen, en sus respectivos trabajos, metodologías de optimización multi-objetivo (costo de operación y reducción de impacto ambiental en la operación del sistema) de posibles sistemas energéticos híbridos que usen fuentes renovables de energía en la zona Caribe de Colombia empleando información meteorológica y de consumo del sitio de estudio. Aún más trabajos de investigación se han elaborado para apoyar y presentar los beneficios de implementar soluciones energéticas usando fuentes renovables de energía desde el punto de vista de los inversionistas en estos proyectos [33], del desarrollo de las comunidades beneficiadas [34] y también de la viabilidad de implementación de nuevas tecnologías emergentes de almacenamiento e incremento de la eficiencia en procesos de conversión energética, de acuerdo con las políticas actuales de Colombia [35].

Muy pocas investigaciones se han llevado a cabo respecto al impacto de implementación de microrredes con generación distribuida en estas zonas no interconectadas del territorio colombiano. Esto se debe principalmente a que son pocos los proyectos de este tipo implementados actualmente. Tal como describe Gaona, Trujillo y Guacaneme [36]: de los 11 proyectos de microrredes que se encuentran actualmente en operación en las zonas no interconectadas del país y que fueron instalados por la entidad pública IPSE desde el año 2000, ninguno se encuentra en el departamento del Vichada y sólo ocho hacen uso del recurso solar a través de paneles fotovoltaicos. Banguero et al. [37] muestran que los componentes de generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías se comportan de la forma esperada luego de instalados en una microrred ubicada en Andagoya, en el departamento del Chocó. Para llegar a esta conclusión, analizan los datos registrados por el sistema de inversores y medición meteorológica instalados en el lugar de estudio durante el año 2017. Los valores analizados de potencia generada por el arreglo fotovoltaico, energía almacenada por los bancos de baterías y porcentajes de eficiencia del sistema fotovoltaico completo, se encuentran dentro de valores típicos observados en proyectos similares ejecutados en Europa, con lo que es viable adoptar modelos matemáticos elaborados en estos proyectos europeos para determinar parámetros y condiciones del sistema.

Entre los aportes más importantes en esta área de estudio de microrredes aplicada a zonas no interconectadas de Colombia está el realizado por Henao et al. [38], en donde se obtiene el despacho óptimo de potencia de una microrred ubicada en el pequeño corregimiento de Taroa, en La Guajira. Esta microrred está compuesta por generadores fotovoltaicos, eólicos, a base de combustible, un banco de baterías y cargas residenciales. El enfoque empleado para solucionar el problema de optimización es la MILP y su resultado es comparado con la solución obtenida con un algoritmo heurístico, encontrando que el costo de operación con la solución MILP es un 25.5 % más bajo que con el algoritmo heurístico. Entre algunas de las limitantes de este último trabajo se encuentra que no hay una identificación de prioridad a las cargas conectadas a la microrred ni tampoco una evaluación del despacho encontrado en una red de prueba, de modo que no hay forma de cuantificar pérdidas ni regulación de tensión en el sistema.

Respecto a la zona específica de Puerto Carreño, a inicios de la década de 2010 empiezan a surgir pequeños proyectos de implementación de energía solar fotovoltaica. Tal como lo describen Hernández, Trujillo y Santamaría en [39], así como Rodríguez D. y Rodríguez L. en [40], para el año 2018 se tenía conocimiento de la puesta en marcha de dos proyectos con fines de investigación apoyados por agencias

gubernamentales y centros de investigación. Uno de ellos se llama SUNSENA, ejecutado con el apoyo económico del ministerio alemán en Colombia y que tenía como objetivos principales capacitar técnicos electricistas en el desempeño de diferentes tecnologías fotovoltaicas y servir como estación meteorológica de Puerto Carreño. El proyecto fue dimensionado a 20 kWp no conectados a la red local, por lo cual este sólo abastece de energía al edificio regional del SENA del departamento de Vichada, donde se encuentra instalado. Por otra parte, el segundo proyecto nombrado Centro de Formación e Investigación en Energías Renovables, a diferencia de lo estipulado por los autores Hernández et al. en [39], nunca se convirtió en la granja solar más grande del país, pues el proyecto sufrió modificaciones a causa de actos de corrupción que privaron su ejecución [41]. Por lo que a la fecha, el único proyecto de energía solar fotovoltaica divulgado públicamente y efectivamente implementado en Puerto Carreño es el de 20 kWp de SUNSENA.

En los años previos al 2020, la red eléctrica de Puerto Carreño contaba con abastecimiento de energía intermitente, ocasionado principalmente por la conexión con la red eléctrica venezolana y el servicio de generación con combustible que no alcanzaba a suplir la carga del lugar en su totalidad, afectando en mayor medida a las cargas consideradas críticas en la comunidad [7]. Sumado a esto, la zona presenta un gran potencial energético solar que bien podría ser aprovechado a través de fuentes fotovoltaicas [6]. El panorama actual de investigación del uso de microrredes a nivel nacional y el panorama energético que Puerto Carreño tenía en su momento, sirvieron como escenarios favorables para generar propuestas de implementación de soluciones energéticas de este tipo. Por esto, resulta beneficioso expandir el estudio de las microrredes y su modelado con casos de estudio reales como este, en donde se incluya en el diseño el aseguramiento de energía constante a las cargas críticas identificadas en la red eléctrica del lugar (por ejemplo: circuitos de emergencia, hospitales, iluminación). En las investigaciones actuales de zonas no interconectadas nacionales no se ha propuesto ningún modelo de microrred que pueda utilizarse para estudiar una posible implementación en la zona de Puerto Carreño, donde es útil planear su operación enfocada al suministro constante de energía a cargas críticas.

Es imperativo establecer una metodología de dimensionamiento para los proyectos de microrredes que se busquen instalar en las zonas no interconectadas el país; para ello, es crucial representar de manera propicia los elementos que conforman y que van a conformar la microrred de estudio. Como se expuso en la subsección anterior, el detalle que se dé a cada elemento de la red refina la solución obtenida, y para el caso de Puerto Carreño, es indiscutible la importancia del tipo de carga a suplir y la disponibilidad de la red principal a la cual se encuentra conectada la microrred, pues como se dijo, esta se comportaba con alta intermitancia. Existe muy poca información disponible en línea que trate sobre el estudio de tipos de carga en la región. El trabajo elaborado por el observatorio del territorio de la Universidad de los Llanos [42], presenta un perfil de carga de un centro de salud ubicado en Puerto Carreño, pero no describe el día, lugar específico ni condiciones en las que se registró dicho perfil, por lo cual este resultado es poco confiable, por lo anterior resulta un poco más versátil y útil establecer diferentes perfiles de acuerdo con literatura internacional para determinar un comportamiento de las cargas de estudio y luego refinarlo cuando se cuente con mediciones más certeras.

Por otra parte, la cuantificación del costo de la energía no suministrada por la red a las cargas se encuentra ligada principalmente al tipo de carga y tiempo de indisponibilidad. Como se menciona en el brochure técnico 191 emitido por CIGRE [43], las principales estrategias de determinación de costos de energía no suministrada son: 1) las evaluaciones indirectas analíticas, 2) los casos de estudio de apagones, como por ejemplo el elaborado por Vásques y Vaca en Ecuador [44] y 3) las encuestas a los consumidores de energía. Un ejemplo de esta metodología está claramente expuesta en el trabajo de Kjolle et al. [45], donde el cuestionario de estudio se sitúa en Noruega y toma como base para la construcción de los costos de energía no suministrada las percepciones de los consumidores en cuanto a interrupciones y problemas de tensión. En el caso de Colombia, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) debe definir los costes de racionamiento, definidos como los costes económicos promedio que la sociedad le otorga al bienestar general perdido durante un racionamiento y que dependen directamente de la forma en que dicho racionamiento se realice [46]. Dentro de esta tarea se debe analizar el costo de la energía no suministrada para varios tipos de usuarios, bajo diferentes escenarios. Con base en esos resultados se da con un precio más generalizado; el reporte publicado por la UPME en 2015 [46], donde se documenta cómo se realizó este análisis, da cuenta que las estrategias empleadas fueron las encuestas a usuarios complementadas con evaluaciones indirectas. Bajo esta investigación es posible proceder a representar los tipos de carga que se busquen alimentar en el formato de dimensionamiento de microrredes.

Con base en la revisión del banco de literatura expuesto hasta ahora es posible construir diversas

metodologías de dimensionamiento de microrredes y empleando las herramientas expuestas por algunos autores nacionales e internacionales se consigue hacer un mayor énfasis en aspectos fundamentales del caso de estudio de Puerto Carreño. En los siguientes capítulos de este libro se describe cómo se construyó la metodología que propone esta investigación, la cual se fundamenta en el alcance que a continuación se expone y con el que se limita el alcance de este trabajo.

2.3. Hipótesis

Dentro de los proyectos energéticos enfocados en el uso de microrredes con fuentes renovables de energía y los desarrollados para el análisis de ZNI del territorio colombiano, no se presenta un modelo que permita estudiar la viabilidad de implementación de una solución de este tipo en la zona de Puerto Carreño. Adicionalmente, en las investigaciones nacionales actuales no se ha incluido la participación de cargas críticas o fundamentales cuyo aseguramiento de energía es de gran importancia en una ZNI como Puerto Carreño. Dentro de las mismas investigaciones nacionales tampoco se ha encontrado una metodología de diseño de una microrred conectada a una red eléctrica con alta intermitencia, caso que se experimentaba previamente con la red venezolana en Puerto Carreño, antes de que esta región aumentara la capacidad de sus plantas eléctricas basadas en diésel. El efecto de la intermitencia es una característica de gran interés, pues obliga constantemente a la microrred a cambiar su estado de operación de interconectada a modo isla. Abarcando estas consideraciones en este proyecto de investigación se busca fortalecer y ampliar la capacidad de diseño y modelado que incluya tanto la instalación como la operación de microrredes compuestas por generadores fotovoltaicos distribuidos y sistemas de almacenamiento de energía en las ZNI de Colombia.

Reflexionando y tomando en consideración el contexto presentado surge la pregunta sobre la que se centra este trabajo: ¿Qué metodología utilizar para diseñar un proyecto de microrred dentro del contexto de Puerto Carreño, considerando las características de sus agentes generadores intermitentes, la implementación de generación fotovoltaica con almacenamiento dentro de su red eléctrica y las necesidades energéticas de instituciones con cargas críticas?

2.4. Objetivo

Se ha propuesto como principal objetivo de este trabajo el **diseñar la topología y los recursos energéticos distribuidos tipo generación distribuida fotovoltaica y almacenamiento de energía de dos microrredes que abastezcan dos cargas críticas de la ciudad de Puerto Carreño.** Para el cumplimiento de esta meta se establece una metodología de diseño basada en técnicas de optimización, utilizando modelos matemáticos que contengan la mayor cantidad de información disponible del sitio de estudio y así ser fiel al caso de estudio real que pueda darse en las ZNI en Colombia. Para lograr la definición de esta metodología se trazaron los siguientes objetivos específicos:

1. Identificar y caracterizar dos cargas críticas de Puerto Carreño que serán abastecidas por dos microrredes integradas con generación distribuida fotovoltaica y almacenamiento de energía.

2. Dimensionar de forma óptima los recursos energéticos distribuidos dentro de las dos microrredes con el objetivo de, en principio, minimizar el costo de inversión, el costo de operación y la energía no suministrada de la microrred en sus modos interconectado y en isla.

3. Definir la topología óptima de cada microrred teniendo en cuenta los recursos energéticos distribuidos, las cargas críticas y la intermitencia en las fuentes de generación centralizada de la ciudad.

En los capítulos siguientes se desglosa el desarrollo de los objetivos propuestos y los resultados obtenidos con la metodología resultante.

Capítulo 3

Metodología de diseño de la microrred

Como primeras medidas a tomar en cuenta al momento de limitar el diseño de la microrred se considera el tamaño de la misma, el lugar de instalación y la carga que podrá abastecer. Al ser una microrred, esta carga debe poder ser abastecida eficazmente a través de la red o de la generación distribuida si se encuentra operando en modo isla. Un esquema que limita y resume las consideraciones del problema de dimensionamiento se muestra en la Figura **3-1**.

El esquemático de la Figura **3-1** presenta información de entrada y de salida del modelo. Se entiende que la información de entrada debe ser provista para encontrar el dimensionamiento óptimo de la microrred, por ello, se debe contar con información técnica y económica referente a los diversos tipos de tecnología para cada elemento nuevo de la microrred que se quiera añadir, así como información meteorológica, el perfil de la carga que se va a suplir, el costo de energía comprada y vendida a la red principal y la que definitivamente no pudo ser suministrada en cierto momento. Toda esta información se resume en una lista de parámetros, pues sus valores son conocidos previo a la ejecución del dimensionamiento óptimo. La selección de cada parámetro puede influir, con cierto grado de sensibilidad, en el resultado final de la metodología.

Sobre la metodología escogida para realizar el dimensionamiento óptimo, se optó por utilizar un formato de optimización MILP, esto debido a los resultados prometedores que se revisaron en la búsqueda bibliográfica, los cuales fueron obtenidos con modelos a los que se les puede modificar, expandir y escalar en número de variables y restricciones de manera cómoda para hacer más específico el problema que se desea resolver. Adicionalmente, los algoritmos MILP son más robustos en cuanto a convergencia, están construidos bajo fundamentos matemáticos y son aceptados por la industria, por lo que su uso no se limita únicamente a la investigación sino también son implementados en herramientas y software para aplicaciones de ingeniería. El formato MILP presenta un resultado óptimo definitivo para una sola función objetivo, y no es necesario ajustar parámetros del algoritmo como usualmente ocurre con los algoritmos de tipo heurístico, que son más útiles cuando se estudia un problema de optimización con múltiples objetivos contradictorios. Por lo anterior, la composición de la función objetivo general del problema se modeló completamente lineal y los términos que la componen no son contradictorios, de modo que fue posible implementar de manera adecuada la función objetivo en el formato MILP.

Entre los aportes específicos de esta investigación, con respecto a la literatura revisada, se encuentran:

1. La inclusión de modelos sencillos de las tecnologías a implementar en la microrred, pero más completos con respecto a las investigaciones descritas en las secciones de introducción y antecedentes. Específicamente, la inclusión del rendimiento de los módulos fotovoltaicos debido a la temperatura de las celdas y el modelo de envejecimiento del sistema de almacenamiento de energía basado en baterías a través del horizonte de operación de la microrred.

2. La posibilidad de comparar tecno-económicamente diversos tipos de tecnologías de cada nuevo elemento a instalar para dar con la mejor combinación de ellas.

3. La mejora en los parámetros de operación que afectan el envejecimiento del sistema de almacenamiento de energía a través de la inclusión de elementos de almacenamiento con alta densidad de potencia: los súpercondensadores.

4. Modelamiento de la intermitencia de la red principal en el horizonte de predicción de la operación de la microrred.

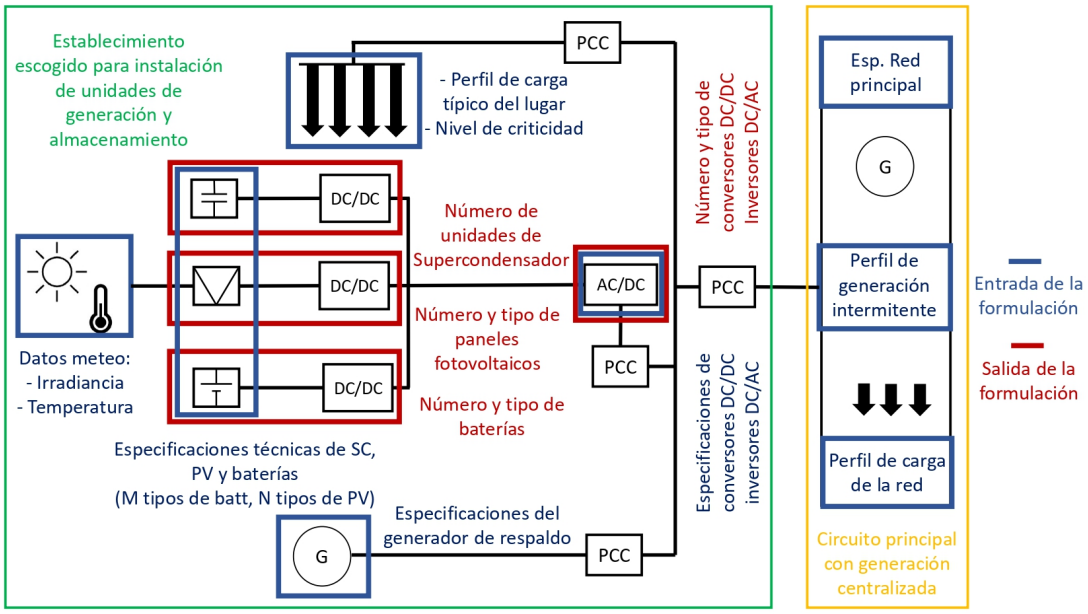

Figura **3-1**: Este diagrama resume la información más importante a tener en cuenta para representar de manera adecuada los elementos de la microrred.

5. Adición de un término a la función objetivo con el que es posible considerar el costo de reemplazo del sistema de almacenamiento con baterías dentro de un horizonte de predicción de la operación de un año.

6. Bajo el análisis de dos diferentes tipos de instalaciones donde se pondría en servicio respectivas microrredes, se consideraron diferentes costos de energía no suministrada para un perfil de carga típico del sitio.

Esta visión general de la metodología empleada se describe en detalle dentro de las siguientes secciones, donde se explora cómo se ejecutó cada uno de los objetivos específicos propuestos en el capítulo anterior de esta investigación y cómo se construyó el modelo de la microrred en Puerto Carreño dentro del formato MILP.

3.1. Identificación y caracterización de las cargas críticas

Se pensó abordar el primer objetivo específico realizando algunos viajes a la región de estudio, tomando mediciones reales y analizando los diferentes comportamientos que allí ocurrían en días típicos para las diferentes instalaciones con servicios institucionales que pueden ser consideradas como las cargas críticas en la región. Dentro de este tipo de cargas se encuentra el edificio de la gobernación del Vichada y el hospital local San Juan de Dios. Sin embargo, no fue posible realizar ninguna visita al sitio de estudio durante el periodo de desarrollo de esta investigación debido a demoras en el inicio de los proyectos de regalías del departamento del Vichada, pues la financiación de los desplazamientos que se contemplaron provenía de un proyecto de este tipo, en el que se enmarca esta tesis de maestría. Las demoras también estuvieron relacionadas con el desarrollo de la pandemia ocasionada por el virus *SARS-CoV-2*, esta imposibilitó el desplazamiento dentro del territorio colombiano durante prácticamente todo el año 2020 y el inicio del año 2021.

A pesar de esto, a través de consultas en línea de reportes e investigaciones previas, fue posible caracterizar los dos tipos de cargas críticas representadas por edificios que ejercen servicios institucionales a la comunidad. Esto se realizó a través de un perfil aproximado del comportamiento de su carga en todo un año de servicio y un costo designado para la energía no suministrada en cada local. Los edificios además cuentan con características específicas que pueden ser consideradas como restricciones a la hora de instalar los generadores distribuidos para su operación en sitio.

3.1.1. Edificio del hospital

La ciudad de Puerto Carreño cuenta con el Hospital Departamental San Juan de Dios, una empresa social del estado que brinda servicios de salud de forma integral a los usuarios del departamento del Vichada. Su consumo energético puede clasificarse como el de un tipo de carga institucional que ofrece un servicio público a la comunidad y por su importancia social puede considerarse como una carga crítica en la ciudad.

Perfil de Carga

El perfil de carga en el edificio del hospital no ha sido estudiado con suficiente detalle como para poder determinar su comportamiento aproximado durante todo un año. Existe una investigación nacional liderada por la Universidad de los Llanos publicada como un informe para la UPME [42], en donde se estudian los consumos energéticos de algunas cargas en varias ciudades el oriente de Colombia. Dentro de este informe hay, para el caso de Puerto Carreño, un perfil de carga de un día no determinado para un centro salud no especificado del corregimiento. Tampoco se especifica el punto de conexión del analizador de potencia empleado para el registro del perfil de carga, ni el día ni las condiciones de la red durante la medición. El perfil mencionado se reelaboró y se presenta en la Figura **3-2**.

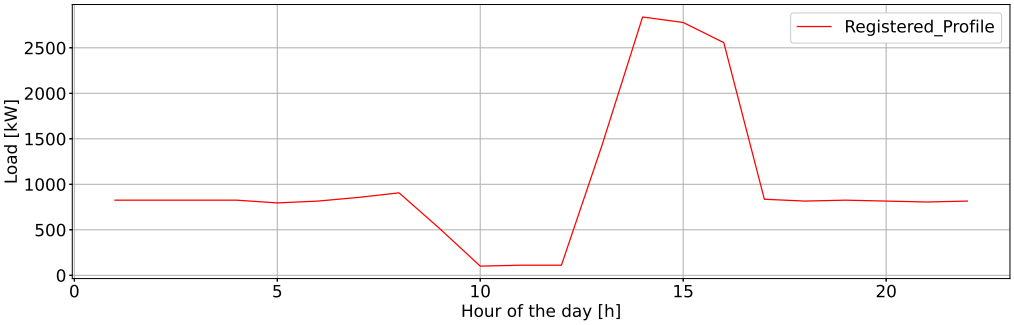

Figura **3-2**: Perfil de carga de un centro de salud en Puerto Carreño. Tomado de [42].

Ya que este perfil de carga carece de información un tanto más clara y detallada para representar el comportamiento del edificio en un día específico, no se utilizó dentro de este trabajo para caracterizar la carga tipo hospital. La caracterización empleada se basó en cuatro tipos de perfiles del hospital Holy Familiy de la India, presentados en el artículo de Kumar et al. [19]. Este hospital tiene múltiples tratamientos y cuenta con 345 camas, aproximadamente 800 pacientes visitan el departamento ambulatorio general del edificio y unos 300 el departamento ambulatorio privado, por día. La carga promedio del hospital es de 890 kW y presenta algunos picos que difieren de posición de acuerdo con el perfil que se observe, los cuales son: carga de un día entre semana en época de verano (SWD), carga de un día del fin de semana en época de verano (SWE), carga de un día entre semana en época de lluvia o invierno (WWD), carga de un día del fin de semana en época de lluvia o invierno (WWE), los acrónimos empleados se refieren al nombre del perfil en inglés. Los perfiles descritos se presentan en la Figura **3-3**.

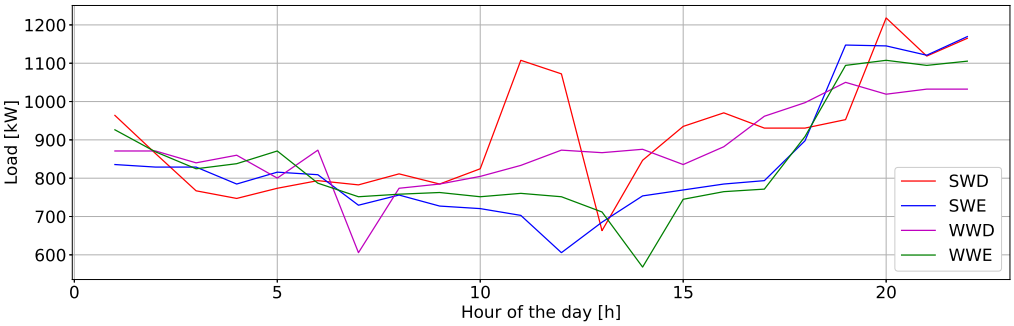

Figura **3-3**: Perfiles de carga del hospital Holy Family de la India. Tomado de [19]

Pese a que las condiciones de invierno y verano en la India y en Colombia son diferentes, se optó por

utilizar los perfiles como un primer acercamiento al comportamiento del hospital de Puerto Carreño, tanto así que también se realizó una lista de días del año y, con base en el trabajo de Bustamante et al. [47], se consideraron los meses con época de lluvia o de invierno en Puerto Carreño, como aquellos que presentaron una temperatura media inferior a 26 $°C$ en la ciudad de Yopal, Casanare, la cual es una ciudad ubicada en un departamento contiguo al Vichada. Con la información de épocas climáticas discriminadas, se asignó un perfil de carga para cada día del año 2019, considerando si este era un día entre semana o del fin de semana, en un mes de invierno o verano.

Consiguientemente y dada la magnitud tan alta de la carga en el hospital, no sería posible suministrar esta completamente a través del uso de autogeneradores cuando la red principal no se encuentre disponible. Por esa razón se buscó limitar el valor de la carga denominada crítica en el hospital, la cual debe ser plenamente suministrada durante la operación del centro de salud. Para ello se estudió el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas vigente en Colombia [48], dentro de su sección **28.3.2 Instalaciones en instituciones de asistencia médica**, define diversos requisitos para los circuitos de áreas médicas críticas, entre las que se encuentran: quirófanos, salas de cirugía o de neonatología, unidades de cuidados intensivos, unidades de cuidados especiales, unidades de cuidados coronarios, salas de partos, laboratorios de cateterismo cardíaco o laboratorios angiográficos, salas de procedimientos intracardiacos, así como en áreas donde se manejen anestésicos inflamables o donde el paciente esté conectado a equipos que puedan introducir corrientes de fuga en su cuerpo. Entre los requisitos listados en el RETIE, uno de gran interés para la investigación es el de suplir estas cargas críticas a través de un sistema aislado a través de un transformador de aislamiento con potencia nominal de hasta 10 kVA.

De acuerdo con la página web del hospital San Juan de Dios [49], este cuenta con una sala para la atención de cuidados intermedios que permite prestar al usuario el cuidado y manejo de pacientes en estado crítico, dos camas de Cuidados Intermedios para adultos y una cama de cuidados Intermedios Pediátrica. Estas además cuentan con tres monitores de signos vitales, bombas de infusión, carro de paro, electrocardiógrafo y un equipo portátil de imagenología. Para los procesos de cirugías cuenta con una sala de recuperación con capacidad para cuatro usuarios, área de atención de recién nacidos, monitor de signos vitales, pulsoxímetro y un espacio para manejo de medicamento. La capacidad descrita del hospital entraría a considerarse como la carga crítica del mismo; si se asume que esta debe ser permanentemente suministrada y que, en el peor de los casos, la carga se encuentre consumiendo energía de manera constante, se considera válido utilizar en esta investigación un valor constante de carga crítica a suplir de 10 kW, como se muestra en la Figura **3-4**.

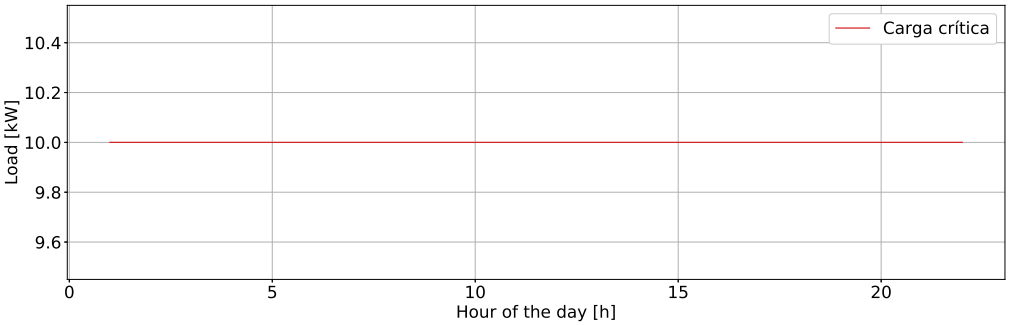

Figura **3-4**: Perfil de carga crítica constante para suplir en el hospital San Juan de Dios de manera permanente.

Costo de la energía no suministrada

El costo de la energía no suministrada para la representación de este tipo de carga en la presente investigación se definió a partir del informe publicado por la UPME en el año 2015 [46], donde se determinan los costos de interrupción no programada de la energía eléctrica para cargas no residenciales dentro del sector *servicios y otros*. Ya que este costo de energía no suministrada difiere de acuerdo con el horario y la región de Colombia donde se presenta la interrupción, se define entonces como un valor constante y marginal, dado por el costo de interrupción no programada de la zona central del país en el horario de 10 am a 2 pm, es decir: $49,210$ COP en el año 2015, lo que vendría a ser, empleando una inflación constante del peso colombiano de $2\,\%$ hasta el 2019, un costo de $53,267$ COP/kWh no suministrado.

Este valor de la energía no suministrada al ser un costo marginal, tiene una utilidad más enfocada al operador de la red y por tanto no cuantifica de manera apropiada las consecuencias de dejar de suministrar parte de la carga del hospital cuando, por ejemplo, se estén atendiendo a pacientes de manera rigurosa utilizando equipos eléctricos. De acuerdo con Mechtenberg, et al. [50], los costos ocultos ocasionados por la pérdida de suministro de energía en centros de salud pueden modelarse a través de funciones de riesgo;, los autores, por ejemplo, definen cuatro categorías para cuantificar el riesgo adicional que sufren los pacientes asociados con procedimientos médicos: sin impacto, bajo impacto, medio impacto y alto impacto.

La primera categoría representa todos los procedimientos médicos que no presentan algún tipo de impacto con una falla en la electricidad; en este caso, el uso del costo marginal sería apropiado. Para las categorías restantes deben definirse diferentes funciones de riesgo que dependerán del tiempo de indisponibilidad de la energía, el valor de la carga y también los tipos de procedimientos médicos que hacen parte de cada categoría. Las combinaciones de funciones de riesgo con los históricos de salidas de servicio de electricidad en el hospital son necesarias y no existentes en la actualidad.

Además del histórico de fallas en el centro médico se requiere también un concepto emitido por un médico del sitio con el que se determine la cantidad probable de vidas perdidas durante la salida de servicio del hospital. Con esta información de entrada sería posible construir una función de riesgo preliminar. Para tener en cuenta este efecto sobre el costo de energía no suministrada se propone representar las consecuencias de estas pérdidas de abastecimiento tomando como referencia el valor medio de la función de riesgo de ejemplo del trabajo [50], esta función corresponde a los procedimientos médicos con impacto medio al paciente, donde luego de un tiempo de falla de cuatro horas (10 am a 2 pm) hay un riesgo adicional de influir negativamente en la salud del paciente de un 20 %. Si se asume que el 100 % del costo del riesgo adicional al paciente por Wh desabastecido es el mismo que el costo marginal por la energía no suministrada en esa franja horaria, entonces el costo constante de energía no suministrada en la microrred con la carga hospitalaria incrementaría un 20 %.

$$CENS_{Hosp} = 1{,}2C_{mENS} \tag{3-1}$$

En donde $CENS_{Hosp}$ es el costo de la energía no suministrada del hospital y C_{mENS} es el costo marginal de la energía no suministrada calculada a partir del informe [46] como se explicó al principio. Cabe notar que en la metodología original es necesario el concepto de un médico familiarizado con la institución y con este, realizar un análisis que cuantifique el incremento del riesgo en el paciente en términos de vidas estadísticamente perdidas; consiguientemente, cuantificar su valor de acuerdo con los ingresos del país en el que se ubique el centro de salud de análisis para finalmente dividir el valor total entre la cantidad de energía que se dejó de suministrar en ese periodo de análisis [50].

Área de instalación de generadores fotovoltaicos

Un aspecto a considerar para la microrred que se requiera evaluar es el espacio disponible para la instalación de generadores distribuidos en el edificio donde se localice la carga crítica. En esta investigación, los generadores a implementar en la microrred son todos del tipo fotovoltaico, por lo que se debe contar con un espacio de gran área que permita el posicionamiento de los módulos cerca, o en el mismo edificio donde se encuentre localizada la carga crítica que se desee abastecer empleando la microrred de pequeña escala.

A partir de una visualización satelital del edificio del Hospital San Juan de Dios es posible determinar un área aproximada de instalación tal como se presenta en la Figura **3-5**. El área disponible es un parámetro importante que debe considerarse en el modelo a través de una restricción, lo cual se explica en detalle en la sección 3.2.4.

3.1.2. Edificio de la gobernación

La ciudad de Puerto Carreño cuenta con un edificio donde se realizan las tareas de gobernación local y de trabajo conjunto en el departamento del Vichada. Su consumo energético también puede clasificarse como el de un tipo de carga institucional que ofrece un servicio público a la comunidad y por su importancia social también se considera como una carga crítica en la ciudad.

Figura **3-5**: Vista satelital del edificio del Hospital San Juan de Dios en Puerto Carreño. El área disponible para instalación de los módulos fotovoltaicos es aproximadamente $3,500\ m^2$.

Perfil de Carga

De manera similar a como se realizó con la carga crítica hospitalaria de la ciudad, el perfil del tipo de carga crítica de gobernación también fue construido con base en cuatro de los perfiles presentes en el trabajo de Kumar et al. [19]. En este caso se tomaron como base los perfiles de la carga de una institución escolar y se extendió su consumo durante el día hasta las primeras horas de la noche, donde la carga aumenta debido al uso de luz artificial en estas últimas horas de trabajo. Sin embargo, el perfil de este tipo de carga se comporta casi como una función tipo paso activa en el horario de trabajo del equipo de la gobernación, en esta investigación se asume un horario de 6:00 a 18:00.

Al igual que en el caso de la carga hospitalaria, para la construcción de este perfil se cuenta con cuatro diversos tipos de dinámica de la potencia en el edificio, tal como se aprecia en la Figura **3-6**. Cada dinámica diaria corresponde nuevamente a los días entre semana y de fin de semana en los periodos de verano e invierno. La lista de días del año 2019 se realizó nuevamente y para cada uno de los días se asignó uno de los cuatro perfiles de carga expuestos en la Fig. **3-6**, de acuerdo con su condición de época de verano o invierno, según corresponda con el análisis realizado en la ciudad de Yopal y el tipo de día de la semana.

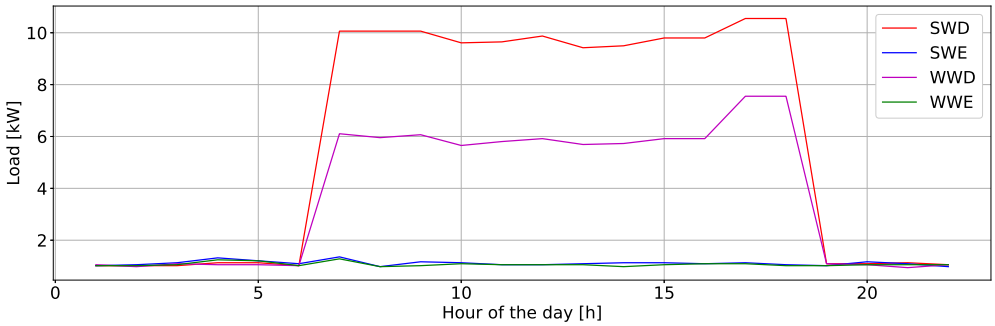

Figura **3-6**: Perfil de carga del edificio de la gobernación de Puerto Carreño, construido con base en la información de la carga escolar presentada en [42].

Costo de energía no suministrada

En este tipo de perfil de carga, el cual es prácticamente constante durante el horario de trabajo del equipo de la gobernación, se consideró válido utilizar el mismo costo marginal mencionado previamente

$(53,267\ COP/kWh)$ para representar el costo de la energía no suministrada para este tipo de carga, durante los horarios de mayor carga, en los que se asume que el personal público se encuentra trabajando. Mientras que en el horario en el que la carga es baja, donde se asume que no hay personal trabajando, se emplea otro valor para la carga no suministrada, en este caso, se asume un décimo del costo marginal original $(5,327\ COP/kWh)$.

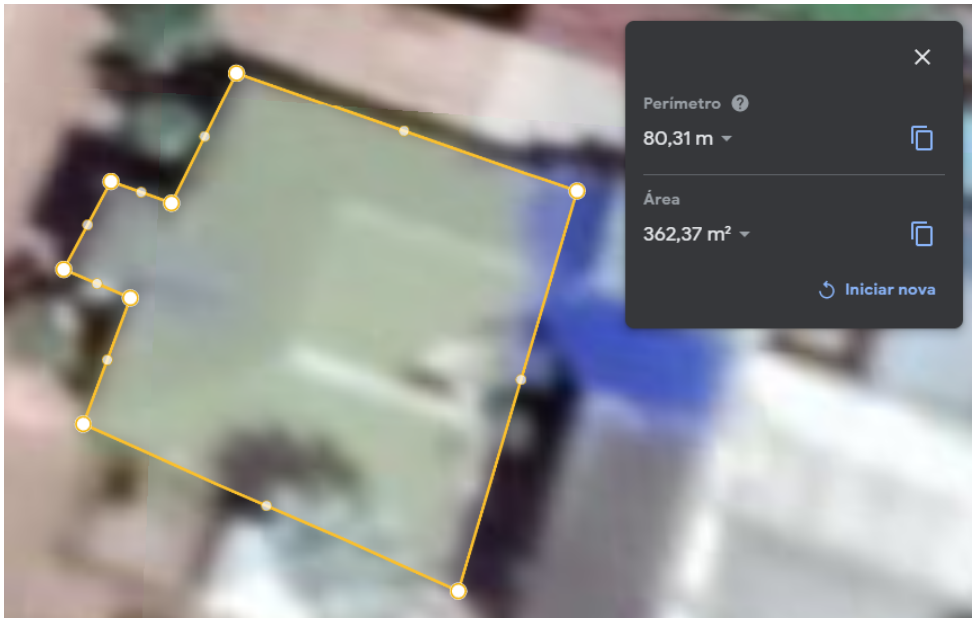

Figura **3-7**: Vista satelital del edificio de la gobernación Puerto Carreño. El área disponible para instalación de los módulos fotovoltaicos es aproximadamente 350 m^2.

Área de instalación de generadores fotovoltaicos

A partir de la imagen satelital correspondiente al edificio fue posible determinar un área aproximada para la instalación de los módulos fotovoltaicos de la microrred que abastecerá esta carga crítica en el edificio de la gobernación. La Figura **3-7** presenta el área estudiada para restringir la instalación correspondiente.

3.1.3. Perfil escalado de Puerto Carreño

Como actividad adicional del primer objetivo específico de la investigación se revisó la documentación disponible en línea emitida por el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectada de Colombia (IPSE), de donde se obtuvieron los diferentes reportes de telemetría de la zona de Puerto Carreño [7], los cuales presentan la información puntual de los tipos de generadores diésel presentes en la red y la utilización durante el mes de las diferentes fuentes de energía eléctrica en Puerto Carreño que el IPSE puede monitorear. Toda esta información es clave para el cálculo de la disponibilidad de la red eléctrica principal que se utiliza más adelante en las restricciones del problema descritas en la sección 3.2.4.

Además, estos informes presentan curvas de carga promedio para cada día de la semana en cada mes de reporte. Replicando y empleando estos perfiles, se construyó el perfil de carga de Puerto Carreño del año 2019, el cual se escaló con un factor de 1/1000 con el fin de poder analizar la forma del perfil con valores en el orden de los kW, es decir, a pequeña escala de potencia, pues las microrredes que se proponen en este trabajo son todas de pequeña escala. Gracias a los perfiles obtenidos por el IPSE fue posible analizar otro tipo de carga que se comporta de la misma forma que el corregimiento en su totalidad. Este tipo de carga *virtual* se consideró también como una carga crítica con esa dinámica de potencia, empleando el mismo valor marginal de costo de energía no suministrada de la carga crítica de gobernación en el horario de trabajo del personal y un área de instalación de módulos disponible estándar de 200 m^2.

La Figura **3-8** presenta el promedio de los días entre semana para cada mes del año 2019, a partir de la información diaria extraída de los informes mensuales del IPSE [7]. De misma manera, la Figura **3-9** presenta el promedio de los días de fin de semana para cada mes del año 2019.

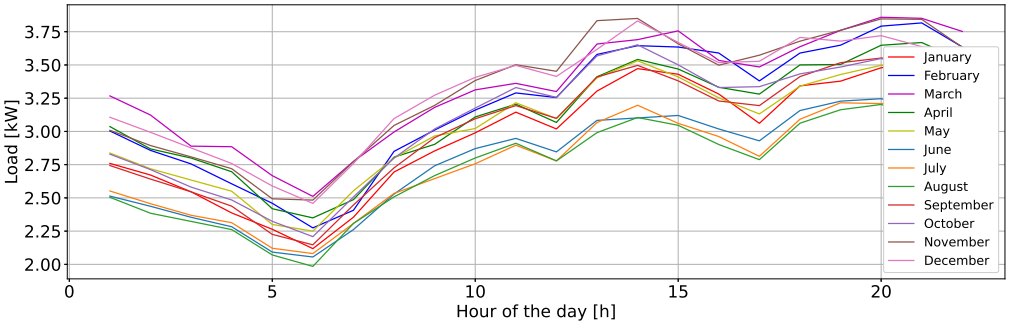

Figura **3-8**: Comportamiento de la carga promedio entre semana en Puerto Carreño, escalada por un factor de 1/1000 con el fin de analizarla como carga en una microrred de pequeña escala.

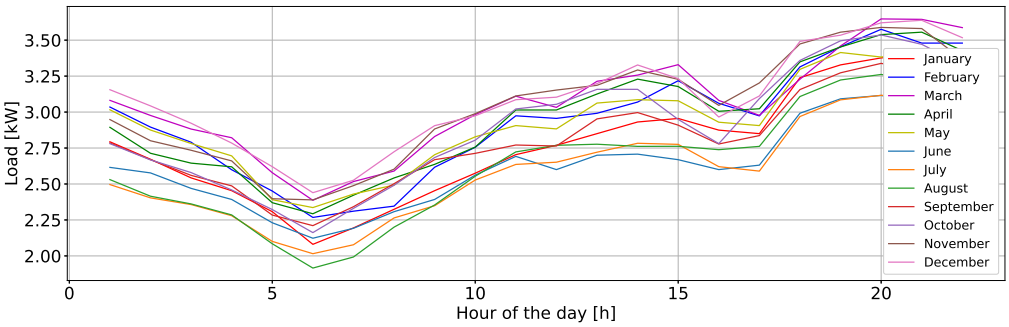

Figura **3-9**: Comportamiento de la carga promedio de fin de semana en Puerto Carreño escalada por un factor de 1/1000 con el fin de analizarla como carga en una microrred de pequeña escala.

3.2. Dimensionamiento óptimo de los recursos energéticos

Como se mencionó al inicio de este capítulo, el método con el cual se desarrolló el segundo objetivo propuesto en la sección 2.4 es la programación lineal con enteros mixtos, MILP. La construcción de un problema de optimización en términos matemáticos, empleando esta técnica de programación, fue discutida en la sección 1.1. Sin embargo, para un mayor entendimiento de cómo se construye un problema con esta técnica, se realizó la Figura **3-10**, encargada de representar el entorno de este tipo de formato de optimización. En esta ilustración se observa un espacio común sobre el cual se ubican y organizan diversos elementos, se le llamará a este espacio el marco del modelo.

En el marco del modelo se contienen los cuatro pilares sobre los que se sostiene la MILP: (1) el conjunto de parámetros, (2) el conjunto de variables, (3) la función objetivo a optimizar y (4) el conjunto de restricciones que acotan el problema. Si cada uno de los elementos de estos componentes se encuentran bien definidos, el modelo MILP puede ser solucionado utilizando solucionadores comerciales ya bien conocidos, por tanto, es clave que cada elemento se construya con base en las reglas básicas que se describen en la ilustración **3-10** y la definición dada en el primer capítulo del documento.

A continuación, se ahondará sobre cada uno de los componentes del modelo de esta investigación, describiendo las características y consideraciones abarcadas para su definición. Antes de continuar la lectura, es importante aclarar que en las siguientes subsecciones se hace referencia a símbolos que, por cuestiones de orden en el documento, se encuentran definidos en las listas de símbolos presentes al inicio. Para agilizar las siguientes lecturas se recomienda observar y tener presente la lista de símbolos realizando una lectura en paralelo.

3.2.1. Parámetros generales

Los parámetros del modelo deben contener toda la información real disponible del proyecto, esto con el fin de obtener una solución más verídica y cercana al contexto en el que este se desarrolla. En esta investigación se han diferenciado parámetros en dos grupos:

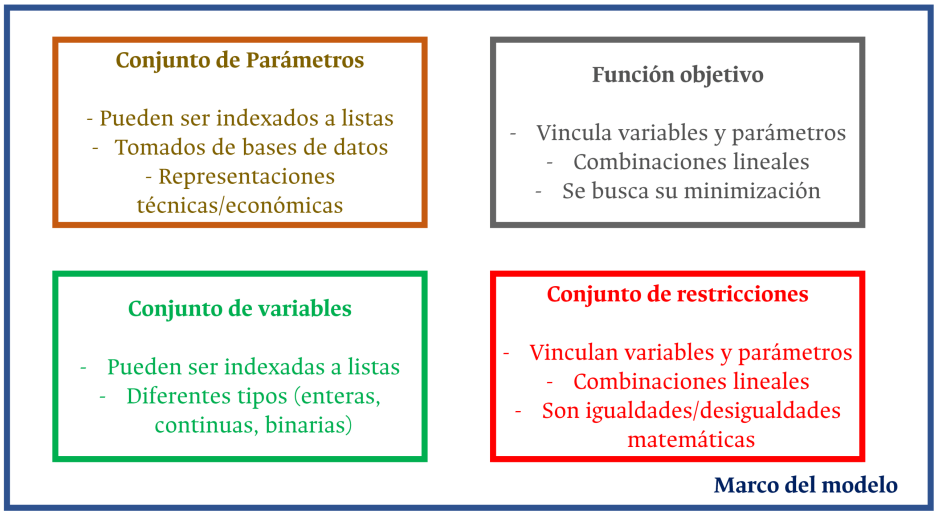

Figura **3-10**: Cuadro resumen con características principales de cada elemento que compone un problema en formato MILP.

1. *parámetros no indexados:* parámetros que toman un sólo valor constante dentro de toda la formulación

2. *parámetros indexados a listas:* parámetros que poseen diferentes valores para cada elemento de las listas a las que están indexados. Con respecto a estos últimos se cuenta con tres listas:

   a) Lista de tipos de tecnología de módulos fotovoltaicos (PV)

   b) Lista de los tipos de tecnología del sistema de almacenamiento de energía (ESS)

   c) Lista con los intervalos de tiempo del horizonte de predicción de la operación.

En esta subsección del trabajo se habla sobre cómo se obtuvieron los diversos parámetros que conforman los dos grupos definidos.

Parámetros no indexados

El conjunto de parámetros no indexados está compuesto principalmente por parámetros propios de la red a la cual se piensa conectar la microrred del diseño. Entre estos parámetros se encuentran los límites físicos de importación de potencia de la red y del generador de respaldo para alimentar la carga del edificio donde será instalado el proyecto. Por tanto, Max_{P_G} y Max_{P_D} deben estar relacionadas con la instalación eléctrica del edificio, su acometida y sus protecciones de sobrecorriente en estado estable, pues el análisis de predicción de la operación del proyecto se realiza con intervalos horarios, para los cuales se asume que el flujo de potencia se realiza en su totalidad en estado estable. Adicionalmente, en el caso de $Max_{P_{PVG}}$, que es la máxima potencia de exportación del generador distribuido fotovoltaico a la red, se analizó una restricción por la regulación colombiana actual (CREG 030 [51]), que impide que la capacidad instalada de un autogenerador que tenga la capacidad de entregar sus excedentes a la red sea superior al 15 % de la potencia del circuito al cual se conecta. Con base en esta regulación se limita la máxima potencia de exportación por hora a la red principal a un 5 % del circuito al que se conecta la carga.

Relacionados a la red también se encuentran algunos costos de importación o exportación de la potencia por hora (o energía) de diferentes fuentes. Los costos constantes de importación de energía en esta investigación son el parámetro C_{bckp} que es un costo marginal de operación de un generador de respaldo, este considera el costo de su inversión, instalación y del combustible que se utiliza para su funcionamiento. De acuerdo con [46], este costo es cercano a $1,875$ COP/kWh, que, empleando la inflación constante del peso colombiano de 2 % desde 2015 hasta el 2019, se convierte en un costo de $2,030$ COP/kWh. Por su parte, C_{ENS} es el parámetro que describe el costo por energía no suministrada a la carga, su determinación se explicó en la sección anterior para cada carga de análisis. Algo interesante de este último parámetro es que, de realizarse el análisis detallado correspondiente al uso de funciones de riesgo a partir del tiempo de desabastecimiento, el costo por energía no suministrada de la carga hospitalaria se convertiría en un parámetro indexado a la lista de intervalo de

tiempo, pues este costo no sería constante y dependería del tiempo que lleva la carga crítica sin ser suplida, evaluando este tiempo de desabastecimiento en cada intervalo de la simulación.

Otro parámetro constante que limita el problema es A_{av}, el área disponible de cada edificio de análisis para la instalación de los generadores PV, su determinación se explicó en la sección anterior. Los últimos parámetros constantes a considerar son los que permiten amortizar las inversiones iniciales y costos de activos durante la duración del proyecto, específicamente, t_{int} y LY: la tasa de interés para la inversión del proyecto (5 %) y el periodo de amortización, que es la misma vida útil del proyecto (25 años). Adicional a la amortización de los costos de cada activo que se vaya a adquirir en la microrred, se busca también amortizar el parámetro Max_{budget}, que es el dinero disponible para inversión en el proyecto; este dinero, que se tiene disponible en el año inicial, debe amortizarse a través de la vida útil de la microrred, dando origen al parámetro $Max_{payments}$, con el cual es posible comparar los costos ya amortizados de los activos que se van a comprar. Finalmente, el parámetro M es un número con un orden de magnitud mucho mayor a cualquiera de los parámetros anteriores y es empleado en algunas restricciones para linealizar interacciones no lineales entre variables. La linealización empleando este tipo de constantes se conoce en la literatura como *big-M method*, en inglés.

Parámetros indexados en listas

Continuando con la descripción del origen de los diversos parámetros del problema se recuerda que en anteriores secciones ya se han explorado un par de estos, los cuales en general se encuentran indexados a la lista de intervalos de predicción de la operación y por tanto, cuando llegue su momento serán nombrados brevemente. Ahora bien, las listas de tecnología PV y ESS surgen por la necesidad de comparar diversas opciones de elementos a instalar en la microrred, aprovechando que la estrategia de optimización permite realizar esta indexación de manera fácil y eficiente. Por tanto, las listas de tecnología se usan para comparar las diferentes características técnicas y económicas de los activos dentro de la función a minimizar. Esto permite ingresar un número determinado de tecnologías candidatas o proveedores de activos candidatos al formato de optimización y así dar con la opción óptima que en teoría es la combinación de activos más eficiente y económica considerando su adquisición y operación simulada.

- **Lista de tecnología de módulos PV**

  Entre los parámetros indexados a esta lista y que describen las características económicas de la tecnología, se incluyen tanto el costo de adquisición de cada módulo de tecnología específica C_{PV}, como el costo de la instalación del módulo $C_{PV_{inst}}$. Este último costo, pese a ser un valor en común entre tecnologías, pues la instalación no presenta mayores diferencias entre estas, se incluye dentro del precio total amortizado de cada activo, que sí depende de cada tecnología y afecta la restricción de inversión.

  Otras características descritas para cada tecnología se relacionan con sus dimensiones físicas, como: A_{PV} el área de instalación que ocupa cada módulo, P_{PV_u} la potencia nominal del módulo a condiciones estándar, el cual es un valor dado a un contexto específico que no siempre ocurre en la realidad, pero que muchas veces se utiliza en los cálculos de operación [18], [19]. Dentro de los parámetros indexados a la lista de intervalos de operación, este valor de potencia ganará una relevancia importante, al igual que el parámetro γ_P, que es el coeficiente de reducción de potencia por incremento de temperatura en la celda del panel solar. Esta última pareja de parámetros permiten comparar el desempeño de las diversas tecnologías en un contexto que considere las características meteorológicas del lugar, las cuales pueden afectar la potencia de salida del módulo de manera importante.

- **Lista de tecnología de ESS**

  Las diversas tecnologías de los sistemas de almacenamiento que se quieren comparar en la metodología de optimización contienen un modelado sencillo de las celdas de baterías que componen el sistema de almacenamiento y un modelado sencillo de un complemento de súpercondensadores que mejoran la vida útil de las baterías empleadas y, por tanto, su rendimiento en la operación bajo una inversión inicial mayor.

  Dentro de los parámetros del modelo básico de los almacenadores de energía en baterías se cuenta con la capacidad energética nominal de la batería E_B, la potencia nominal de carga y descarga de

cada batería P_{B_u}, con el fin de mantenerla en límites seguros dentro del horizonte predictivo. También se incluyen parámetros como la eficiencia de carga y descarga del tipo de batería η, asumida igual para ambas operaciones y la autodescarga típica de cada tecnología llevada a un promedio diario. Los valores de este último par de parámetros fueron tomados de la investigación resumen escrita por Nadeem et al. [27].

Para este tipo de lista se enfocaron esfuerzos para modelar el envejecimiento de cada tecnología y así considerarlo en el horizonte de predicción de la operación. Como este modelo debe ser lo suficientemente sencillo para incluirse en el formato MILP, se optó por modelar el envejecimiento de las celdas de batería usando el modelo de rendimiento de la capacidad Ah (*Ah throughput* en inglés) tomando el parámetro NC_{ESS} que representa los ciclos máximos de carga y descarga declarados por el fabricante y E_B, la capacidad energética nominal de la batería, con estos parámetros es posible encontrar un valor de energía máxima que cada celda de batería podría entregar en teoría. Sin embargo, en este modelo se propone también que la salida de servicio de cualquier tipo de batería se dé al momento en que su capacidad nominal se reduce en un 20 %. Con esta definición se relacionan diferentes variables dando origen a un parámetro denominado degradación porcentual de la batería por unidad de energía, definida por la ecuación (3-2):

$$Deg_{ESS} = \frac{20\,\% E_B}{NC_{ESS} E_B} \tag{3-2}$$

Se hace uso de Deg_{ESS} en el horizonte de predicción de la operación y por cada unidad de energía extraída del banco de baterías, este envejecerá en un porcentaje determinado por el inverso del número de ciclos de carga y descarga definido para el sistema. El costo de adquisición del sistema de almacenamiento está compuesto por el costo de la celda de batería C_B y el costo de una unidad de súpercondensador, cuando el algoritmo decide adquirir esta combinación en el sistema de almacenamiento.

La inclusión del elemento ***súpercondensador* (SC)** en la metodología se realizó a través de una simplificación y suposición para su implementación en el formato MILP. Se tomó como base los resultados de las simulaciones desarrolladas por Gaetani-Liseo et al. [24], en donde, para una inclusión de SC con un 0,1 % de la capacidad energética total instalada en un banco de baterías del tipo OPzV se obtiene el mayor gradiente de incremento en la vida útil del banco con el acople de SC. Este incremento es cercano a 7,7 % en el modelo de rendimiento Ah, empleado también en la presente investigación. El motivo principal por el cual se dejó esta mejora en la vida útil de las baterías como un valor constante es debido a la no-linealidad que se incluye cuando la proporción de SC implementado en la solución es variable y, por tanto, el parámetro NC_{ESS} se convierte en una variable también, pues NC_{ESS} se relaciona directamente con la cantidad de SC implementada en el banco, a través de funciones determinadas, como las propuestas por [24]. Bajo este supuesto, sería necesario contar con una función lineal de mejora del banco de baterías con respecto a la inclusión de SC, y así el algoritmo encontraría el punto óptimo de la misma para implementar en el problema. En cierta medida podrían linealizarse las restricciones afectadas por esta no-linealidad, sin embargo, por efectos prácticos, esta opción se descartó debido a que el tamaño del problema resultante llega a ser tan grande que la solución toma demasiado tiempo en ser encontrada y, como fue el caso durante el desarrollo de esta investigación, llega a exceder los tiempos de cómputo de los servidores públicos empleados para solucionar el problema MILP, como por ejemplo el servidor NEOS.

Revisando la referencia [24] se evidencia también que el modelo empleado de la batería es general para cualquier tipo, pues sólo depende de parámetros determinados a través de ensayos técnicos de carga y descarga; aún más importante es reconocer la estimación del envejecimiento empleada en la investigación, la cual es el modelo sencillo de rendimiento Ah. Aunque en este mismo documento se presenta un modelo más complejo, denominado conteo cascada (rainflow counting), en adelante, cuando se haga referencia al envejecimiento del sistema de almacenamiento se debe correlacionar este con el modelo de rendimiento Ah. El costo de las unidades de SC se tomó como 2000 USD/kWh, siendo consecuentes con los valores presentados por [24] y[25].

- **Lista de horizonte de predicción**

Finalmente, se cuenta con los parámetros indexados a la lista del horizonte de predicción, tras una breve inspección se podrá identificar que tanto parámetros no indexados como los indexados a

listas de tecnología interactuarán en el horizonte de predicción de la operación, pero, ninguno de estos cambiará su valor durante la ejecución del análisis predictivo de la operación. Es importante realizar esa aclaración, pues algunos de los siguientes parámetros hacen uso de los parámetros anteriores para la construcción de una lista indexada a los intervalos del horizonte de predicción. En esta investigación se realiza el ejercicio de dimensionamiento óptimo considerando **un horizonte de predicción de un año, dado en intervalos horarios** ($\delta T = 1\ h$), esto quiere decir, una lista de 8760 valores para cada parámetro que se encuentre indexado. En específico, se modela el año 2019, para el cual se tenía la mayor cantidad de información disponible. Aunque el formato empleado permite alargar el horizonte de predicción e incluso utilizar intervalos de tiempo intrahorarios, esto sacrifica los tiempos de solución del problema, pues el tamaño del problema, y por ende su complejidad, crece con cada intervalo de tiempo del horizonte de planeación, debido a que para cada uno se deben solucionar todas las restricciones que se encuentren contenidas en esa lista.

Dentro de esta lista se vuelve a hablar de los perfiles de carga (L_p), presentados en la sección 3.1, de los cuales ya se comentó cómo se realiza su construcción en el periodo de un año, formando listas de 8760 valores. Otros elementos o dinámicas de la red que se modelan con parámetros indexados a esta lista son $Grid_{av}$, la disponibilidad de la red principal y $Bckp_{av}$, la del generador de respaldo, en caso de que se modele en la microrred. La disponibilidad de la red principal se construyó a partir de los informes telemétricos publicados por la IPSE [7] sobre el comportamiento de la red de Puerto Carreño para el año 2019. Para cada día del año se publicó el tiempo de disponibilidad de la red principal en horas que se tuvo. Con esta información se recreó la disponibilidad de la red para todo el año, asignando aleatoriamente el rango de horas de indisponibilidad declarado por IPSE para cada día del año. Además, con esta información fue posible obtener indicadores de resumen que miden el porcentaje de días en promedio en los que se presenta una interrupción para el usuario al mes (SAIFI) y la duración promedio de estas interrupciones percibidas por un usuario por cada día (SAIDI). Estos indicadores se definieron en esta investigación como se muestra en las ecuaciones (3-3) y (3-4):

$$SAIFI_m = \frac{\sum_d^D d_{un}}{D_{all_m}} \tag{3-3}$$

$$SAIDI_m = \frac{\sum_d^D H_{un_d}}{D_{all_m} * 24h} \tag{3-4}$$

Donde m es el mes de análisis, D el conjunto de días que tiene el mes m, d_{un} es un día con indisponibilidad en la red principal dentro del conjunto D, D_{all_m} es la cantidad total de días en el mes m, y H_{un_d} son la cantidad de horas con indisponibilidad en el día d dentro del conjunto D para el mes m. Con estos indicadores se pudo realizar el análisis de sensibilidad, que se explica en la sección 4. Por otra parte, la disponibilidad del generador de respaldo se modeló asumiendo que el generador debe pasar por una semana de mantenimiento cada seis meses, por lo que en el horizonte de planeación se realiza el mantenimiento en dos meses aleatorios del año, separados seis meses entre sí. En las Figuras **3-11** y **3-12** se presentan ejemplos que ilustran las disponibilidades de la red y del generador de respaldo empleadas en la sección 4.

Los cálculos realizados para obtener los resultados en cada microrred hacen uso de la información de indisponibilidad, tanto de la red principal, como del generador diésel, si la microrred cuenta con uno. Con esta información se crea un perfil de indisponibilidad que asigna bloques de horas de indisponibilidad durante el día, de acuerdo con la información disponible; estos bloques son diferentes para cada microrred, pese a que los indicadores de SAIFI y SAIDI sean iguales. Esta característica debe tenerse en cuenta al momento de solucionar el problema, pues, por ejemplo, dos horas de indisponibilidad al día, que se presentan durante el mediodía pueden ser fácilmente atendidas por un arreglo fotovoltaico, si en ese momento se presentan condiciones ambientales apropiadas y suficientes; sin embargo, esa misma indisponibilidad de dos horas al día, puede ser imposible de atender si ocurre en la noche en un pico de consumo energético, sin condiciones de generación solar, disponibilidad de fuente diésel de respaldo, ni almacenamiento suficiente en las baterías de la microrred. En cualquier caso, el cálculo del perfil de indisponibilidad se realiza de manera aleatoria, a partir de la misma información para las microrredes de análisis. Adicionalmente, este perfil se conserva en el análisis de sensibilidad de los parámetros que se explica detalladamente en la sección 4.

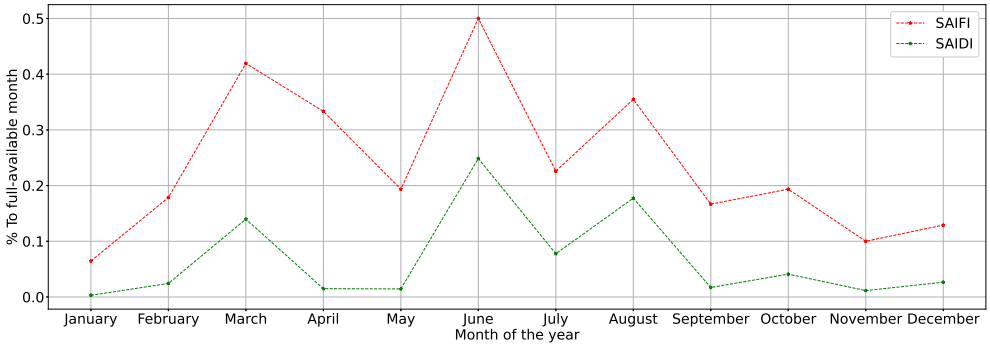

Figura **3-11**: Disponibilidad de la red principal empleada en el problema de optimización, recreada a partir de la información contenida en [7]

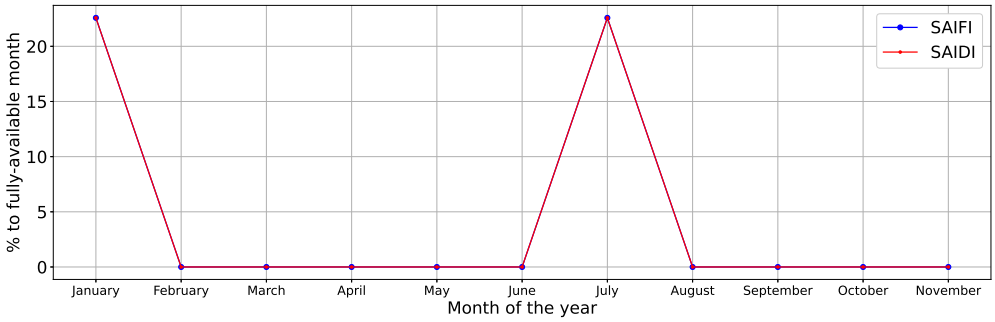

Figura **3-12**: Disponibilidad del generador de respaldo empleada en el problema de optimización. Esta puede cambiar entre meses de manera aleatoria.

Además de modelar la disponibilidad de la red también se indexó a esta lista el costo de importar energía desde la red principal a través del parámetro C_{grid}, que se construyó a partir de la revisión de facturas de la electrificadora del Vichada para los usuarios institucionales. La Figura **3-13** resume el costo mensual del importe de la energía desde la red principal que se tuvo en el año 2019. A partir de estos costes también se definió el precio de exportación de energía generada por los generadores fotovoltaicos a la red. En realidad, tal como se menciona en la regulación de referencia CREG 030 [51], se debe analizar cual fue el flujo de energía neto del usuario; si los excedentes son menores o iguales a su importación, estos serán permutados por su importación de energía eléctrica de la red. Por estos excedentes, el comercializador cobrará al usuario con generación distribuida por cada kWh el costo de comercialización, el cual se asume en este caso como un 30 % del costo de la energía, lo que significa que el precio de venta de energía desde el usuario hacia la red, cuando es permitido técnicamente, es un 70 % del costo que se tiene de importar la energía desde la red, asumiendo que los excedentes de energía son siempre menores o iguales a su importación.

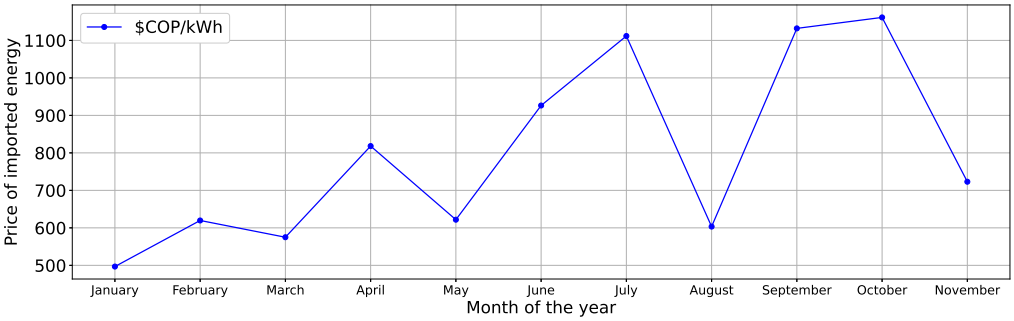

Figura **3-13**: Precio de la energía importada al operador de red en puerto Carreño para el sector no residencial de carácter oficial y nivel de tensión 1.

Finalmente, dentro del horizonte de predicción se propuso modelar de mejor manera el comportamiento de las fuentes fotovoltaicas, esto con base en una técnica recomendada por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los Estados Unidos (NREL) para corregir el coeficiente de desempeño en plantas PV [52]. Para este desarrollo se consideraron las variables ambientales propias de Puerto Carreño extraídas de la base de datos *meteonorm* contenida en el software ***PVsyt V 7.1.*** Los valores extraídos contemplan los parámetros G_{irra}: irradiancia, t_{amb}: temperatura ambiente y v_{wind}: velocidad del viento. En principio, se buscó determinar la temperatura de la celda para los módulos PV (T_m) a partir del modelo termodinámico de King [53], el cual se construye a partir de la ecuación (3-5):

$$T_m = G_{irra} e^{(a+b.v_{wind})} + t_{amb} \tag{3-5}$$

Donde los coeficientes a y b se encuentran de forma empírica, ya que dependen de la instalación física de los módulos PV. La Tabla **3-1** muestra los coeficientes para diferentes formas de instalación:

Tabla **3-1**: Coeficientes del modelo termodinámico de King [53] para diferentes tipos de módulos PV y respectivos montajes.

Tipo de Módulo	**Montaje**	**a**	**b**	**ΔT** (°C)
Vidrio/célula/vidrio	Estante abierto	-3.47	-0.0594	3
Vidrio/célula/vidrio	Montaje en techo cerrado	-2.98	-0.0471	1
Vidrio/célula/lámina de polímero	Estante abierto	-3.56	-0.0750	3
Vidrio/célula/lámina de polímero	Espaldar aislado	-2.81	-0.0455	0
Polímero/película delgada/acero	Estante abierto	-3.58	-0.113	3
Concentrador lineal 22X	Seguidor	-3.23	-0.130	13

En este trabajo se emplearon las constantes correspondientes al módulo tipo vidrio/célula/vidrio con montaje en estante abierto. Consiguientemente se encontró la temperatura de operación del panel T_c con la siguiente ecuación (3-6):

$$T_c = T_m + \frac{G_{irra}}{G_{irra_{STC}}} \Delta T \tag{3-6}$$

Con la temperatura de operación del panel ya calculada, es posible estimar, para cada tipo de tecnología, la reducción en la producción de potencia utilizando la ecuación (3-7), que determina la máxima potencia PV a condiciones reales de operación (P_{mpp}):

$$P_{mpp} = P_{PV_u} \times (1 + \gamma_P (T_c - T_{STC})) \frac{G_{irra}}{G_{irra_{STC}}} \tag{3-7}$$

Esta será la potencia por módulo fotovoltaico que se empleará en el horizonte de predicción de la operación de la microrred. Para las últimas ecuaciones, hay que recordar que las condiciones estándar se dan típicamente como $G_{irra_{STC}} = 1000\ W/m^2$ y $T_{STC} = 25°C$.

3.2.2. Variables

Se podría argumentar que los parámetros descritos previamente son la información de entrada del problema, con la que se representa lo ya existente; ahora bien, los valores desconocidos ligados a los nuevos activos que harán parte de la microrred son contenidos en incógnitas o variables, para las cuales, el método de optimización se encarga de buscar su valor óptimo. Las variables, al igual que en el caso de los parámetros, pueden estar indexadas a listas. Como se verá, en esta investigación se encuentran variables indexadas a listas de tipo de tecnología y también a la lista de horizonte de predicción de la operación. Se destaca que en la metodología MILP es posible definir las variables en dos tipos, las que toman valores enteros y las que toman valores reales. Para las variables enteras es posible además restringir los valores que pueden tomar, dando origen a las variables de tipo binario, con las cuales es posible representar estados lógicos dentro del problema. A continuación, de describen las variables organizadas en estos dos tipos.

Variables enteras

Dentro de este conjunto de variables se encuentran las que son la salida o solución del problema de optimización de la red: el número óptimo de módulos fotovoltaicos (X_{PV}) y el número óptimo de baterías (X_B) que minimizan el costo de inversión y de operación usando una predicción del funcionamiento de la microrred. Evidentemente, estas variables se definen enteras, pues es imposible adquirir la mitad, un tercio o un quinto de un módulo fotovoltaico o batería. Hay también otro par de variables enteras directamente relacionadas con el número de paneles y baterías de las que no se habla en este apartado, pues su definición fue realizada para cumplir el tercer objetivo de la investigación, por lo cual se dedica una sección a estas.

El otro tipo de variables enteras que se mencionaron son las de tipo binario para representar estados lógicos, como por ejemplo, los estados de carga (B_{sc}) y descarga (B_{sd}) de las baterías del sistema de almacenamiento; naturalmente, estas variables son opuestas, por lo que una de ellas es negación lógica de la otra.

Variables reales

Todo el conjunto de las variables reales que componen el problema hace parte de la lista del horizonte de predicción de la operación. Cada variable real compone la dinámica del uso de los diferentes activos presentes en la microrred. Estas variables podrían agruparse en los siguientes conjuntos:

- **Variables relacionadas con la red principal**

  Para modelar la red principal de Puerto Carreño se hace uso de la variable P_G, con la que se cuantifica la cantidad de potencia importada de la red principal para suplir la carga local de la microrred. De misma manera, se cuenta con la variable P_D, en caso de que en el edificio donde se busca instalar la microrred ya se contara con un generador de respaldo que funcione con combustibles fósiles. Esta variable determina la cantidad de potencia importada del generador de respaldo para suplir la carga local de la microrred. Adicionalmente, se incluye la variable P_{ENS}, que es esencial pues en caso de no poder suplir la carga por completo se consigue cuantificar dicha carencia a través de esta variable.

- **Variables relacionadas con las tecnologías de generación PV**

  Para los módulos PV se definieron tres diferentes variables, todas enfocadas a describir cómo se utiliza la potencia generada por estos generadores en la microrred: P_{PVL} es la potencia de los módulos dirigida a la carga local, P_{PVG} es la potencia exportada a la red principal para compensación de la energía consumida y P_{PVB} es la potencia empleada para cargar las baterías del sistema de almacenamiento de la red. Se entiende que la suma de estas tres variables es igual al valor de potencia real generada por los módulos fotovoltaicos, como más adelante se explica.

- **Variables relacionadas con las tecnologías de almacenamiento**

  Las variables restantes descritas en este apartado son las encargadas de modelar de manera lineal la dinámica de uso y envejecimiento de las baterías del sistema de almacenamiento. Como se mencionó en el párrafo anterior, existe una potencia de carga de baterías, la cual, en esta investigación proviene **únicamente** de la generación fotovoltaica, es decir, en este problema no se permite que la red principal cargue al sistema de almacenamiento en baterías. En complemento con esta variable de potencia de carga existe también una variable que representa la descarga de las baterías para suplir la carga local del edificio P_{BL}. Este par de variables se encuentran contenidas en una variable más general que representa la potencia de las baterías: P_B.

  El modelado del envejecimiento de las baterías cuenta con otras diversas variables, como es el caso del estado de carga de las baterías (SoC), el cual se determina analizando la dinámica de la potencia de las baterías; la capacidad de la batería en el intervalo de análisis (B_{cap}), que determina el envejecimiento al cual se ha visto sometido el banco de las baterías debido a las descargas y autodescargas que se llevan a cabo a través de todo el horizonte de predicción y; finalmente, la degradación anual adicional de las baterías (ϵ_B). Esta última variable es una propuesta nueva de la investigación, la cual se utiliza para determinar posibles recambios que

deban hacerse en la operación futura de la microrred. Esto es crucial pues en este problema sólo se simula la operación de la microrred durante un año, si se asume que los 25 años de vida útil del proyecto presentan una operación similar, el envejecimiento que tenga el banco de baterías en el año de predicción debe ser inferior a un valor tope anual y en caso contrario, si el envejecimiento es mayor, se podrá cuantificar a través de esta variable la ausencia de baterías futuras en términos energéticos.

3.2.3. Función Objetivo

Luego de la descripción realizada acerca de la información de entrada y salida del problema se prosigue con la descripción del cómo se realiza la interacción entre la información conocida y desconocida del problema. La técnica de optimización busca implementar la minimización de una función de costes que represente de forma fiel el costo de inversión y operación de la microrred. De esta manera, la información dada en los parámetros moldeará los valores de solución para las variables del problema. La función objetivo propuesta para minimización en esta investigación es la que se presenta en la ecuación (3-8):

$$\begin{aligned} min \sum_{i=1}^{N} (C_{PV_i} + C_{PVinst_i}) X_{PV_i} + \sum_{j=1}^{M} C_{B_j} X_{B_j} + \sum_{j=1}^{M} \frac{C_{B_j}}{E_{B_j}} \epsilon_{Bj} \\ + \left(\sum_{t=1}^{T} C_{grid}(t) P_G(t) + C_{bckp}(t) P_D(t) + C_{ENS}(t) P_{ENS}(t) - C_{PVG} P_{PVG}(t) \right) \delta T \end{aligned} \tag{3-8}$$

Si se ha venido siguiendo con detenimiento la lectura de las subsecciones pasadas en conjunto con la tabla de símbolos, la interpretación de la función objetivo se realizará de manera orgánica. Para estudiarla y entenderla por completo, se analizará término a término:

1. $\sum_{i=1}^{N} (C_{PV_i} + C_{PVinst_i}) X_{PV_i}$: representa el costo total de adquisición del número de módulos fotovoltaicos a instalar en la microrred. Nótese acá que los valores $(C_{PV_i} + C_{PVinst_i})$ deben encontrarse amortizados a un año a través del ciclo de vida del proyecto, pues sus precios se analizan con los precios de operación a un año de manera simultánea. Además, la función suma la cantidad de módulos por tipo de tecnología, pues podría ser que la solución óptima sea una mezcla de *strings* de módulos de diferentes tecnologías.

2. $\sum_{j=1}^{M} C_{B_j} X_{B_j}$: representa de manera equivalente, el costo total de inversión del sistema de almacenamiento a partir de la suma de las cantidades definidas para cada tipo de tecnología de baterías o baterías+SC que puedan llegar a conformar la solución óptima.

3. $\sum_{j=1}^{M} \frac{C_{B_j}}{E_{B_j}} \epsilon_{Bj}$: este es un término propuesto por la investigación para contar con los costos adicionales por reposición de las unidades de baterías en la función objetivo. Ha de aclararse que en este término, pese que en la sumatoria se indexa a la lista de los diversos tipos de tecnología de almacenamiento (batería, batería+sc) el precio por reposición en términos de degradación (energía) anual adicional del banco, es directamente el del tipo de batería, pues se asume que no existe la necesidad de reponer los elementos súpercondensadores en los 25 años de vida del proyecto, ya que su desgaste es insignificante y el número de ciclos de carga y descarga es prácticamente ilimitado en el horizonte de vida útil del proyecto [24], [25].

4. $\left(\sum_{t=1}^{T} C_{grid}(t) P_G(t) + C_{bckp}(t) P_D(t) + C_{ENS}(t) P_{ENS}(t) - C_{PVG} P_{PVG}(t) \right) \delta T$: este último término de la función es el que describe el costo de la predicción de la operación en un año de servicio bajo los parámetros establecidos, por tanto, la sumatoria de esta dinámica de compra y venta de potencia/energía de la microrred se indexa a la lista del horizonte de predicción. Sólo al ver este término se sugiere que el algoritmo buscará aumentar la cantidad de energía exportada a la red principal, pues el símbolo del parámetro que acompaña la energía de exportación es negativo y al mismo tiempo, reducir la importación de energía desde la fuente con el mayor parámetro de costo, que, en este caso sería la energía no suministrada; de esta manera se mejora la calidad de la energía dentro de la microrred al minimizar la función.

Luego de esta descripción de la función objetivo, es posible inferir que la minimización de esta función no sólo dará con la solución más económica, sino también la que en teoría hace que se presente la menor cantidad de energía no suministrada a la carga, de acuerdo con su criticidad, dada por el costo de energía no suministrada. Si este costo es alto en comparación con el de importación de energía de las demás fuentes, el algoritmo procurará suplir la carga siempre que sea *técnicamente posible*, concepto que se describirá

en la siguiente subsección. Ahora bien, si el costo de la energía no suministrada para la carga es más bajo que la instalación y operación de las otras fuentes de la microrred, el algoritmo prefiere deslastrar la carga sin ningún tipo de penalización. Bajo este análisis, es imperativo seleccionar de manera correcta los costos de energía no suministrada, pues son con los que es posible redireccionar la minimización de dos objetivos contradictorios: por un lado, economizar la solución y por otra parte, mejorar la calidad de energía suplida a la carga, ampliando los tiempos de suplemento energético. Es posible resumir la función objetivo presentada como una representación de los costos de inversión y reposición de los activos, así como los de predicción de la operación. Además, para el último término de la función, **si el costo de la energía no suministrada es seleccionado de manera apropiada, dentro de la economización de la red también se mejorará la calidad de energía de la carga.**

3.2.4. Restricciones generales

Las restricciones de un problema de optimización acotan el alcance del problema considerando limitantes asociadas al contexto real que se quiera representar. En el formato MILP, las restricciones se escriben como desigualdades matemáticas lineales, por lo que en algunos casos, se necesitan múltiples restricciones para intentar representar dinámicas específicas de los activos que conforman la microrred. En otras ocasiones, el formato es tan sencillo que es imposible representar de manera completamente fiel cada elemento o dinámica real del problema.

Las restricciones que se describen a continuación modelan diferentes límites de la microrred y se organizan de acuerdo al elemento que participa en la misma.

Restricciones de red

En este conjunto de cuatro restricciones se encuentran el balance de potencia para suplir energía a la carga de la microrred (3-9), los límites de inyección de las fuentes red principal (3-10) y generador diésel de respaldo (3-11) y el límite de inyección de potencia por parte del generador distribuido de tipo fotovoltaico, para venta de energía a la electrificadora local (3-12).

$$P_G(t) + \sum_{i=1}^{n} P_{PVL_i}(t) + \sum_{j=1}^{m} P_{BL_j}(t) + P_D(t) + P_{ENS}(t) = P_L(t) \tag{3-9}$$

$$P_G(t) \leq Max_{P_G} \tag{3-10}$$

$$P_D(t) \leq Max_{P_D} \tag{3-11}$$

$$P_{PVG_i}(t) \leq Max_{P_{PVG}} \tag{3-12}$$

Restricciones del sistema PV

Gran parte del sistema fotovoltaico se modeló a partir de los parámetros de generación y tipo de tecnología de cada módulo, como ya se explicó. Dentro de la dinámica del sistema PV también se incluye la restricción (3-12) junto con dos restricciones más: el balance de potencia fotovoltaica (3-13), es decir, el cómo se distribuye la energía generada por los módulos bajo las condiciones meteorológicas de predicción y la restricción (3-14), que limita el tamaño del arreglo fotovoltaico de acuerdo con el área disponible de instalación en el sitio de análisis.

$$P_{PVL_i}(t) + P_{PVG_i}(t) + \sum_{j=1}^{m} P_{PVB_ij}(t) = X_{PV_i} P_{PVin_i} \tag{3-13}$$

$$\sum_{i=1}^{n} X_{PV_i} A_{PV_i} \leq A_{av} \tag{3-14}$$

Restricciones del sistema de almacenamiento

Un conjunto de catorce restricciones modelan el sistema de almacenamiento; esta mayoría en este conjunto se debe a que se enfocaron esfuerzos adicionales para modelar el envejecimiento de las baterías que conforman el sistema de almacenamiento de la microrred.

En la dinámica del sistema de almacenamiento se cuenta con las restricciones (3-15) y (3-16) que limitan los máximos valores de operación del banco de baterías según la sugerencia del fabricante; las restricciones (3-17) y (3-18) describen de forma binaria cuando el banco de baterías se encuentra bajo carga, mientras que el par (3-19) y (3-20) describe la carga del banco. Las variables binarias de carga y descarga se ven finalmente relacionadas en la ecuación (3-21), la cual permite que sólo uno de los dos estados suceda en cada intervalo de tiempo.

$$\sum_{i=1}^{n} P_{PVB_{ij}}(t) \leq \frac{Bcap_j(t)}{\delta T} \tag{3-15}$$

$$P_{BL_j}(t) \leq \frac{Bcap_j(t)}{\delta T} \tag{3-16}$$

$$\sum_{i=1}^{n} P_{PVB_{ij}}(t) \leq MBsc_j(t) \tag{3-17}$$

$$\sum_{i=1}^{n} P_{PVB_{ij}}(t) \geq -M(1 - Bsc_j(t)) + 1 \tag{3-18}$$

$$P_{BL_j}(t) \leq M(Bsd_j(t)) \tag{3-19}$$

$$P_{BL_j}(t) \geq -M(1 - Bsd_j(t)) + 1 \tag{3-20}$$

$$Bsc_j(t) + Bd_j(t) \leq 1 \tag{3-21}$$

Podría resumirse la última lista de restricciones como las de lógica de estado de la batería. Ahora, para describir la dinámica de operación y envejecimiento se tienen las siguientes:

$$SoC_j(0) = X_{B_j} E_{B_{infj}} \tag{3-22}$$

$$Bcap_j(0) = X_{B_j} E_{B_{supj}} \tag{3-23}$$

$$X_{B_j} E_{B_{infj}} \leq SoC_j(t) \tag{3-24}$$

$$SoC_j(t) \leq Bcap_j(t) \tag{3-25}$$

$$SoC_j(t) = SoC_j(t-1)(1 - SD_{B_j}) + \sum_{i=1}^{n} P_{PVB_{ij}}(t)\delta T\eta_j - P_{BL_j}(t)\delta T/\eta_j \tag{3-26}$$

$$Bcap_j(t) = Bcap_j(t-1) - Deg_{ESS_j} P_{BL}(t) \tag{3-27}$$

$$Bcap_j(t_0) - Bcap_j(t_f) = 0{,}2Bcap_j(t_0)/LY + \epsilon_B \tag{3-28}$$

Donde (3-22) es el estado de carga inicial del banco de baterías, mientras que (3-23) es la capacidad energética máxima inicial del banco en el modelo de envejecimiento por rendimiento de capacidad, las restricciones (3-24) y (3-25) limitan el estado de carga del banco dentro de un rango dado por la capacidad energética mínima y máxima del banco. La restricción (3-26) modela la dinámica del estado de carga del banco de baterías, considerando la autodescarga y eficiencia de cada tipo de batería, mientras que la restricción (3-27) modela el envejecimiento del banco empleando un porcentaje de degradación constante calculado a partir del número de ciclos, como se expuso en la subsección de parámetros; finalmente, si la degradación anual (asumiendo un año de predicción de la operación) del banco fue mayor a una degradación esperada de funcionamiento anual del banco, entonces la restricción (3-28) calcula cúanta energía anual adicional se requeriría para mantener una operación económica y homogénea a la del año de análisis dentro de los veinticinco años de vida del proyecto, esta energía adicional se cuantifica como un costo económico a invertir para reemplazo de las baterías por unidad de energía adicional requerida.

A excepción de una restricción que limite el número de baterías dentro de la microrred, la cual puede ser fácilmente incluida en el conjunto de restricciones, el número de restricciones que se acaban de presentar es suficiente para solucionar el problema optimizando de manera correcta y obteniendo como resultado el número de módulos y almacenadores óptimo que minimiza el costo de inversión, el costo de operación y la energía no suministrada de la microrred en sus modos interconectado y en isla. Esto último es posible cuando se cuenta con el parámetro $Grid_{av}$, indexado a la lista del horizonte de predicción que obliga a la microrred a aislarse de la red principal.

3.3. Topología de cada microrred

Para completar la formulación del problema se tuvo en cuenta el tercer objetivo específico propuesto en la investigación. Con este se busca definir una topología para los activos que se dimensionan óptimamente usando la metodología MILP. Puntualmente, en esta sección se describe cómo se restringe aún más el número máximo de unidades de generación o almacenamiento y sus posibles combinaciones a través de consideraciones técnicas en el montaje de la red.

3.3.1. Parámetros específicos

Como adición a la lista de parámetros no indexados se incluye acá la tensión máxima por *string* de módulos fotovoltaicos $Max_{Vpv_{string}}$, que surge al considerar las tensiones máximas de seguridad para conexiones en serie de los módulos fotovoltaicos, así como las tensiones de entrada típicas disponibles para los elementos de electrónica de potencia en donde se conecta el arreglo de módulos. El otro parámetro específico a considerar es el de la tensión máxima del banco de baterías Max_{V_B}; este valor debe asignarse considerando la lista de posibles tensiones de conversores DC/DC o conversores cargadores que se vayan a emplear en la microrred, usualmente, estas tensiones son múltiplos de 12 V.

Este par de parámetros se usan para limitar las combinaciones de activos que técnicamente son inviables al intentar implementarse dentro de la red, por ejemplo, un arreglo fotovoltaico no puede ser compuesto por *strings* de diferente valor de tensión, y de igual manera, un banco de baterías debe conformarse por *strings* más pequeños cuya tensión se encuentre en los límites admisibles por la electrónica de potencia y además, deben ser de un valor homogéneo.

Consecuentemente, para modelar la restricción técnica descrita se necesita contar con el par de parámetros indexados a tecnología fotovoltaica y de almacenamiento siguientes: V_{oc_u} y V_B, que representan la tensión en circuito abierto del tipo de módulo indexado a la lista de módulos a evaluar y la tensión nominal de la batería indexada a la lista de tipos de sistemas de almacenamiento. Se emplea la tensión de circuito abierto pues es un poco mayor en comparación a la tensión de máxima potencia. Por seguridad del aislamiento de los equipos, el valor de tensión de circuito abierto del arreglo que integra diversos módulos en serie debe ser inferior al límite máximo $Max_{Vpv_{string}}$.

3.3.2. Variables específicas

Para modelar la cantidad de *strings* pertenecientes al arreglo fotovoltaico y al banco de baterías se incluyen dos variables adicionales de tipo entero, X_{PVs} que es el número de *strings* de la microrred y X_{Bb} que es el número de *strings* del banco de baterías. La cantidad resultante de *strings* de cada tipo de tecnología debe conectarse en paralelo entre sí. Este par de variables deben encontrarse relacionadas con el número de módulos y baterías óptimo del problema.

3.3.3. Restricciones específicas

Son tres las restricciones adicionales que consideran la topología de la red. Como se ha venido elaborando, se cuenta con la restricción (3-29) que relaciona la variable de número de *strings* X_{PVs}, los parámetros de tensión máxima de *string* $Max_{Vpv_{string}}$, la tensión en circuito abierto por panel V_{oc_u} y la variable de número de paneles fotovoltaicos de este tipo específico X_{PV}. El cociente entre los dos parámetros debe ser redondeado al entero más cercano para cumplir con la restricción. De manera análoga también se tiene la restricción (3-30), que relaciona el número de *strings* por banco de baterías X_{Bb}, con la tensión máxima del banco admisible por la electrónica de potencia Max_{V_B}, la tensión nominal de la batería V_B y por supuesto, el número óptimo de baterías X_B. Ya que las restricciones son de igualdad, *la razón entre tensión máxima y tensión individual en ambas restricciones debe ser entera*, pues de lo contrario nunca se cumplirá la restricción al tratar de igualar variables enteras con reales.

$$X_{PV} = X_{PVs} \times \text{round}(Max_{V_{PVstring}}/V_{oc_{STC}}) \tag{3-29}$$

$$X_B = X_{Bb} \times (Max_{V_B}/V_B) \tag{3-30}$$

$$\sum_{i=1}^{n}(C_{PVy_i} + C_{PVinsty_i})X_{PV_i} + \sum_{i=1}^{m} C_{By_i}X_{By_i} \leq Max_{payments} \tag{3-31}$$

Para finalizar, se incluye la restricción (3-31), crucial para el desarrollo del proyecto llevado a un contexto real, pues el número de activos disponible además debe poder ser enmarcado o limitado por el valor máximo de inversión que se tenga disponible. Por supuesto, este podría variar de acuerdo a la importancia que se le dé, pero de entrada puede llegar a ser una limitante fuerte para el desempeño de la microrred a través del tiempo y, por tanto, debe evaluarse considerando la mejora en la calidad de la energía resultante ante una posibilidad mayor de inversión.

En esta sección se describió cómo se construyó el problema de dimensionamiento óptimo de la microrred siguiendo los lineamientos establecidos por los objetivos específicos de la investigación. La puesta en marcha de la metodología descrita empleando valores típicos para cada uno de los parámetros presentados se relata en la próxima sección del documento.

Capítulo 4

Resultados de diseño

Las cargas de estudio que se emplearon en el ejercicio de planeación de microrredes se expusieron en la sección 3.1. el siguiente es un resumen de las principales características de caso de estudio:

1. ***Microrred con carga local hospitalaria:*** la carga a suplir presenta un valor constante de 10 kW (Fig. **3-4**) durante todo el horizonte de planeación. Esta microrred presenta un generador de respaldo que funciona con combustible diésel, la mayor cantidad de área para instalación de paneles solares y un valor constante de energía no suministrada que incluye los costos ocultos ocasionados por el riesgo de pérdida de vidas humanas.

2. ***Microrred con carga institucional pública (gobernación del Vichada):*** la carga a suplir presenta un perfil de carga similar a la de un paso unitario desde 6:00 hasta 18:00 (Fig. **3-6**), con un pico de 16:00 a 18:00 de hasta 10.5 kW. No hay presencia de generador diésel y el área disponible en este caso es de una décima parte con referencia a la disponible en la microrred con carga hospitalaria. El costo de energía no suministrada presenta dos valores, un costo marginal para el horario de trabajo en oficina (6:00 a 18:00) y la décima parte del costo marginal en horarios diferentes, cuando no hay personas dentro del edificio.

3. ***Microrred con carga de Puerto Carreño escalada:*** como ejercicio adicional que no se encontraba propuesto en el alcance original de la investigación, se empleó la información disponible en línea que describe el comportamiento de la carga conjunta en la ciudad de Puerto Carreño y se escaló para trabajar con un orden de magnitud de kW, emulando un consumo domiciliario; como se ve en las Figuras **3-8** y **3-9**, los perfiles empleados no superan los 4 kW. En esta caso tampoco se incluye el generador diésel y el área disponible es un poco menor a la de la microrred con carga de la gobernación. El costo de energía no suministrada es el mismo costo marginal empleado en el horario laboral de la microrred con carga de la gobernación.

Para cada caso de estudio se describen los resultados obtenidos como solución al problema MILP, cuya construcción se explicó en las secciones 3.2 y 3.3, utilizando el motor de optimización *CPLEX*. Se variaron parámetros definidos para las tres microrredes de estudio, en las que también se comparan diferentes tipos de tecnología de generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías. Ya que estas tecnologías se definen a través de parámetros característicos, se presenta en las Tablas **4-1** y **4-2** los parámetros empleados para comparación de las tecnologías de generación PV y de almacenamiento en baterías con y sin uso de súpercondensadores, respectivamente. Para los tres tipos de microrred se usaron los mismos parámetros indexados a la lista de generación PV y sistema de almacenamiento.

Tabla **4-1**: Parámetros indexados a la lista de tipo de tecnología de generación fotovoltaica. Valores extraídos de hojas de datos de módulos fotovoltaicos típicos presentes en el mercado colombiano.

Parámetro	**Policristalino 1**	**Monocristalino 1**	**Monocristalino 2**	**Unidad**
C_{PV}	504,000	519,000	554,000	COP
$C_{PV_{inst}}$	877,803	877,803	877,803	COP
A_{PV}	1.68	1.94	2.028	m^2
P_{PV_u} $(_{STC})$	345	375	390	W
P_{PV_u} $(_{NMOT})$	254	280.7	286	W
γ_P	-0.35	-0.39	-0.37	$\%/°C$
Voc_{STC}	41.2	48.6	48.7	V

Tabla **4-2**: Parámetros indexados a la lista de tipo de tecnología de almacenamiento de energía. Valores extraídos de hojas de datos de baterías presentes en el mercado colombiano y súpercapacitores en la literatura revisada y descrita en la sección de metodología.

Parámetro	Li-ion	VRLA	Li-ion + SC	VRLA + SC	Unidad
C_B	1827.84	844.47	1827.84	844.47	USD
E_B	3552	2496	3552	2496	Wh
$E_{B_{min}}$	352	499.2	352	499.2	Wh
$E_{B_{max}}$	3552	2496	3552	2496	Wh
P_{B_u}	1776	24.96	1776	24.96	W
η	0.95	0.9	0.95	0.9	
V_B	48	12	48	12	V
NC_{ESS}	3000	1000	3231	1077	
Deg_{ESS}	6.67E-05	0.0002	6.19E-05	0.0001857	
C_{SC} (0.1 % store)	0	0	7.104	4.992	USD
SD_B	0.01075	0.0125	0.01075	0.0125	%/hora

Además de esta comparación de tecnologías, que persiste en las tres microrredes, se mantuvieron unos parámetros fijos en la solución del problema para cada microrred. Con respecto a los parámetros no indexados a listas se mantuvieron los valores de la Tabla **4-3**, mientras que para los parámetros indexados a la lista del horizonte de predicción, se mantuvieron los perfiles descritos en la Tabla **4-4**.

Tabla **4-3**: Parámetros no indexados a listas, empleados de manera constante en los problemas de las tres microrredes.

Parámetro	Valor constante	Unidad
Max_{P_G}	1500	kW
$Max_{P_{PVG}}$	75	kW
t_{int}	5	%
LY	25	años
Max_{budget}	100'000,000.00	COP
$Max_{V_{PVstring}}$	1000	V_{dc}
Max_{V_B}	48	V_{dc}

Tabla **4-4**: Parámetros indexados a la lista del horizonte de predicción, empleados como perfiles constantes en los análisis predictivos de operación de las 3 microrredes.

Parámetro	Valor constante	Unidad
G_{irra}	Perfil tomado de la base de datos metenorm desde *PVsyst V 7.1*	$\frac{W}{m^2}$
t_{amb}	Perfil tomado de la base de datos metenorm desde *PVsyst V 7.1*	$^{\circ}C$
v_{wind}	Perfil tomado de la base de datos metenorm desde *PVsyst V 7.1*	$\frac{m}{s}$
P_{mpp}	Máxima potencia PV calculada como en la sección 3.2.1	W
$Grid_{av}$	Disponibilidad de la red de acuerdo con la Fig. **3-11**	1
$Bckp_{av}$	Disponibilidad del generador diésel de acuerdo con la Fig. **3-12**	1
C_{grid}	Costo de importación de energía de la red de acuerdo con la Fig. **3-13**	COP
C_{PVG}	Precio de energía PV a la red de acuerdo con la Fig. **3-13** y sección 3.2.1	COP

Es importante destacar que muchos de los precios de activos, inversión y energía son dados en pesos colombianos debido al contexto en el cual se realiza la investigación, pues la información se encuentra directamente con valores de moneda local, mientras que, por ejemplo, los activos de almacenamiento reportan sus costes en dólares. Para unificar las unidades se convierten todos los costes a dólares usando una tasa de cambio de $\mathbf{usd_cop = 3800 \frac{\$COP}{\$USD}}$. Por otra parte, para poder comparar los precios de inversión con los de operación prevista en un año se amortizan los costes de inversión a través de los años de vida del proyecto (LY) con la tasa de interés descrita (t_{int}), de esta manera la función objetivo del problema puede comparar operación e inversión con apenas un año de análisis de manera apropiada.

4.1. Diseño de microrred con carga local hospitalaria

El modelado del problema de optimización en la microrred con carga hospitalaria finaliza con un conjunto de parámetros específicos del sitio donde tendrá lugar el proyecto, estos parámetros se resumen en las Tablas **4-5** y **4-6**. Con toda la información proporcionada al modelo se procede a correr el problema de optimización y encontrar el valor óptimo de dimensionamiento para los activos en las condiciones representadas.

Tabla **4-5**: Parámetro característico del perfil de carga que la microrred del proyecto debe abastecer.

Parámetro	**Valor constante**	**Unidad**
P_L	Perfil de la carga hospitalaria de acuerdo con la Figura **3-4**	W

Tabla **4-6**: Parámetros característicos no indexados a listas para la microrred con carga local hospitalaria.

Parámetro	**Valor**	**Unidad**
Max_{P_D}	20	kW
A_{av}	3500	m^2
C_{bckp}	0,53 usando **usd_cop***	USD/kWh
C_{ENS}	$CENS_{Hosp} = 16{,}8$ como en 3-1 y usando **usd_cop**	USD/kWh

* De acuerdo con el valor de $1,875\ COP/Wh$ descrito en [46] y una inflación de 2 % desde 2015 hasta 2019 (ver sección 3.2.1 - *parámetros no indexados*).

La Tabla **4-7** muestra el dimensionamiento que se encuentra como solución al problema de optimización.

Tabla **4-7**: Solución al problema de optimización con los parámetros iniciales.

Valor de la función objetivo obtenido				19011984
Generación fotovoltaica				
	Policristalino 1	Monocristalino 1	Monocristalino 2	
Cantidad de activos	0	0	63	
Sistema de almacenamiento				
	Li-ion	VRLA	Li-ion + SC	VRLA + SC
Cantidad de activos	0	0	1	0
Reemplazo	0	0	2	0

Para este caso base es evidente que el proyecto debe inclinarse a adquirir un arreglo fotovoltaico que le permita reducir los costos de operación. Este arreglo será compuesto por los paneles monocristalinos tipo 2, los cuales, pese a ser más costosos presentan una potencia de salida mayor. Con la cantidad de paneles encontrados como solución es posible hacer el cálculo de área empleada del proyecto (A_{used}) e inversión inicial (Inv) dados con la solución, verificando que se encuentren cumpliendo la restricción de 3500 m^2 para instalación y $ COP 100'000,000 o $ USD 26,316 para inversión inicial en activos:

$$A_{used} = 63 \times 2{,}028m^2 = 127{,}8 \leq 3,500m^2 \tag{4-1}$$

$$Inv = 63 \times 377\ USD + 1 \times 1834{,}94\ USD = 25,586 \leq 26,316 \tag{4-2}$$

De esta manera se infiere que para este proyecto de microrred el área no presenta mayor problema, mientras que el dinero disponible para inversión inicial sí logra limitar la cantidad de generadores y almacenadores a instalar. Es notable también que la solución presenta un costo de inversión inferior al límite establecido por la restricción; la razón por la cual esto ocurre es debido a que no es posible adquirir más activos dentro de ese presupuesto, pues para ello, estos deberían ser conjuntos de paneles o baterías que formen *strings*, ya que la compra individual de activos no tendría utilidad dentro de la operación modelada del sistema. Adicionalmente, la solución del caso base incluye un sistema híbrido de almacenamiento compuesto por un almacenador de energía tipo *Li-ion* con etapa de acople

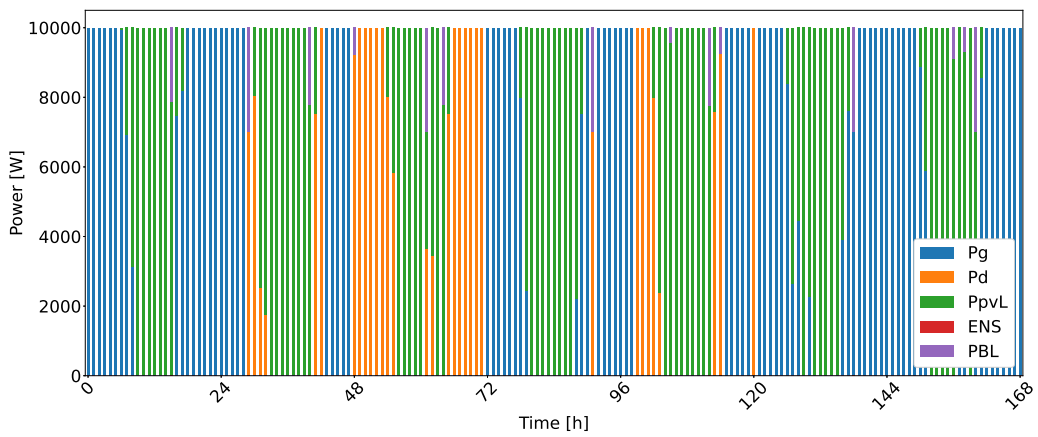

Figura **4-1**: Distribución de los recursos energéticos para suplir la carga hospitalaria de la microrred.

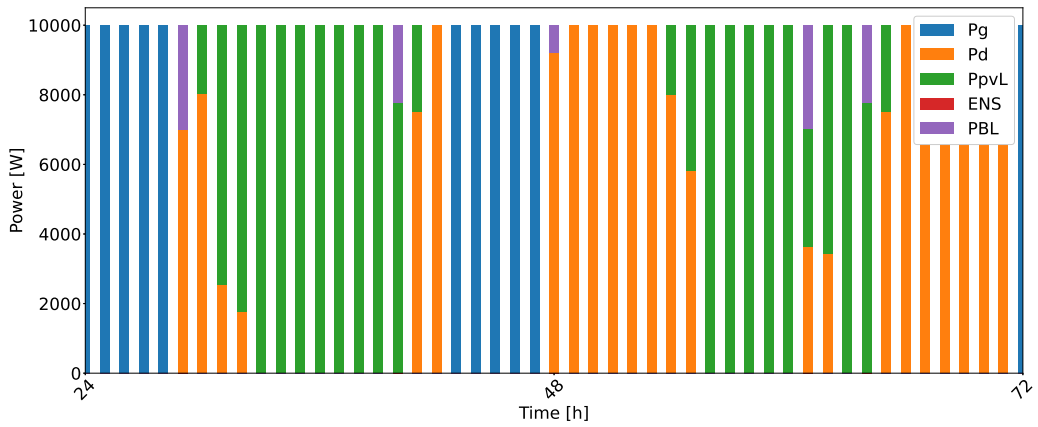

Figura **4-2**: Distribución de los recursos energéticos dimensionados para suplir la carga hospitalaria de la microrred cuando hay indisponibilidad de la red principal.

súpercondensador. Esta selección también permitió acercarse aún más a la restricción presupuestal máxima del problema. Este sistema de almacenamiento se usa en gran medida dentro de la predicción de operación del sistema, por lo que se calculan al menos dos cambios para la batería dentro de la vida útil operativa del proyecto.

Para completar la presentación de la solución del caso base, se ilustra en las Figuras **4-1** y **4-2** un segmento de una semana de operación, revelando cómo el algoritmo redistribuyó los recursos de generación de acuerdo con las condiciones de restricción establecidas. Justo en esta semana de análisis, al momento de presentarse indisponibilidad de red principal, no se observa energía no suministrada a la carga, es decir, se abastece a la carga crítica completamente y de forma adecuada, al menos en esta semana, gracias a la combinación de los generadores fotovoltaicos, el sistema de almacenamiento y el generador de respaldo que funciona con combustible diésel. En la Figura **4-1** se evidencia cómo se distribuyen las fuentes del nodo de carga para suplir los 10 kW constantes de la carga crítica (P_g : Potencia importada de la red, P_d : potencia importada del generador diésel, P_{PVL} : potencia de los módulos PV a la carga, ENS : Potencia por energía no suministrada, P_{BL} : Potencia de los almacenadores a la carga.). Para visualizar de mejor manera cómo se utilizan los recursos de respaldo en el momento que hay indisponibilidad en la red principal, en la Figura **4-2** se realiza un acercamiento a la dinámica de las potencias en los días con indisponibilidad de red.

4.1.1. Análisis de sensibilidad

El caso base se analizó nuevamente variando algunos de los parámetros definidos para el problema y observando cómo cambiaba el dimensionamiento obtenido, determinando también el número de

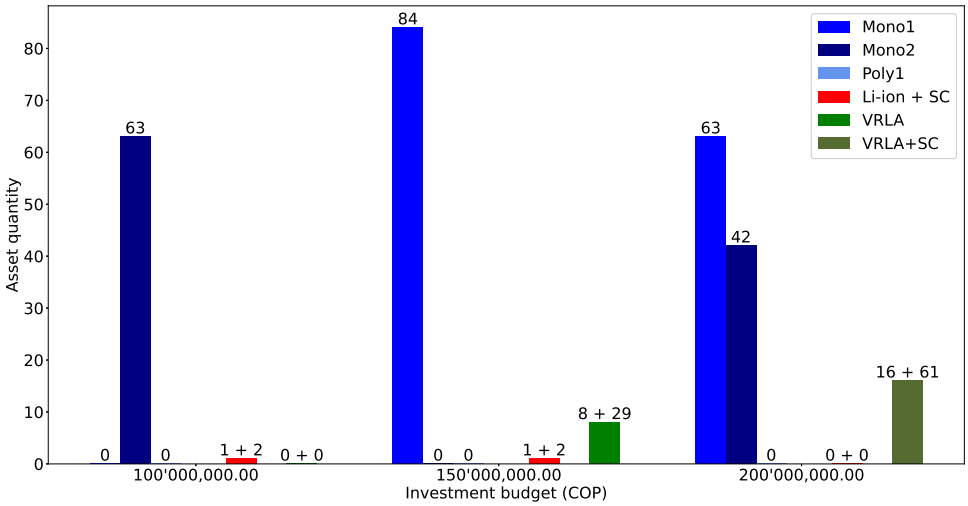

Figura **4-3**: Dimensionamiento obtenido para la microrred con carga hospitalaria para diferentes presupuestos de inversión.

almacenadores que deberían reemplazarse a través de la vida del proyecto con base en el desgaste que se calcula para estos en el horizonte de predicción. Para esta microrred se estudió el cambio de los siguientes parámetros:

Aumento de la inversión inicial

Se obtuvo el dimensionamiento de la microrred cuando la inversión del proyecto se mantiene como en el caso base y se aumenta en un 50 % y 100 %. La Figura **4-3** presenta las diferencias obtenidas, en donde se presenta el dimensionamiento para el sistema en el eje y, mientras que en el x, el cambio del parámetro. Las barras ubicadas a la izquierda de cada punto representan los elementos generadores fotovoltaicos y las barras de la derecha los almacenadores de la microrred. Cada barra cuenta con una etiqueta que ilustra la cantidad de activos que el programa calcula es la óptima para cada microrred, en el caso de las barras de almacenadores, se incluye tanto la cantidad de activos que se deberían adquirir durante la inversión inicial del proyecto y, separado por un signo $+$ de este valor, el número de activos que habría que reemplazar a través de la vida operativa del proyecto (25 años), de acuerdo con las dinámicas de operación calculadas en el horizonte de predicción.

Se aprecia que al contar con una gran cantidad de área disponible para instalar paneles fotovoltaicos, el algoritmo prioriza la instalación de módulos fotovoltaicos en cada una de las corridas, aumentando la capacidad del arreglo fotovoltaico y cerrando la restricción de inversión a través de la adquisición de almacenadores de energía específicos. A medida que se incrementa la inversión también es notable el incremento en la adquisición de almacenadores. Esto puede deberse a la magnitud de la carga que se suple y el límite de inyección de potencia a la red, pues se alcanza un estado en el que se suple la carga local y la potencia restante del arreglo se exporta. Debido a la restricción de límite de inyección a la red, el arreglo fotovoltaico no podría incrementar su tamaño, pues sería ineficiente al no poder utilizar su capacidad para exportación, en ese momento la adquisición de almacenadores incrementa, no sólo para cerrar la restricción económica sino para optimizar la operación del horizonte de planeación.

Hay que tener en cuenta la suposición que se realizó en secciones previas del documento, donde el costo de la energía de venta a la red se calcula como el 70 % del costo de compra de energía a la red, sin embargo esto no suele ser completamente verdad en la operación real, pues dichos costes se definen por un mercado regulado de compañías generadoras y comercializadoras, por lo que en realidad el precio de venta puede variar. Sin embargo, la suposición realizada basta para evidenciar que tener la posibilidad de exportar energía a la red empleando únicamente los generadores fotovoltaicos priorizará su adquisición para disminuir aún más el valor de la función objetivo.

Reducción de área de instalación para arreglo PV

Similares resultados se obtuvieron cuando el área disponible para instalación de paneles se reduce en un 25 % y 50 % con respecto al caso base y empleando la misma inversión inicial. Las diferencias en la solución se presentan en la Figura **4-4**, nuevamente los paneles se ubican en las barras de la izquierda y

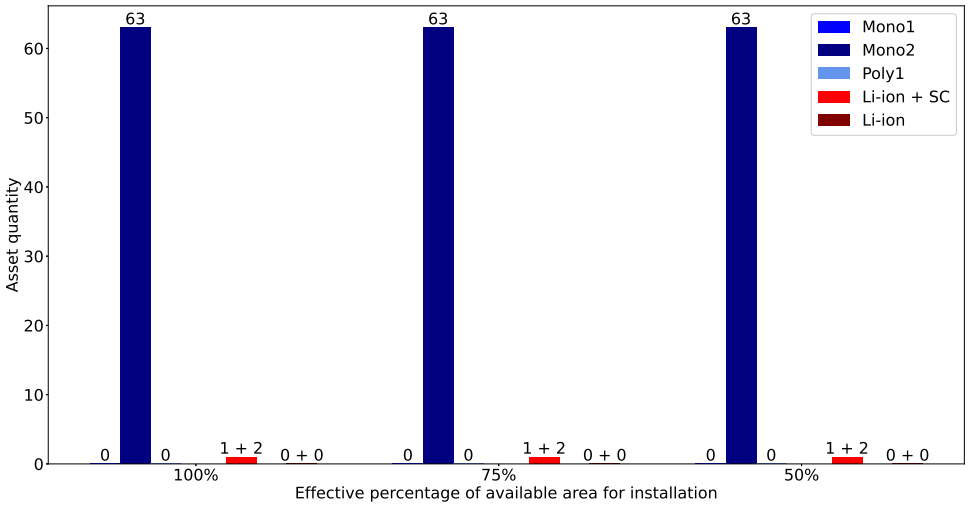

Figura **4-4**: Dimensionamiento obtenido para la microrred con carga hospitalaria para diferentes áreas para instalación de módulos fotovoltaicos.

los almacenadores en la de la derecha. Se observa en este caso que la variación en el área disponible para instalación no estimula de alguna manera un cambio en la solución del caso base, esto debido a que el área del sitio de interés es tan grande que la restricción no representa una limitante tan importante como sí lo es el presupuesto de inversión.

Reducción en precios de almacenadores

Como se evidenció en los análisis previos, la selección de almacenadores no se prioriza de la misma manera que la adquisición de módulos fotovoltaicos en la solución del problema. Se infiere que esto sucede debido a los costes de adquisición de estas tecnologías. Ya que se espera que las tecnologías de almacenamiento de energía sigan su proceso de innovación y reduzcan sus costes de producción, se busca analizar un caso hipotético de reducción de costes de adquisición para las tecnologías de almacenamiento, esperando que esto estimule la priorización de su adquisición en la solución del problema, por ello se corrió el algoritmo con una disminución de costes de las tecnologías de almacenamiento al 90 %, 80 % y 75 % del costo original. Los resultados se presentan en las Figuras **4-5** y **4-6** para un presupuesto de inversión de $100'000,000\ COP$ y $200'000,000\ COP$, respectivamente.

La solución obtenida evidencia que la reducción en costes de estas tecnologías promoverá su adquisición; sin embargo, para el caso específico de esta microrred, la adquisición que se prefiere es la de los módulos fotovoltaicos más eficientes, esto se evidencia en ambos resultados, pero es mucho más notable con los de la Figura **4-5**, en donde para la reducción de 90 % se adquieren 63 módulos de la serie monocristalino 1, cuya potencia de salida es menor a la de la serie monocristalino 2. A medida que los costes del sistema de almacenamiento se reducen, al menos hasta en un 25 %, se conserva el número de almacenadores y de paneles, pero la tecnología de estos últimos cambia, esto quiere decir que el algoritmo busca una base de activos de almacenamiento óptima y luego de esto busca la mejora de los activos de generación manteniendo asegurada la base de activos de almacenamiento.

4.1.2. Topología

El acercamiento realizado con esta formulación da cuenta de cómo debería ser la topología de los activos que conforman la microrred a partir de los parámetros tensión máxima por *string* de módulos PV ($Max_{V_{PV_{string}}}$) y tensión máxima por banco de baterías (Max_{V_B}) ingresados al problema.

Específicamente, las soluciones encontradas distribuyen los elementos generadores fotovoltaicos y almacenadores en grupos de *strings* (o cadenas, en español). Cada *string* tanto de módulos como de almacenadores se compone de un número fijo de activos que se conectan en serie, luego, cada *string* de la solución se conecta en paralelo entre sí, formando un conjunto de activos conectados en serie y paralelo. Se recomienda no combinar los *strings* de activos de diferente tecnología, por lo tanto, cada conjunto de activos de la misma tecnología formaría un arreglo de módulos independiente, en el caso de lo generadores PV, o un banco de baterías independiente, en el caso de los almacenadores.

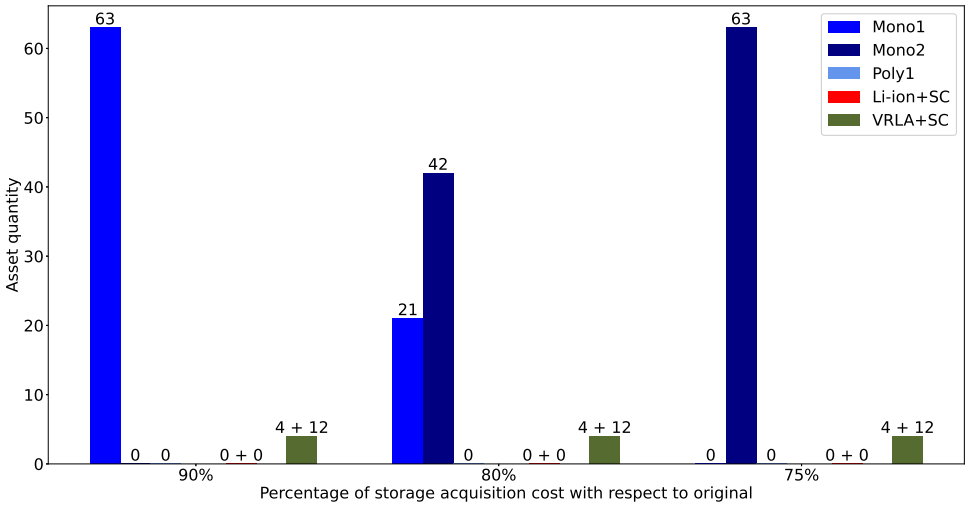

Figura **4-5**: Dimensionamiento obtenido para la microrred con carga hospitalaria con el precio de los almacenadores en el problema disminuido a cierto porcentaje y con una inversión de $100'000,000\ COP$.

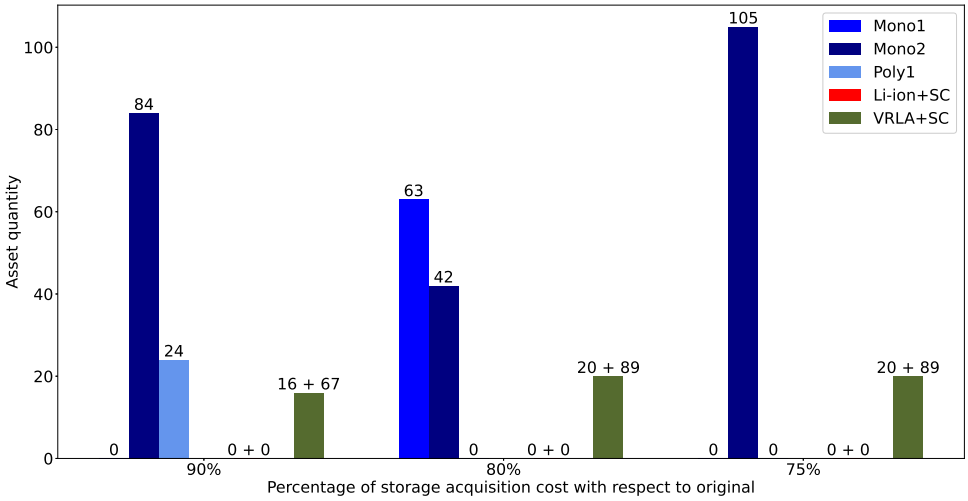

Figura **4-6**: Dimensionamiento obtenido para la microrred con carga hospitalaria con el precio de los almacenadores en el problema disminuido a cierto porcentaje y con una inversión de $200'000,000\ COP$.

Estas matrices de conexiones de los activos encontrados en cada solución describe la forma en como se encuentra organizada la microrred, es decir su topología. Para cada simulación realizada de esta microrred se encuentra su organización topológica de activos en la Tabla **4-8**.

4.2. Diseño de microrred con carga institucional pública (gobernación)

El modelado del problema de optimización en la microrred con carga de un local institucional público finaliza también con un conjunto de parámetros específicos del sitio donde tendrá lugar el proyecto, estos parámetros se resumen en las Tablas **4-9** y **4-10**. Con toda la información proporcionada al modelo se procede a correr el problema de optimización y encontrar el valor óptimo de la cantidad de activos en las condiciones representadas.

La Tabla **4-11** muestra el dimensionamiento que se encuentra como solución al problema de optimización. Para la configuración encontrada también fue posible determinar que el sistema de almacenamiento de energía requiere cerca de **cuatro cambios** dentro de la vida operativa del sistema, esto debido al valor encontrado de la variable ϵ, que es mayor al envejecimiento anual permitido para el arreglo de batería plomo ácido con súpercondensador. Esto quiere decir que el sistema de almacenamiento se utilizó más de lo estipulado para su operación en 25 años dentro del horizonte de predicción calculado, lo que significa que el sistema envejecería más rápidamente debido a su intensivo

Tabla **4-8**: Distribución topológica de los activos de la microrred con carga del hospital

Simulación realizada	Activos de generación PV		Activos de almacenamiento de energía	
	Número de strings	Módulos por string	Número de strings	Celdas por string
Caso base	3	*21 Mono2*	1	*1 Li-ion+SC*
Presupuesto de 150'000,000	4	*21 Mono1*	1 2	*1 Li-ion+SC* *4 VRLA*
Presupuesto de 200'000,000	3 2	*21 Mono2* *21 Mono1*	4	*4 VRLA*
Área al 75 %	3	*21 Mono2*	1	*1 Li-ion+SC*
Área al 50 %	3	*21 Mono2*	1	*1 Li-ion+SC*
Reducción ESS al 90 %	3	*21 Mono2*	1	*4 VRLA+SC*
Reducción ESS al 80 %	1 2	*21 Mono1* *21 Mono2*	1	*4 VRLA+SC*
Reducción ESS al 75 %	2	*21 Mono2*	1	*4 VRLA+SC*
Reducción ESS al 90 % con 200'000,000	4 2	*21 Mono2* *21 Poly1*	4	*4 VRLA+SC*
Reducción ESS al 80 % con 200'00,000	3 2	*21 Mono1* *21 Mono2*	5	*4 VRLA+SC*
Reducción ESS al 75 % con 200'000,000	5	*21 Mono2*	5	*4 VRLA+SC*

Tabla **4-9**: Parámetros característicos no indexados a listas para la microrred con carga de un local institucional público.

Parámetro	Valor	Unidad
Max_{P_D}	0	kW
A_{av}	350	m^2
C_{bckp}	0	USD/kWh
C_{ENS}	$C_{ENS_{Gob}} = \begin{cases} 14 & \text{de 6:00 a 18:00} \\ 1{,}4 & \text{fuera de 6:00 a 18:00} \end{cases}$ *	USD/kWh

* La determinación de los costes marginales seleccionados para esta carga se describen en la sección 3.1.2, además en esta tabla se ha utilizado **usd_cop**

Tabla **4-10**: Parámetro característico del perfil de carga que la microrred del proyecto debe abastecer.

Parámetro	Valor constante	Unidad
P_L	Perfil de la carga hospitalaria de acuerdo con la Figura **3-6**	W

uso. Al igual que en el caso de la microrred con carga hospitalaria, la mayor cantidad de activos que encuentra el algoritmo para instalación son los generadores fotovoltaicos de tipo monocristalino 2; nuevamente se verifica para esta solución, que el área empleada (A_{used}) y la inversión inicial (Inv) cumplan las restricciones:

$$A_{used} = 42 \times 2{,}028m^2 = 85{,}2\ m^2 \leq 350\ m^2 \tag{4-3}$$

$$Inv = 42 \times 377\ USD + 12 \times (850)\ USD = 26,034 \leq 26,316\ USD \tag{4-4}$$

Al igual que con la microrred con carga hospitalaria, se presenta la adquisición del sistema de almacenamiento híbrido de baterías con súpercondensador.

Se presenta en la Figura **4-7** un segmento de una semana de operación con intermitencia de generación en la red principal para visualizar cómo el algoritmo redistribuyó los recursos de generación en el horizonte de planeación. Se observa en esta figura que al no poseer generador diésel de respaldo como en la microrred anterior, los días que se presenta indisponibilidad de la red en las noches, existe pérdida de carga, respresentada por las barras de energía no suministrada (ENS). Se observa cómo al inicio de la semana, los picos de carga que se presentan en momentos donde no hay capacidad de generación

Tabla **4-11**: Solución al problema de optimización con los parámetros iniciales.

Valor de la función objetivo obtenido				2014379
Generación fotovoltaica				
	Policristalino 1	Monocristalino 1	Monocristalino 2	
Cantidad de activos	0	0	42	
Sistema de almacenamiento				
	Li-ion	VRLA	Li-ion + SC	VRLA + SC
Cantidad de activos	0	0	0	12
Reemplazo	0	0	1	40

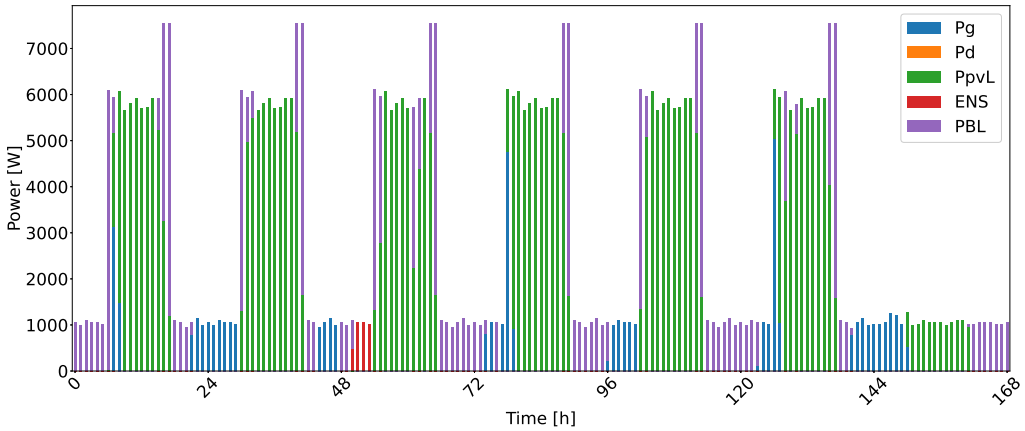

Figura **4-7**: Distribución de los recursos energéticos para suplir la carga del local institucional público de la microrred.

fotovoltaica se suplen con el sistema de almacenamiento y, a medida que avanza la semana, el estado de carga de las baterías disminuye al punto en el que en horas de la madrugada se deslastra la carga, pues no hay disponibilidad de ningún activo para suplirla.

4.2.1. Análisis de sensibilidad

El caso base se analizó nuevamente variando algunos de los parámetros definidos para el problema y observando cómo cambiaba el dimensionamiento obtenido. Para esta microrred se estudió el cambio de los siguientes parámetros:

Aumento de la inversión inicial

Se cambió la inversión del proyecto, aumentándola en un 50 % y 100 %. La Figura **4-8** presenta las diferencias en el dimensionamiento obtenido.

En esta solución se aprecia cómo en el caso base el algoritmo priorizó la adquisición de almacenadores de energía, posiblemente debido a que las condiciones de indisponibilidad de la red principal suceden en horas de la noche, cuando tampoco se cuenta con suficiente potencial solar para suplir la carga crítica. A medida que aumenta el presupuesto de inversión del proyecto, el algoritmo establece una base de activos de almacenamiento que va disminuyendo a medida que aumenta el presupuesto; luego de esta adquisición el algoritmo se enfoca en adquirir activos de generación PV más eficientes. Esto puede deberse a que luego de adquirir una base de almacenadores suficiente, el algoritmo busca disminuir los costos de operación del sistema exportando energía a la red principal; de ser esto así, a medida que se siga aumentando la inversión del proyecto se llegaría a un estado en el que no vale la pena invertir más en activos de generación debido a las restricciones de inyección de potencia a la red o área disponible para instalación y por lo tanto la estrategia volvería a buscar la adquisición de más activos de almacenamiento para reducir los posibles deslastres de carga que puedan ocurrir en la microrred.

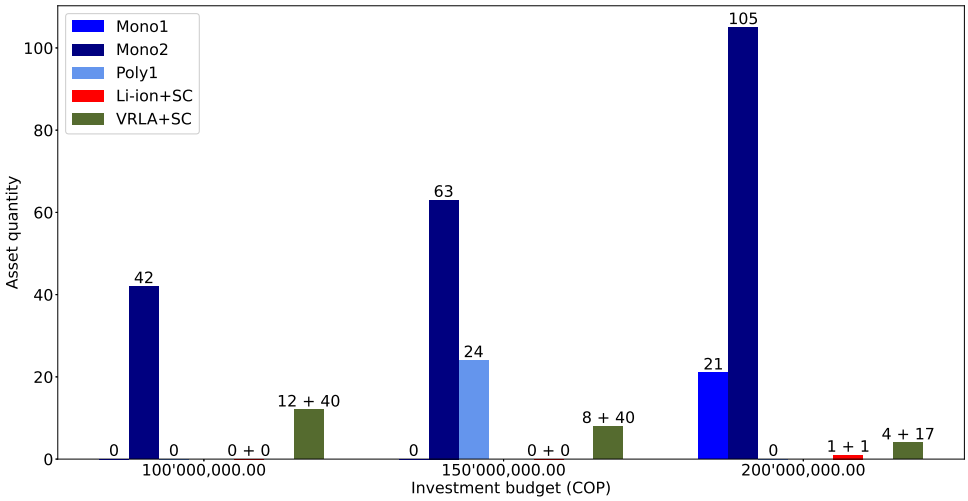

Figura **4-8**: Dimensionamiento obtenido para la microrred con carga del edificio de la gobernación para diferentes presupuestos de inversión.

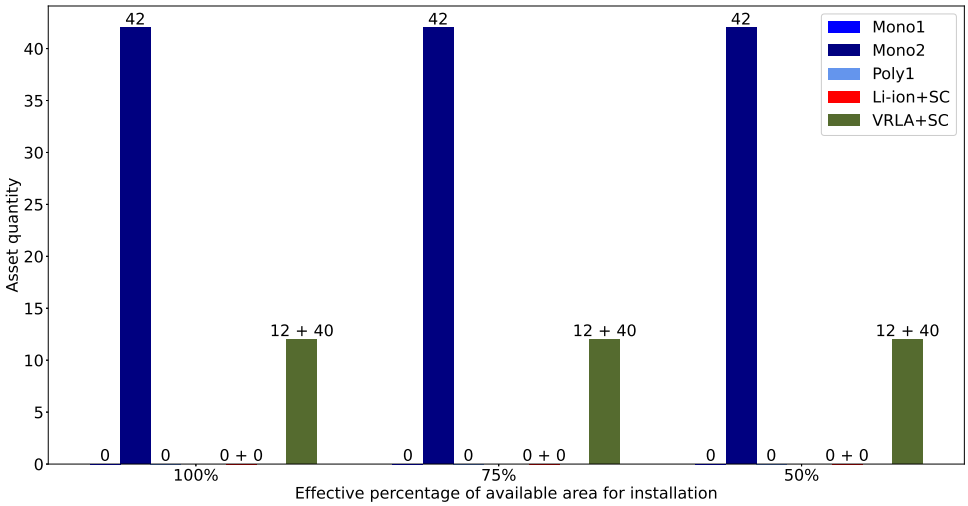

Figura **4-9**: Dimensionamiento obtenido para la microrred con carga del edificio de la gobernación para diferentes áreas disponibles de instalación de módulos fotovoltaicos.

Reducción de área de instalación para arreglo PV

De misma manera que en el primer caso de estudio, se obtuvieron los resultados cuando el área disponible para instalación de paneles se reduce en un 25 % y 50 % con respecto al caso base, empleando la misma inversión inicial. La Figura **4-9** presenta las soluciones encontradas. No se evidencia ninguna variación en la solución al reducir el área disponible para instalación, esto quiere decir que al solucionar el problema usando una inversión inicial de 100'000,000.00 COP el problema se ve más restringido por el presupuesto que por el espacio de instalación.

Imposibilidad de venta de energía

Para esta microrred se optó por una simulación adicional distinta al caso anterior, en este caso se explora cómo cambiaría el dimensionamiento de la microrred cuando no se le permite exportar energía generada por el sistema fotovoltaico a la red. Este es un caso típico de algunas microrredes unidireccionales, que sólo suplen carga local. Bajo este paradigma se encontraron los dimensionamientos revelados en la Figura **4-10** para microrredes bidireccionales y unidireccionales con presupuestos de inversión de 50'000,000 COP y 100'000,000 COP.

El resultado presenta cómo la microrred se enfoca en adquirir almacenadores cuando no tiene la posibilidad de exportar energía a la red principal. Es notable incluso que para una inversión de 50'000,000 en la microrred unidireccional, el algoritmo opta únicamente por adquirir un banco de baterías de ion-litio, mientras que cuando tiene la posibilidad de exportar energía, primero se abastece

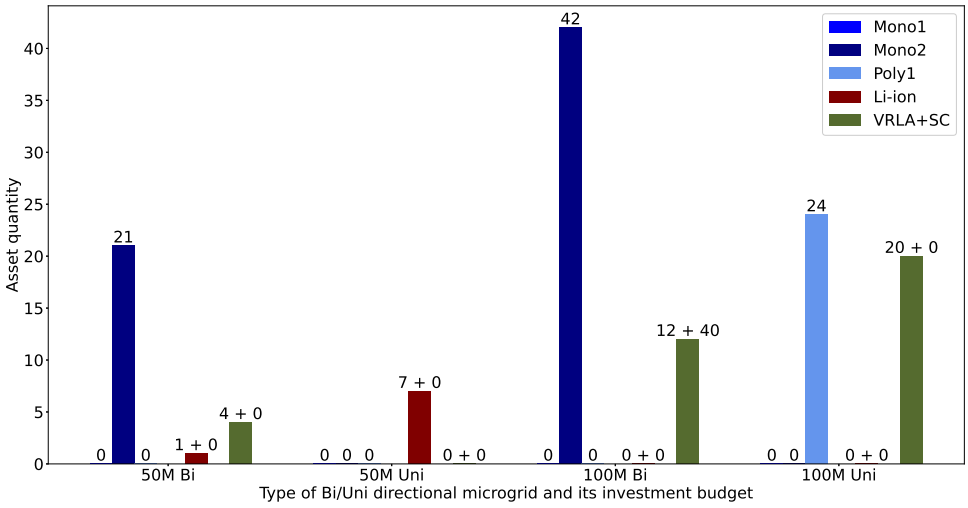

Figura **4-10**: Dimensionamiento obtenido para las microrredes bidireccionales y unidireccionales con presupuestos de 50'000,000 COP y 100'000,000 COP.

Tabla **4-12**: Distribución topológica de los activos de la microrred con carga de la gobernación

Simulación realizada	**Activos de generación PV**		**Activos de almacenamiento de energía**	
	Número de strings	**Módulos por string**	**Número de strings**	**Celdas por string**
Caso base	2	*21 Mono2*	3	*4 VRLA+SC*
Presupuesto de 150'000,000	3 2	*21 Mono2* *21 Poly1*	2	*4 VRLA+SC*
Presupuesto de 200'000,000	1 5	*21 Mono1* *21 Mono2*	1 1	*4 VRLA+SC* *1 Li-ion+SC*
Área al 75 %	2	21 Mono2	3	*4 VRLA+SC*
Área al 50 %	2	21 Mono2	3	*4 VRLA+SC*
Bidireccional + Presupuesto de 50'00,000	1	*21 Mono2*	1 1	*4 VRLA+SC* *1 Li-ion*
Monodireccional + Presupuesto de 50'000,000	0	*NA*	7	*1 Li-ion*
Bidireccional + Presupuesto de 100'000,000	2	*21 Mono2*	3	*4 VRLA+SC*
Monodireccional + Presupuesto de 100'000,000	2	*21 Poly1*	5	*4 VRLA+SC*

de un banco de almacenamiento y luego se provee de activos de generación.

Este resultado es importante, pues quiere decir que en la función objetivo se primará la economización de la operación de la microrred y ya que la exportación de energía se ve representada en el modelo como una minimización en los costes de operación, el algoritmo busca abastecerse de activos de generación para exportar energía y permite el deslastre de la carga en periodos de la noche, cuando el costo de la energía no suministrada es menor, tal como se vio en la Figura **4-7**. Esta es una muestra interesante de la selección de activos como resultado de la asignación de parámetros específicos para esta microrred tales como el precio de venta de energía a la red principal y el costo de energía no suministrada que es diferente dependiendo de la hora del día para esta carga en específico.

4.2.2. Topología

Al igual que con la microrred anterior, para esta, se presenta cuál sería la forma de disponer los activos dentro de arreglos en la microrred. Las topologías para cada solución se resumen en la Tabla **4-12**.

4.3. Diseño de microrred con carga de Puerto Carreño escalada

Finalmente, para el último modelado de la microrred con carga escalada del consumo total de Puerto Carreño se utilizaron en su mayoría los mismos parámetros específicos empleados en la microrred con carga institucional pública, difiriendo en la forma y magnitud del perfil de carga utilizado y adicionalmente, en el costo de energía no suministrada para esta carga, pues se mantiene un mismo

Tabla **4-13**: Parámetros característicos no indexados a listas para la microrred con la carga escalada de Puerto Carreño.

Parámetro	**Valor**	**Unidad**
Max_{P_D}	0	kW
A_{av}	200	m^2
C_{bckp}	0	USD/kWh
C_{ENS}	14 usando **usd_cop***	USD/kWh

* La determinación del coste marginal para esta carga se describe en la sección 3.1.3 de acuerdo con la referencia [46].

Tabla **4-14**: Parámetro característico del perfil de carga que la microrred del proyecto debe abastecer.

Parámetro	**Valor constante**	**Unidad**
P_L	Perfil de la carga hospitalaria de acuerdo con las Figuras **3-8** y **3-9**.	W

Tabla **4-15**: Solución al problema de optimización con los parámetros iniciales.

Valor de la función objetivo obtenido				345853
Generación fotovoltaica				
	Policristalino 1	Monocristalino 1	Monocristalino 2	
Cantidad de activos	0	0	63	
Sistema de almacenamiento				
	Li-ion	VRLA	Li-ion + SC	VRLA + SC
Cantidad de activos	0	0	1	0
Reemplazo	0	0	1	0

costo marginal tanto en las horas de día como en las de noche. Estos parámetros específicos de la microrred se resumen en las Tablas **4-13** y **4-14**.

La Tabla **4-15** muestra el dimensionamiento que se encuentra como solución al problema de optimización. La solución encontrada es la misma que en el caso de la microrred que alimenta la carga del hospital, incluso para el sistema de almacenamiento se encuentra un uso casi tan intensivo como el que se le da en la microrred con carga hospitalaria, necesitando un cambio a través de la vida operacional del proyecto. Como se tiene la misma solución no es necesario verificar que se cumplan las restricciones, pues ya se conoce que la limitante principal es de tipo presupuestal.

En las Figuras **4-11** y **4-12** se evidencia cómo es la operación óptima de la microrred cuando se presenta indisponibilidad de la red principal. De acuerdo con **4-11**, hay un rango de horas considerable en esta semana de ejemplo en la que hay deslastre de carga. De manera similar a como ocurrió con la carga de la gobernación. Esto sucede porque la operación óptima que encuentra el algoritmo para esta microrred no es suplir la carga crítica sino exportar la mayor cantidad de energía a la red principal con el fin de disminuir el valor de la función objetivo. Pese a que la operación se convierte en la más eficiente económicamente, el algoritmo busca deslastrar la carga para conseguir la minimización del objetivo. Esto es aún más notable al observar la Figura **4-12**, en donde se muestra la potencia de exportación de los generadores PV, que es mucho mayor a la potencia de consumo local.

4.3.1. Análisis de sensibilidad

El caso base se analizó nuevamente variando algunos de los parámetros definidos para el problema y observando cómo cambiaba el dimensionamiento obtenido. Para esta microrred se estudió el cambio de los siguientes parámetros:

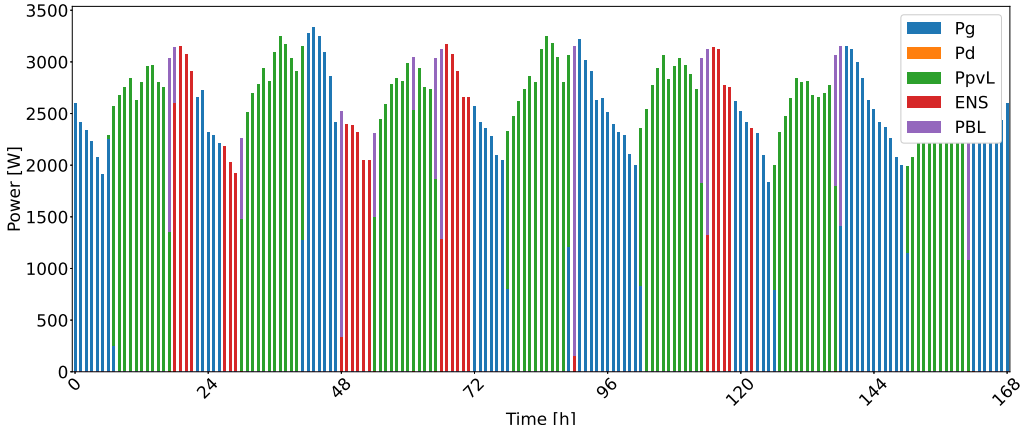

Figura **4-11**: Distribución de los recursos energéticos para suplir la carga escalada de Puerto Carreño en la microrred.

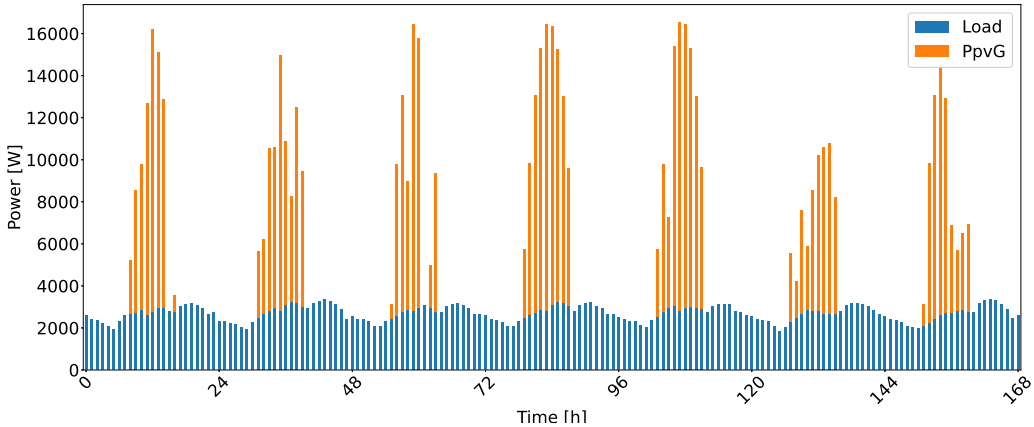

Figura **4-12**: Distribución de los recursos energéticos para suplir la carga escalada de Puerto Carreño en la microrred.

Aumento de la inversión inicial

Se cambió la inversión del proyecto, aumentándola en un 50 % y 100 %. La Figura **4-13** presenta las diferencias en el dimensionamiento obtenido.

El edificio en el que se encuentra esta carga cuenta con menor área disponible para instalación de generadores PV y además, la magnitud de la carga es menor tomando como referencia las otras dos microrredes. Dado que el área de instalación para generadores PV es la menor de todas las microrredes, los resultados para este caso presentan una mayor inversión en almacenadores de energía a medida que incrementa el presupuesto, pues no es posible instalar más generadores PV en el espacio disponible. Es importante notar que la restricción de área de instalación hará que el algoritmo aumente el uso de los almacenadores en el horizonte de predicción, los cuales, dependiendo de la intensidad de su uso deberán ser reemplazados durante los 25 años de vida operativa; esto se observa tanto en la solución de incremento presupuestal del 50 % (cambio de 40 celdas de plomo ácido en 25 años) y 100 % (cambio de 14 baterías ion de litio en 25 años). Por supuesto, no debe olvidarse que estos resultados se calculan con el modelo de envejecimiento simplificado, por lo que deberían considerarse resultados conservadores.

Reducción de área de instalación para arreglo PV

Nuevamente se obtuvo el dimensionamiento óptimo cuando el área disponible para instalación de paneles se reduce en un 25 y 50 % con respecto al caso base, empleando la misma inversión inicial. La Figura **4-14** presenta las soluciones encontradas. Se observa que en este caso sí existe una variación en la solución con las reducciones de área disponible propuestas para un 50 %. Esto ocurre debido a que en este caso la restricción de área de instalación se encuentra aún más restringida y por tanto es más importante

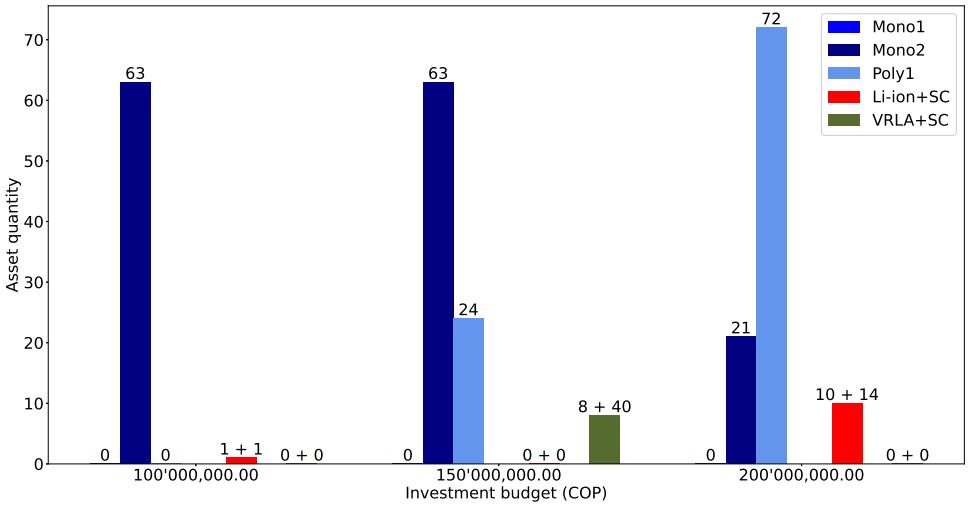

Figura **4-13**: Dimensionamiento obtenido para la microrred con carga escalada de toda la ciudad de Puerto Carreño para diferentes presupuestos de inversión.

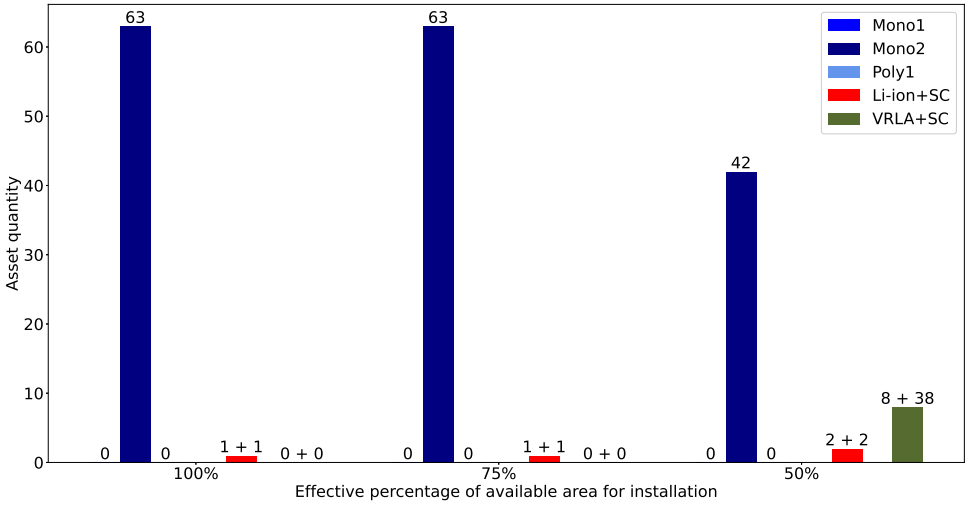

Figura **4-14**: Dimensionamiento obtenido para la microrred con carga escalada de todo la ciudad de Puerto Carreño para diferentes áreas disponibles de instalación de módulos fotovoltaicos.

para el algoritmo que en los casos anteriores, cuando el presupuesto era el parámetro que dominaba la planeación de la microrred.

Reducción del potencial solar

Finalmente, una simulación adicional diferente se explora para esta microrred. En este caso de estudio se estudia el cambio del dimensionamiento de activos con respecto a la reducción en el potencial solar de Puerto Carreño. Para estudiar el comportamiento, se encuentra un dimensionamiento para cuando el potencial solar del sitio se reduce al 80 % y 50 % de sus valores originales, obteniendo como resultado el dimensionamiento de la Figura **4-15**.

Pese a que el valor de la función objetivo se reduce debido a la menor disponibilidad del recurso solar en la microrred, el número de activos encontrado en las soluciones al disminuir el potencial solar es el mismo que se obtuvo en el caso base donde no se modifica la magnitud del parámetro; esto puede deberse a la importancia que el algoritmo le da al parámetro relacionado con el precio de exportación de energía a la red principal y también debido a la magnitud de la carga local de esta microrred, pues al ser la de menor magnitud, el arreglo fotovoltaico puede suplir la carga local y exportar potencia a la red luego de suplirla.

Es importante resaltar nuevamente el hallazgo que se obtuvo tanto en la carga de la gobernación como en esta, donde las microrredes de tipo bidireccional promueven la exportación de energía a la red

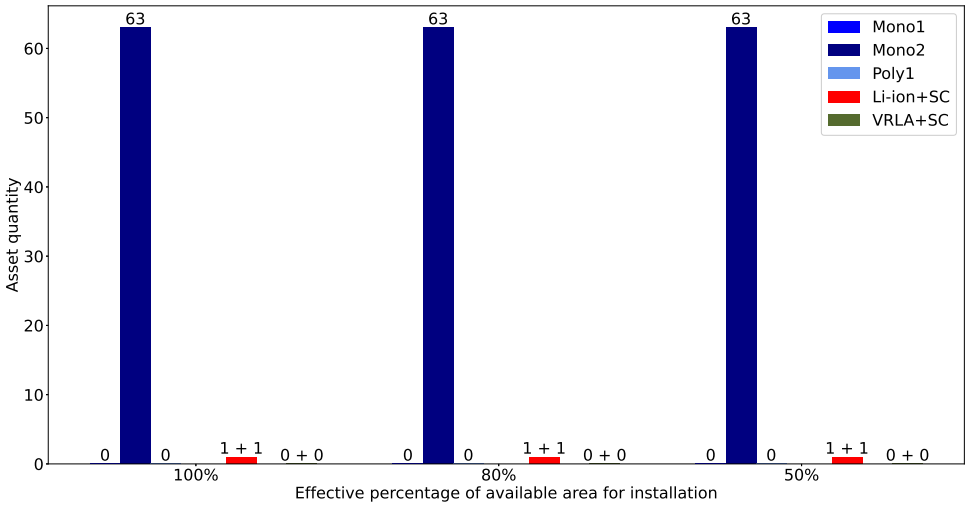

Figura **4-15**: Dimensionamiento obtenido para la microrred con carga escalada de Puerto Carreño cuando el potencial solar del sitio se reduce en determinado porcentaje.

Tabla **4-16**: Distribución topológica de los activos de la microrred con carga de Puerto Carreño escalada

Simulación realizada	**Activos de generación PV**		**Activos de almacenamiento de energía**	
	Número de strings	**Módulos por string**	**Número de strings**	**Celdas por string**
Caso base	3	*21 Mono2*	1	*1 Li-ion+SC*
Presupuesto de 150'000,000	3 2	*21 Mono2* *21 Poly1*	2	*4 VRLA+SC*
Presupuesto de 200'000,000	1 5	*21 Mono2* *21 Mono2*	1 1	*4 VRLA+SC* *1 Li-ion+SC*
Área al 75 %	3	*21 Mono2*	1	*1 Li-ion+SC*
Área al 50 %	2	*21 Mono2*	2 2	*1 Li-ion+SC* *4 VRLA+SC*
80 % irradiancia	3	*21 Mono2*	1	*1 Li-ion+SC*
50 % irradiancia	3	*21 Mono2*	1	*1 Li-ion+SC*

principal y permiten el deslastre de carga local con el fin de reducir el valor del objetivo. Este efecto debe considerarse al momento de planear la construcción de las microrredes de tipo bidireccional, cuando la carga crítica debe conservarse conectada, pues la elección de parámetros de precio de exportación y costo de energía no suministrada llegarían a sesgar la formulación y pondrían en riesgo la calidad de energía que se entrega a la carga local. Se recomienda para los casos de conflicto de estos objetivos, definir con aún más detalle ambos parámetros teniendo en cuenta el caso específico de microrred y, en caso de que el deslastre de carga no sea permitido, implementar una restricción adicional que lo impida en la medida de lo posible o, estudiar la viabilidad de solucionar el problema de dimensionamiento utilizando optimización de múltiples objetivos contradictorios.

4.3.2. Topología

Al igual que en las microrredes anteriores, para esta también se presenta un resumen de la topología de los activos de generación fotovoltaica y almacenamiento en la Tabla **4-16**.

Capítulo 5

Conclusiones

Como resultado de este proyecto de investigación se formuló una metodología para el diseño óptimo de microrredes de pequeña escala considerando una inversión inicial y un pronóstico de su operación en el primer año de operación, este además se asume que ocurre de manera repetida durante la vida útil del proyecto (25 años).

La metodología propuesta se construyó como un problema de optimización en el formato MILP, pese a la modelación lineal de las interacciones y fenómenos eléctricos de los activos involucrados en la microrred. Se optó por este formato ya que la solución de este tipo de problemas es más robusta y fundamentada con relaciones matemáticas bien aceptadas en la industria. El formato empleado es lo suficientemente versátil para simular interacciones entre los activos de la microrred en intervalos de tiempo intrahorarios; sin embargo, la resolución de tiempo empleada en el problema puede conllevar a tiempos de solución muy largos que impiden el uso de herramientas de solución de uso público, como la que se empleó en el desarrollo de este trabajo (servidor NEOS [54, 55, 56]). Adicionalmente, la metodología permite la comparación de diferentes activos disponibles para adquisición, de manera que la solución final podría componerse de conjuntos de activos de distintas tecnologías que en suma vuelven óptima la microrred.

Se destaca que la metodología propuesta puede generalizarse para implementar en cualquier ubicación donde se posea información de la carga local a suplir, condiciones meteorológicas (irradiancia, temperatura ambiente y velocidad de viento) y parámetros tecno-económicos de los activos que se busquen implementar en la microrred.

5.1. Conclusión de los resultados obtenidos

Con respecto al caso de estudio en el que se enmarcó la investigación, fue posible explorar elementos específicos del sitio que se implementaron en la metodología, dando resultados interesantes a considerar en el proceso de planeación y dimensionamiento de microrredes. Dentro de las principales conclusiones de este trabajo se encontró que:

1. Para las cargas de estudio representadas en el modelo se observó que las restricciones con mayor peso en el proceso de delimitación de activos fueron las de tipo económico (presupuesto de inversión inicial) y logístico (área disponible de instalación). Para dos de las tres cargas representadas la restricción más importante de las dos fue la de tipo económico.

2. Se observó en la mayoría de las simulaciones que los activos de almacenamientos que se obtienen como solución del problema incluyen una etapa de supercondensador. Esta respuesta del algoritmo puede interpretarse como una preferencia a mejorar el desempeño de los almacenadores cuando su uso se incrementa de acuerdo con el comportamiento observado en el horizonte de predicción de la operación.

3. Se observó en los diferentes análisis de sensibilidad simulados para las microrredes que los módulos PV preferidos por el algoritmo tienden a ser los de la tecnología *Mono2*, la cual presenta una potencia de salida mayor y un coeficiente de sensibilidad de potencia con respecto a la temperatura menor con respecto a las otras dos tecnologías modeladas.

4. Durante la predicción de la operación de la microrred se tuvo en cuenta la indisponibilidad de la red principal. En la metodología propuesta se modeló la indisponibilidad de la red a partir de

información histórica; para estos intervalos de tiempo, los diferentes activos se distribuyen procurando siempre suplir la carga de la microrred; sin embargo, existe la posibilidad de que se presente pérdida de energía cuando ninguno de los activos está disponible para suplir la carga local. Con el fin de disminuir esta pérdida de energía, el costo de energía no suministrada debe ser lo suficientemente alto para penalizar el deslastre en la función objetivo. Aún así, la selección del costo por energía no suministrada no es arbitraria y debe seguir una metodología verificable para su cuantificación.

5. Sumado a lo identificado en el punto anterior, dentro de la función objetivo a minimizar se encuentra también las diferentes transacciones de energía en el periodo de operación, incluyendo tanto las transacciones por energía no suministrada (muy altas), como las transacciones por exportación de energía (negativas), estas últimas minimizan el valor del objetivo. Dependiendo de la selección de los parámetros de costos de energía no suministrada y precio por unidad de energía exportada, es posible que la operación de la microrred tenga un sesgo en la búsqueda de la minimización económica de la función objetivo priorizando la exportación de energía a la red principal y permitiendo los deslastres de carga cuando el costo por energía no suministrada es bajo. Esto no ocurre cuando la microrred de estudio se diseña unidireccional, pues ya no existe la posibilidad de exportación de energía a la red principal. Por consiguiente, en este tipo de diseños dentro de esta metodología se encontraría una minimización para el deslastre de carga.

6. En caso de que en un diseño de microrred bidireccional se buscase además restringir o minimizar el deslastre de carga en la microrred, se propone expandir la metodología incluyendo un mayor costo de penalización cuando ocurra deslastre de carga o adicionando restricciones que limiten el deslastre cuando sea técnicamente posible hacerlo.

7. La disminución de los costos de almacenadores debida al proceso de innovación de estas tecnologías se representó en la microrred con carga hospitalaria e influyó dentro de la metodología hasta el punto de seleccionar una base de activos de almacenamiento suficiente para minimizar deslastres importantes de la carga local en la predicción de operación. Luego de contar con esta base de activos de almacenamiento, el algoritmo busca mejorar sus activos de generación con el fin de exportar una mayor cantidad de energía y así minimizar el valor de la función objetivo. Parece claro que la preferencia de optimización de los activos generadores PV se debe a que estos pueden exportar energía a la red, operación que influye directamente en la disminución de la función objetivo, mientras que los almacenadores se modelaron únicamente para suplir la carga local de la microrred. Considerando esta condición, la reducción de costes de los almacenadores podría influir de manera diferente si el sistema de almacenamiento se modelara con la opción de exportar energía a la red principal.

8. Los arreglos de *strings* resultantes de cada tipo de tecnología se agrupan en un único conjunto que, por motivos de compatibilidad de los activos, no se conectan en paralelo directamente con otros conjuntos de tecnología diferente. La conexión entre conjuntos de activos de diversas tecnologías debe realizarse empleando elementos de electrónica de potencia, estos se conectan en nodos comunes de tensión AC o DC usando sus salidas de tensión respectivas. Para el caso de los arreglos PV, estos utilizarían inversores para conectarse a un nodo AC donde estaría también conectada la carga local y otro nodo AC diferente en donde se conectaría la red principal para permitir las transacciones de energía con la red principal. Por otra parte, para el sistema de almacenamiento de energía en baterías es posible utilizar un inversor cargador que se conecte directamente al nodo AC donde previamente se localizaron los generadores PV y la carga local, o, si es necesario alimentar cargas locales en DC, el sistema de almacenamiento utilizaría una etapa de controladores de carga que se conectan a un nodo DC común y consiguientemente una etapa inversora que acopla el sistema de almacenamiento al nodo de consumo local en AC.

Como se identificó en las conclusiones de los resultados obtenidos, la formulación que surge de esta investigación puede seguir mejorándose para uso futuro, elaborando detalles relacionados con la definición de los costos por energía no suministrada para cada carga y limitando los deslastres de carga cuando sea técnicamente posible a través de restricciones adicionales.

5.2. Reflexión y trabajo futuro

La metodología propuesta puede seguir elaborándose para representar de manera más certera ciertas interacciones de la microrred. Una de ellas, como se expuso, puede ser la determinación más específica de costes por energía no suministrada para cada caso de estudio. En este punto debe tenerse en cuenta

cual es el tipo de carga que se busca suplir, y dependiendo de esto es necesario tener el concepto de expertos con el que sea posible cuantificar los costos adicionales relacionados con la pérdida del fluido eléctrico para la carga que suple la microrred; por ejemplo, en el caso de los hospitales estos podrían comprometer la vida de las personas. Para cuantificar la gravedad de la pérdida de una persona es necesario establecer un costo marginal de pérdida de la energía que suple la carga local pero también una función de riesgo que escale ese costo marginal de acuerdo con las horas en las que no se suple la carga.

Ya que el modelo de envejecimiento del sistema de almacenamiento, que se conoce como rendimiento Ah, puede llegar a ser sencillo y sus resultados conservadores, si se determina un alto número de cambios de unidades de almacenamiento a lo largo de la vida útil del proyecto, es importante considerar qué tanto afectan a las baterías otras características externas, pues estas podrían acelerar aún más su envejecimiento. El recambio de batería que se calcula en esta investigación es determinado a través de la sola operación eléctrica del activo y los parámetros de capacidad y número de ciclos de las diversas tecnologías. Para refinar la tasa de envejecimiento resulta necesario refinar los parámetros y modelos utilizados con el fin de no subestimar o sobrestimar el envejecimiento del activo durante la vida del proyecto. Algunos ejemplos de modelos recientes más elaborados de envejecimiento de almacenadores son los trabajos de Wang et al. [57], Zhuo y Savkin [58], Kadri y Mohammadi [59] o Bera et al. [60]; en todos se hace especial énfasis en la importancia de la profundidad de las descargas en el cálculo de la vida útil de los activos. En estas investigaciones se proponen la inclusión de curvas o funciones no lineales que correlacionan la profundidad de las descargas con la vida útil del activo, considerando también su tecnología. Las profundidades de las descargas, por su parte, se calculan contando los ciclos de carga y descarga en la operación del activo.

Es imperativo reconocer la necesidad y fomentar la búsqueda e inclusión de modelos de envejecimiento más completos en el problema, de forma que sea posible considerar en el algoritmo, los efectos de, por ejemplo, la temperatura o profundidad de descarga de la baterías empleadas o, por otra parte, las funciones de mejora de los sistema de almacenamiento en baterías a través del uso de súpercondensadores. En este trabajo se utilizó una proporción fija de la cantidad de SC que al incluirse en el problema, extienden de mayor forma la vida útil de las baterías empleadas; este argumento, basado en la referencia bibligráfica [24] podría expandirse en un trabajo futuro para incluir la optimización de la cantidad de SC a implementar en cualquier problema.

Finalmente, el formato elaborado en esta investigación, al surgir de un caso de estudio específico, consideró únicamente un grupo se activos de generación y almacenamiento válidos para la zona de estudio, sin embargo, la interacción con otros tipos de activos de generación distribuida y de almacenamiento podría explorarse para que la metodología propuesta sea aún más general.

Bibliografía

[1] S. D. P. E. Y. G. D. T. D. G. D. ENERGÍA, "Zonas no interconectadas – zni, informe sectorial de la prestaciÓn del servicio de energÍa elÉctrica 2020," tech. rep., 2020.

[2] C. Franco, "Contribución de la energía al desarrollo de comunidades aisladas no interconectadas : un caso de aplicación de la dinámica de sistemas y los medios de vida sostenibles en el suroccidente colombiano," *DYNA, Volumen 75, Número 154*, pp. 199–214, 2007.

[3] NERC: North American Electric Reliability Corporation, "Distributed Energy Resources: Modeling, Connection Considerations, Reliability," Tech. Rep. February, Atlanta, GA, 2017.

[4] N. Hatziargyriou, *Microgrids Architectures and Control.* United Kingdom: IEEE, 2014.

[5] R. Sioshansi and A. Conejo, *Optimization in Engineering Models and Algorithms.* Springer Books, 2017.

[6] Instituto de Hidrología meteorología y estudios ambientales - IDEAM, "Mapa Colombiano de Irradiación Global Horizontal multianual," tech. rep., 2014.

[7] Instituto de planificación y promoción de soluciones energéticas para las zonas no interconectadas. (IPSE), "Informe telemetría mensual de septiembre 2019," tech. rep., 2019.

[8] El Tiempo, "Puerto Carreño contará con soberanía eléctrica por al menos 20 años," dec 2020.

[9] C. Bustos and D. Watts, "Novel methodology for microgrids in isolated communities : Electricity cost-coverage trade-off with 3-stage technology mix , dispatch & configuration optimizations," *Applied Energy*, vol. 195, pp. 204–221, 2017.

[10] A. A. Anderson and S. Suryanarayanan, "A Comprehensive Review of Energy Management and Planning of Islanded Microgrids : Part 1 – Optimization Formulations," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, pp. 1–15, 2019.

[11] A. Ghasemi and M. Enayatzare, "Optimal energy management of a renewable-based isolated microgrid with pumped-storage unit and demand response," *Renewable Energy*, 2018.

[12] L. Zhao and Z. Wu, "The Day - Ahead Economical Optimal Dispatch for Independent Community Microgrid," *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, pp. 1306–1313, 2018.

[13] S. Bayhan, "Predictive Load Shedding Method for Islanded AC Microgrid with Limited Generation Sources," *2018 IEEE 12th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG 2018)*, pp. 1–5, 2018.

[14] K. P. Detroja, "Optimal autonomous microgrid operation : A holistic view," *APPLIED ENERGY*, vol. 173, pp. 320–330, 2016.

[15] X. Fang, Q. Yang, J. Wang, and W. Yan, "Coordinated dispatch in multiple cooperative autonomous islanded microgrids," *APPLIED ENERGY*, vol. 162, pp. 40–48, 2016.

[16] Y. Li, D. M. Vilathgamuwa, and P. C. Loh, "Design , Analysis , and Real-Time Testing of a Controller for Multibus Microgrid System," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, vol. 19, no. 5, pp. 1195–1204, 2004.

[17] C. Chen, J. Wang, F. Qiu, and D. Zhao, "Resilient Distribution System by Microgrids Formation after Natural Disasters," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 958–966, 2016.

[18] J. Cervantes and F. Choobineh, "Optimal sizing of a nonutility-scale solar power system and its battery storage," *Applied Energy*, vol. 216, no. February, pp. 105–115, 2018.

[19] A. Kumar, V. Ashu, and T. Rajbans, "Optimal techno-economic sizing of a multi-generation microgrid system with reduced dependency on grid for critical health-care, educational and industrial facilities," *Energy*, vol. 208, 2020.

[20] L. G. González, R. Chacon, B. Delgado, D. Benavides, and J. Espinoza, "Study of Energy Compensation Techniques in Photovoltaic Solar Systems with the Use of Supercapacitors in Low-Voltage Networks," *Energies*, vol. 13, no. 15, 2020.

[21] M. Mehrtash, F. Capitanescu, P. K. Heiselberg, T. Gibon, and A. Bertrand, "An Enhanced Optimal PV and Battery Sizing Model for Zero Energy Buildings Considering Environmental Impacts," vol. 56, no. 6, pp. 6846–6856, 2020.

[22] F. Kazhamiaka, C. Rosenberg, S. Keshav, and K. H. Pettinger, "Li-Ion storage models for energy system optimization: The accuracy- Tractability tradeoff," *Proceedings of the 7th International Conference on Future Energy Systems, e-Energy 2016*, 2016.

[23] Á. Arcos-Vargas, D. Canca, and F. Núñez, "Impact of battery technological progress on electricity arbitrage: An application to the Iberian market," *Applied Energy*, vol. 260, no. November 2019, p. 114273, 2020.

[24] M. Gaetani-Liseo, C. Alonso, and B. Jammes, "Impacts of supercapacitors on battery lifetime in hybrid energy storage system in building integrated photovoltaic DC micro-grid," *7th International IEEE Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2018*, no. December, pp. 1247–1252, 2018.

[25] W. Jing, C. H. Lai, D. K. Ling, W. S. Wong, and M. L. Wong, "Battery lifetime enhancement via smart hybrid energy storage plug-in module in standalone photovoltaic power system," *Journal of Energy Storage*, vol. 21, no. July, pp. 586–598, 2019.

[26] A. Narvaez, C. Cortes, and C. Trujillo, "Topologies for the interconnection of Batteries and Supercapacitors in resisi- dential type Microgrids with Intermittent generation Topologías para la interconexión de baterías y supercondensadores en micro- rredes de tipo residencial con generación inter," vol. 25, no. 1, pp. 1–13, 2020.

[27] F. Nadeem, S. M. Hussain, P. K. Tiwari, A. K. Goswami, and T. S. Ustun, "Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 4555–4585, 2019.

[28] Y. E. García-Vera, R. Dufo-López, and J. L. Bernal-Agustín, "Optimization of isolated hybrid microgrids with renewable energy based on different battery models and technologies," *Energies*, vol. 13, no. 3, 2020.

[29] D. Silva Herran and T. Nakata, "Renewable technologies for rural electrification in Colombia : a multiple objective approach," *International Journal of Energy Sector Management*, vol. 2, no. 1, pp. 139 – 154, 2008.

[30] D. Silva and T. Nakata, "Multi-objective assessment of rural electrification in remote areas with poverty considerations," *Energy Policy*, vol. 37, pp. 3096–3108, 2009.

[31] E. Ojeda-camargo, J. E. Candelo-becerra, and A. S. Mercado, "Lexicographic Multi-objective Optimisation of Hybrid Power Generation Systems for Communities in Non-interconnected Zones," *International Journal of Energy Economics and Policy*, vol. 9, no. 3, pp. 205–217, 2019.

[32] G. Valencia, A. Benavides, and C. Yulineth, "Economic and Environmental Multiobjective Optimization of a Wind – Solar – Fuel Cell Hybrid," *Energies*, vol. 12, no. 11, 2019.

[33] A. M. Rosso and V. Kafarov, "Analysis on the Economic Feasibility of Power Generation from Renewable Energy Systems in Non-Interconnected Zones of Colombia , Study of Cases," *Chemical engineering transactions*, vol. 43, pp. 1447–1452, 2015.

[34] M. Bueno-López and S. Garzón Lemos, "Electrification in Non-Interconnected Areas," *IEEE Technology and society magazine*, no. December, pp. 73–79, 2017.

[35] L. Obregon, G. Valencia, and J. Duarte, "Study on the Applicability of Sustainable Development Policies in Electricity Generation Systems in Colombia," *International Journal of Energy Economics and Policy*, vol. 9, no. 6, pp. 492–502, 2019.

[36] E. E. Gaona, C. L. Trujillo, and J. A. Guacaneme, "Rural microgrids and its potential application in Colombia," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 51, pp. 125–137, 2015.

[37] E. Banguero, A. J. Aristizábal, A. Habib, and D. Ospina, "Experimental investigation and optimal power flow modelling of the first renewable microgrid in Chocó , Colombia," *Energy Procedia*, vol. 157, pp. 953–965, 2019.

[38] A. Henao-muñoz, A. Saavedra-montes, and C. Ramos-paja, "Optimal Power Dispatch of Small-Scale Standalone Microgrid Located in Colombian Territory," *Energies*, vol. 11, no. 7, 2018.

[39] J. Hernandez, C. L. Trujillo, F. Santamaria, U. Distrital, F. Jose, U. Distrital, and F. Jose, "Photovoltaic Projects Developed in Non-Interconnected Zones in Colombia," in *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2015.

[40] D. Rodríguez-urrego and L. Rodríguez-urrego, "Photovoltaic energy in Colombia : Current status , inventory , policies and future prospects," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 92, no. May 2017, pp. 160–170, 2018.

[41] L. Palomino, "El monumento de la corrupción en Vichada," *La W Radio*, Sept. 2018.

[42] C. Lugo Lopez, "Demanda energética del departamento de vichada," tech. rep., 2018.

[43] CIGRE Task Force, "METHODS TO CONSIDER CUSTOMER INTERRUPTION COSTS IN POWER SYSTEM ANALYSIS," *Technical Brochure 191*, vol. 44, no. 3, pp. 222–223, 2001.

[44] P. Vásquez and Á. Vaca, "Methodology for Estimating the Cost of Energy not Supplied -Ecuadorian Case-," *Proceedings of the 2012 6th IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition, T and D-LA 2012*, 2012.

[45] G. H. Kjølle, K. Samdal, B. Singh, and O. A. Kvitastein, "Customer costs related to interruptions and voltage problems: Methodology and results," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1030–1038, 2008.

[46] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), "Desarrollo de una metodología para determinar los costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural," tech. rep., 2015.

[47] Á. M. Bustamante Lozano, A. Páez Martínez, J. E. Espitia Barrera, and E. Cárdenas Castro, "Análisis de datos meteorológicos para identificar y definir el clima en Yopal, Casanare," *Revista de Medicina Veterinaria*, no. 25, p. 85, 2013.

[48] Miniterio de Minas y Energía de Colombia, "Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE," 2013.

[49] Hospital San Juan de Dios E.S.E. Puerto Carreño, "Asistencial, revisado en Agosto 2021," 2014.

[50] A. Mechtenberg, B. McLaughlin, M. DiGaetano, A. Awodele, L. Omeeboh, E. Etwalu, L. Nanjula, M. Musaazi, and M. Shrime, "Health care during electricity failure: The hidden costs," *PLOS ONE*, vol. 15, pp. 1–18, 11 2020.

[51] Comision de Regulacion de Energia y Gas CREG, "Resolución No. 30 de mayo de 2018," 2018.

[52] T. Dierauf, A. Growitz, S. Kurtz, and C. Hansen, "Weather-Corrected Performance Ratio," *NREL Technical Report NREL/TP-5200-57991*, no. April, pp. 1–16, 2013.

[53] D. L. King, W. E. Boyson, and J. A. Kratochvil, "Photovoltaic array performance model, SANDIA Report SAND2004-3535," *Sandia Report No. 2004-3535*, vol. 8, no. December, pp. 1–19, 2004.

[54] J. Czyzyk, M. P. Mesnier, and J. J. Moré

[55] E. D. Dolan, "The neos server 4.0 administrative guide," Technical Memorandum ANL/MCS-TM-250, Mathematics and Computer Science Division, Argonne National Laboratory, 2001.

[56] W. Gropp and J. J. Moré, "Optimization environments and the neos server," in *Approximation Theory and Optimization* (M. D. Buhman and A. Iserles, eds.), p. 167, Cambridge University Press, 1997.

[57] Y. WANG, Z. ZHOU, A. BOTTERUD, K. ZHANG, and Q. DING, "Stochastic coordinated operation of wind and battery energy storage system considering battery degradation," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 4, no. 4, 2016.

[58] W. Zhuo and A. V. Savkin, "Profit maximizing control of a microgrid with renewable generation and bess based on a battery cycle life model and energy price forecasting," *Energies*, vol. 12, no. 15, 2019.

[59] A. Kadri and F. Mohammadi, "Energy storage optimization for global adjustment charge reduction in ontario," *Journal of Energy Storage*, vol. 30, p. 101491, 08 2020.

[60] A. Bera, S. Almasabi, Y. Tian, R. Byrne, B. Chalamala, T. Nguyen, and J. Mitra, "Maximising the investment returns of a grid- connected battery considering degradation cost," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 14, 09 2020.