

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD SOBRE EL DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS
DE ALMACENAMIENTO PARA UNA MICRORRED AISLADA EN EL MUNICIPIO
DE NUQUÍ EN CHOCÓ CONSIDERANDO DIFERENTES ELASTICIDADES DE
RESPUESTA DE LOS USUARIOS FRENTE A TARIFAS DINÁMICAS DE
PRECIOS

TANIA LORENA FANDIÑO HERNÁNDEZ
MARÍA FERNANDA HERNÁNDEZ PORRAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2020

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD SOBRE EL DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS
DE ALMACENAMIENTO PARA UNA MICRORRED AISLADA EN EL MUNICIPIO
DE NUQUÍ EN CHOCÓ CONSIDERANDO DIFERENTES ELASTICIDADES DE
RESPUESTA DE LOS USUARIOS FRENTE A TARIFAS DINÁMICAS DE
PRECIOS

TANIA LORENA FANDIÑO HERNÁNDEZ
MARÍA FERNANDA HERNÁNDEZ PORRAS

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

DIRECTOR

JUAN CARLOS OVIEDO CEPEDA
PhD (C). en Ingeniería Eléctrica

CODIRECTOR

JAVIER ENRIQUE SOLANO MARTINEZ
Doctor en Ingeniería Eléctrica

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2020

*A nuestros Padres
Margarita Hernández y Manuel Hernández
Yaneth Porras y Edinsson Hernández
A la memoria de nuestras abuelitas Nidia Castellar y Herlinda Ramírez
A mis tíos Nidia, Carmen y Manuel
A mis primos Santi, Nico y Manuel José
A mi hermana Cindy Hernández
A mi prima Jessica Silva
A nuestros amigos
Y a nuestros profesores*

AGRADECIMIENTOS

A Dios por guiarnos siempre.

A nuestras familias por haber creído en nosotras, habernos apoyado y haber sido nuestro mayor motivo de lucha en este camino.

A Juan Carlos Oviedo, director del proyecto, por brindarnos apoyo, orientación y enseñanza a través de su experiencia.

A nuestros amigos Juan, Paula, Silvia, Diego, José, Jefferson, Sofía, Julián Ferreira y Sebastián Jaimés por todas aquellas cosas que compartimos y todo el apoyo brindado.

Agradecemos a MJOR S.A.S y CELSIA Colombia S.A E.S.P por permitirnos aprender y desarrollarnos como profesionales y como personas.

Agradezco a Alejandro Ariza por todo su amor y apoyo incondicional durante todo este proceso, por no permitirme desfallecer en el camino y estar siempre presente.

Agradezco a Diana Marcela por creer en mí, guiarme, apoyarme y alegrarme en los meses lejos de casa.

Gracias a Diana Elizabeth y María Alejandra por su apoyo incondicional siempre.

Finalmente, agradecemos a todas las personas que nos apoyaron durante el transcurso de la carrera y en el desarrollo de este proyecto.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	16
1. OBJETIVOS	20
1.1 OBJETIVO GENERAL	20
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	20
2. CONDICIONES DEL CASO DE ESTUDIO.....	22
3. PERFILES DE CARGA.....	26
3.1 GENERACIÓN DE PERFILES DE CARGA	26
3.1.1 Modelo matemático implementado en el generador de perfiles de carga.	27
3.1.2 Algoritmo del generador de perfiles de carga.....	29
3.2 IMPLEMENTACIÓN DEL GENERADOR DE PERFILES DE CARGA PROPUESTO	33
3.2.1 Depuración de la información y agrupación de electrodomésticos.	33
3.2.2 Análisis Estadístico.	34
3.2.3 Perfiles de carga proporcionados por el generador de carga	37
3.3 PERFIL DE CARGA SEGÚN EL INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS IPSE.....	38
3.4 COMPARACIÓN DE LA CURVA DE DEMANDA OBTENIDA CON EL GENERADOR DE PERFILES DE CARGA VS CURVA DE DEMANDA 2018 Y 2019 PROPORCIONADAS POR EL IPSE	39
4. FORMULACIÓN PARA LA EGD BASADA EN ESQUEMAS TARIFARIOS Y PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA MHA	41
4.1 ESTRATEGIA DE GESTIÓN DE LA DEMANDA EGD.....	41
4.1.1 Tarifas de precios dinámicos.	42
4.1.1.1 Modelado de tarifas a implementar.	42

4.1.2 Restricciones generales para las tarifas.....	47
4.2 ELASTICIDAD-PRECIO DE LA DEMANDA.....	47
4.2.1 Elasticidad-Precio de la demanda de energía en Colombia.	48
4.2.2 Definición de escenarios de sensibilidad de respuesta de los usuarios.	50
4.3 ALGORITMO BASE IMPLEMENTADO	51
4.3.1 Explicación general del algoritmo.....	51
4.3.2 Procedimiento general para la gestión de la demanda y el dimensionamiento de la microrred.....	54
5. APLICACIÓN DE LA EGD Y EL DIMENSIONAMIENTO DE LA MHA PARA EL CASO DE ESTUDIO.....	55
5.1 RECOLECCIÓN DE DATOS	55
5.1.1 Condiciones del caso de estudio.....	55
5.1.2 Especificaciones técnicas de los sistemas de generación fotovoltaica y diésel y sistema de almacenamiento	57
5.2 RESULTADOS DE LA CURVA DE CARGA DIARIA PROMEDIO APLICANDO LA EGD AL CASO DE ESTUDIO	59
5.2.1 Curvas de demanda resultantes por escenarios.	59
5.2.2 Análisis de operación de las tarifas.	61
5.3 RESULTADOS DEL DIMENSIONAMIENTO DE LA MHA PARA EL CASO DE ESTUDIO	63
5.4 ANÁLISIS DE COSTOS ANTES Y DESPUÉS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA EGD	67
5.4.1 Costo Nivelado de la energía.....	67
5.4.2 Capacidad del sistema de almacenamiento Vs Costo Nivelado de la energía.	67
5.4.3 Ahorro en la facturación anual de la comunidad del caso de estudio.	69
6. CONCLUSIONES	71
BIBLIOGRAFÍA.....	73

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Suministro de energía eléctrica en Nuquí	24
Figura 2. Horas de suministro de energía eléctrica en Nuquí.....	24
Figura 3. Frecuencia de interrupciones del servicio de energía eléctrica en Nuquí	25
Figura 4. Diagrama de flujo del programa de generación de perfiles de carga	30
Figura 5. Esquema general para la obtención de la curva de demanda.....	32
Figura 6. Perfiles de carga obtenidos con el generador de carga.	37
Figura 7. Curva de carga diaria promedio obtenida con el generador de carga. ...	38
Figura 8. Curva de carga promedio diaria según Instituto de Planificación de Soluciones Energéticas IPSE	39
Figura 9. Curvas de carga dada por el IPSE vs Curva de demanda obtenida con el generador de carga	40
Figura 10. Modelo esquemático de la tarifa TdU.....	44
Figura 11. Elasticidad Precio-Demanda. Mercado Regulado. Hogares 2007-2015	49
Figura 12. Diagrama de flujo del algoritmo de RD implementado	53
Figura 14. Perfil anual de demanda Eléctrica en Nuquí.	56
Figura 15. Carga Diaria Promedio. Todas las tarifas. Escenario 1	59
Figura 16. Carga diaria promedio. Todas las tarifas. Escenario 2	60
Figura 17. Carga diaria promedio. Todas las tarifas. Escenario 3	61
Figura 18. Comportamiento del modelo tarifario para el escenario 1	62
Figura 19. Comportamiento del modelo tarifario para el escenario 2	62
Figura 20. Comportamiento del modelo tarifario para el escenario 3	62
Figura 21. Capacidad de generación fotovoltaica	64
Figura 22. Capacidad de generación diésel bajo tarifas FLAT, PDSD, PPC y TDU	65

Figura 23. Dimensionamiento del sistema para cada esquema tarifario	66
Figura 24. Costo Nivelado de la energía CNE	67
Figura 25. Capacidad de almacenamiento Vs CNE tarifa TDU	68
Figura 26. Capacidad de almacenamiento Vs CNE tarifa PCC	68
Figura 27. Capacidad de almacenamiento Vs CNE tarifa PDSD.....	69

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Lista de electrodomésticos de uso común en Nuquí	33
Tabla 2. Datos estadísticos de los electrodomésticos	34
Tabla 3. Horario de uso de los electrodomésticos	36
Tabla 4. Tabla resumen de especificaciones técnicas de los componentes de la microrred	58
Tabla 5. Costos unitarios para los componentes de la microrred	58
Tabla 6. Resultados del dimensionamiento de la microrred	64
Tabla 7. Porcentaje de variación en las capacidades	66
Tabla 8. Ahorro anual en el pago final de los usuarios.....	69

LISTA DE ANEXOS

(Ver anexos adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la Base de Datos de la Biblioteca UIS)

Anexo A. Base de datos encuestas PERS

Anexo B. Análisis estadístico encuestas PERS-CHOCÓ

Anexo C. Resultados arrojados por el algoritmo generador de carga diaria promedio

Anexo D. Análisis de costos unitarios de los equipos a implementar en la microrred híbrida

Anexo E. Base de datos meteorológicos Nuquí-Chocó

Anexo F. Resultados arrojados por el algoritmo de implementación de Estrategia de Gestión de la demanda y Dimensionamiento de la Microrred Híbrida Aislada.

RESUMEN

TÍTULO: “ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD SOBRE EL DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO PARA UNA MICRORRED AISLADA EN EL MUNICIPIO DE NUQUÍ EN CHOCÓ CONSIDERANDO DIFERENTES ELASTICIDADES DE RESPUESTA DE LOS USUARIOS FRENTE A TARIFAS DINÁMICAS DE PRECIO”*

AUTORES: TANIA LORENA FANDIÑO HERNÁNDEZ, MARÍA FERNANDA HERNÁNDEZ PORRAS**

PALABRAS CLAVE: Almacenamiento, elasticidad, tarifas dinámicas, gestión de demanda.

DESCRIPCIÓN:

Con el presente trabajo de grado se analiza la variación en la capacidad de almacenamiento necesaria para una microrred aislada considerando diferentes escenarios de respuesta de los usuarios cuando se considera la implementación de una estrategia de gestión de la demanda (EGD) basada en precios en la etapa de planeación de la microrred. La estrategia de gestión considera la aplicación de tres tipos de tarifas dinámicas de precios: Tiempo de Uso (TDU), Precio Pico Crítico (PPC) y Precio Dinámico para el Siguiete Día (PDSD). Para cada una de las tarifas se tiene en consideración tres diferentes escenarios de elasticidad al precio de la demanda. La aplicación de lo propuesto permite reducir los costos relacionados con capital o instalación (CAPEX) y variables de operación (OPEX) de las Microrredes Híbridas Aisladas (MHA). Se considera además, que la propuesta puede reducir el Costo Nivelado de la Energía, lo cual hará más accesible la energía para las comunidades aisladas del territorio nacional permitiendo tener retorno de capital a quien invierta. Adicionalmente, se espera que una reducción en el CAPEX y OPEX pueda incentivar la combinación de capital público y privado para el desarrollo de esta clase de proyectos, incrementando así la cobertura del servicio de energía eléctrica en el territorio nacional y más específicamente en Zonas No Interconectadas al Sistema interconectado Nacional.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Juan Carlos Oviedo Cepeda, Ingeniero Electricista. Codirector: Javier Enrique Solano Martínez, Doctorado en Ingeniería Eléctrica.

ABSTRACT

TITLE: SENSITIVITY ANALYSIS ON THE SIZING OF STORAGE SYSTEMS FOR AN ISOLATED MICROGRID IN THE MUNICIPALITY OF NUQUÍ IN CHOCÓ CONSIDERING DIFFERENT ELASTICITIES OF USER RESPONSE TO DYNAMIC PRICE RATES *

AUTHORS: TANIA LORENA FANDIÑO HERNÁNDEZ, MARÍA FERNANDA HERNÁNDEZ PORRAS **

KEYWORDS: Storage, elasticity, dynamic rates, demand management.

DESCRIPTION:

The present work allows to know the variation in the storage capacity necessary for a Stand-Alone Microgrid considering different user response scenarios when it is considered the implementation of a price based DMS demand management strategy in the planning stage of the microgrid. The management strategy considers the application of three types of dynamic price rates: Time of Use (TOU), Critical Peak Price (CCP) and Dynamic Price for the Next Day (DADP). For each of the tariffs, three different situations of demand price elasticity are considered. The application of the proposed allows to reduce the costs related to the capital or installation (CAPEX) and the operating variables (OPEX) of the Stand-Alone Hybrid Microgrid (MHA). It is considered also, the proposal could reduce the Leveling Energy Cost, which would make energy more accessible for the affected communities in the national territory allowing the return of capital to those who invest. In addition, it is expected that a reduction in CAPEX and OPEX can encourage the combination of public and private capital for the development of this kind of projects, thus increasing the coverage of electric power service in the national territory and more specific in Non-Interconnected Areas to the National Interconnected System.

* Bachelor Thesis

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering, Engineering Electric, Electronic and Telecommunications' School. Director: Juan Carlos Oviedo Cepeda, Electrical Engineer. Co-director: Javier Enrique Solano Martínez, Phd. Electric Engineering

INTRODUCCIÓN

En Colombia las Zonas No Interconectadas (ZNI) al Sistema Interconectado Nacional (SIN) representan aproximadamente el 51% de la superficie del territorio nacional teniendo así alrededor de 1'900.000 habitantes que aún no cuentan con un suministro continuo y de calidad de energía eléctrica¹. En las ZNI existen problemas geográficos y financieros que impiden la interconexión al SIN. Esto afecta directamente la forma de vida de los habitantes de estas zonas donde la falta de acceso a la energía eléctrica conduce a una cobertura mínima o inexistente de servicios de salud y un bajo desarrollo económico y social.

El abastecimiento de energía eléctrica en las ZNI es proporcionado principalmente por plantas de generación Diésel². Aunque esta solución de generación es la más recurrente, no es la más adecuada dado que el uso del combustible genera además de altos costos, numerosas consecuencias ambientales. Entre estas se tienen la alteración del efecto invernadero, lluvia ácida y emisiones atmosféricas locales³. Es esta la razón por la que surge la necesidad de implantar soluciones alternativas de generación de energía eléctrica que contrarresten estos efectos. Una de las soluciones que se plantean para proveer suministro de energía en ZNI, es la construcción de Microrredes Híbridas Aisladas (MHA), éstas además de favorecer la integración de fuentes de generación de origen renovable, permiten disminuir los efectos adversos que trae consigo la generación diésel.

En la actualidad, el Instituto para la Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE) es el ente que promueve soluciones energéticas sostenibles en

¹ Avendaño, N., Tabares, R.H., Ossa, D.A., Zonas No Interconectadas – Zni Diagnóstico De La Prestación Del Servicio De Energía Eléctrica, 2018, pág 5.

² GREG, "Comisión de Regulación de Energía y Gas | CREG." [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/zonas-no-interconectadas>

³ Consecuencias del Uso de Combustibles Fósiles | Twenergy." [Online]. Available: <https://twenergy.com/ecologia-y-reciclaje/medio-ambiente/la-electricidad-frente-al-combustible-2734/>

las ZNI como factor de equidad con criterios de eficacia, eficiencia y efectividad, mejorando continuamente los procesos, teniendo en cuenta la protección del medio ambiente y la prevención de la contaminación en Colombia⁴. Una de las funciones del IPSE es realizar estudios de demanda y necesidades de energía. De esta necesidad surge el Proyecto de Energización Rural Sostenible PERS, que tiene como uno de sus objetivos, caracterizar la demanda de energía rural y estructurar una línea de base para elaborar proyectos integrables y sostenibles en el tiempo, ⁵ donde al hablar de sostenibilidad, se hace referencia a satisfacer las necesidades presentes sin afectar generaciones futuras y mejorar la calidad de vida de las comunidades.

Para poder garantizar una sostenibilidad en el tiempo, es fundamental tratar la parte económica, esta se encuentra directamente ligada a la capacidad de pago de los usuarios y a la búsqueda de vinculación de capital privado que permita ampliar la cobertura de proyectos de energización en ZNI y con ello reducir el gasto financiero que hace el gobierno en estos proyectos. Sin embargo, la vinculación de entes privados se dificulta dada la incertidumbre que generan variables importantes como son, la demanda eléctrica, la capacidad de pago de los usuarios, y aspectos climatológicos que impedirían que se provea un flujo de ingresos estable y predecible que garantice la devolución de su inversión.

La incertidumbre generada por la capacidad de pago de los usuarios podría reducirse al aplicar un método que asegure que los usuarios puedan pagar su consumo a un costo que los beneficie tanto a ellos como al ente inversor. Es en este sentido, donde entra el concepto de estrategia de gestión de la demanda (EGD) que indica un conjunto de acciones dirigidas a gestionar de forma eficiente el consumo de energía eléctrica de una comunidad⁶.

⁴ IPSE, "Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas", Misión y Visión, [Online]. Available: <http://www.ipse.gov.co/ipse/mision-y-vision>

⁵ Ibíd., Planes de Energización Rural Sostenible, [Online]. Available: <http://www.ipse.gov.co/proyectos/pers>

⁶ Enel X., "¿Qué es la Gestión de la Demanda?." [Online]. Available: <https://www.enelx.com/es/faq/eindustry/Qué es la Gestión de la Demanda>.

A pesar de los múltiples beneficios que podría traer implementar una (EGD) a la planeación de una MHA, sus efectos potenciales aún no han sido ampliamente estudiados por la literatura. En el marco de la convocatoria 782 de Colciencias (ECOSNORD) se enmarca la tesis doctoral del PhD.(C) Juan Carlos Oviedo Cepeda, quién propone una EGD basada en tarificación dinámica de precios usando tres tipos de tarifas: Tiempo de Uso (TdU), Precio Pico Crítico (PPC) y Precio Dinámico para el Siguiete Día (PDSD). En este sentido el presente proyecto de grado busca evaluar el efecto que tiene la EGD propuesta, sobre el dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento de microrredes híbridas aisladas.

La introducción de tarifas dinámicas de precios como estrategia de gestión de la demanda eléctrica trae consigo beneficios para la etapa de planeación de una MHA, uno de ellos es que permite a los inversionistas saber con anterioridad cuál es el retorno esperado de su inversión; también permitiría a los usuarios conocer con anterioridad cuales van a ser los pagos que deberán hacer por el servicio de energía; finalmente, se espera que al aplicar la EGD en la etapa de planeación de una MHA se reduzca su capacidad de almacenamiento. Y con ello, disminuya el costo nivelado de la energía (CNE) que hace referencia al costo a lo largo de la vida útil del proyecto, incluyendo inversión inicial, operación, mantenimiento, costo de combustible y costo de capital.

Para la evaluación de la EGD propuesta por Oviedo⁷, en el capítulo 1 se realiza una introducción general al documento, su contenido y objetivos propuestos. En el capítulo 2 se considerarán las generalidades del municipio caso de estudio. En el capítulo 3 se genera el perfil de demanda de la comunidad del caso de estudio Nuquí, tomando como datos de entrada la recolección de información primaria en tiempo real (encuestas) realizadas en el marco del proyecto PERS-CHOCÓ⁸ de las

⁷ Cepeda, J., Serna, I., Osmá, G., Duarte, C., Solano, J., Gabbar, H., Desing of Tariff Schemes as Demand Response Mechanisms for Stand-Alone Microgrids Panning, Pending Publication, pág. 1-13

⁸ PERS, "Avances Plan de Energización Rural Sostenible Para el Departamento del Chocó", 2014, pág. 1-2

cuales se obtiene información socioeconómica y energética que son de utilidad para la proyección de la demanda en zonas rurales. En el capítulo 4, se presenta la (EGD) basada en precios y el dimensionamiento de la (MHA) considerados por Oviedo⁹, y la construcción de tres escenarios de elasticidad-precio de la demanda, baja, media y alta sensibilidad que se medirán teniendo en cuenta la elasticidad promedio tomada de la literatura¹⁰, con la cual se medirá el comportamiento de los usuarios ante su implementación. En el capítulo 5, se realiza el análisis de sensibilidad como respuesta de los usuarios a la implementación de la (EGD) y el dimensionamiento de la (MHA), compuesta por un sistema fotovoltaico (PV), un generador Diésel (GD) y un sistema de almacenamiento de energía de batería (BESS), para cada escenario de los expuestos en el capítulo 3. Finalmente, en el capítulo 6, se presenta las conclusiones.

⁹ Oviedo J, Solano J, Duarte C, St-pierre D, Boulon L, "Day Ahead Tariff Setting for Islanded Microgrids Considering Customers Response", Xplore - Pending Publication (2018), pág. 1-7, [Online]. Available: <https://scholar.google.com/citations?user=RaHUMYMAAAAJ&hl=es>

¹⁰ Ministerio de Minas, "PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA" - Junio, 2016.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un análisis de sensibilidad al considerar diferentes elasticidades de respuesta de los usuarios frente a una tarifa dinámica de precios elegida y determinar la variación de la capacidad de almacenamiento instalada en una microrred aislada en el municipio de Nuquí en Chocó.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Construir perfiles de demanda, usando el modelo de predicción desarrollado por Oviedo¹¹ tomando como información de entrada para el modelo los datos obtenidos con la encuesta del Plan de Energización Rural Sostenible PERS Chocó y compararlos con los perfiles de demanda suministrados por el Instituto de Planificación y Promoción de soluciones energéticas para las zonas no interconectadas (IPSE).
- Realizar un análisis de sensibilidad con el modelo de respuesta a la demanda considerado por Oviedo¹² considerando un sistema de tarifa de Tiempo de Uso, Tarifa de Precio Pico Crítico, y una tarifa de Precio Dinámico para el Siguiete Día¹³.
- Presentar tres escenarios de respuesta a la demanda donde se consideren tres regiones de sensibilidad, alta sensibilidad, media sensibilidad y baja sensibilidad frente a las variaciones del precio de la energía tomando como referencias los valores de elasticidad encontrados en la literatura ¹⁴
- Realizar el dimensionamiento del sistema de almacenamiento de la microrred

¹¹ Oviedo. Op. cit., p.7

¹² Cepeda. Op. cit., p.

¹³ Aman Chitkara, Dan Cross-Call, Becky Li, and James Sherwood, "Review of Alternative Rate Designs", May 2016, pág. 6

¹⁴ "Appendix 5: Australian PriceElasticity of Demand,"Ausgrid, no. November, pp. 1–21, 2015

aislada tomando las tres regiones de respuesta a la demanda propuestos y determinar la variación en la capacidad instalada de almacenamiento.

2. CONDICIONES DEL CASO DE ESTUDIO

El departamento de Chocó, es el departamento con mayor número de municipios con ZNI¹⁵ en Colombia. Es por esta razón, que cuenta con la mayor cantidad de recursos asignados por el comité de administración del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas FAZNI para la financiación de proyectos en estas zonas¹⁶.

Dentro de los planes de expansión de cobertura de energía eléctrica en el departamento, se firmó en el año 2014 un convenio para la planeación del Plan de Energización Rural Sostenible PERS Chocó que inició su desarrollo en el año 2015¹⁷. Durante el periodo de ejecución del PERS cumplido de 2015 al 2017, las actividades básicamente se concentraron en la caracterización del consumo básico de energía por uso y fuente de zonas rurales representativas, mediante una metodología de muestreo en 14 municipios que fueron seleccionados (Acandí, Unguía, Ríosucio, Juradó, Bahía Solano, Nuquí, Medio Atrato, Quibdó, Carmen de Atrato, Istmina, Condoto, Tadó, Litoral del San Juan, Alto Baudó). Se logró el levantamiento de 2.200 encuestas¹⁸, que se usarán para el proceso de depuración y análisis estadístico para la construcción de la curva de demanda energética.

De los municipios mencionados anteriormente, se selecciona para el caso de estudio el municipio de Nuquí. Este se encuentra localizado sobre la vertiente occidental de la serranía del Baudó, a 5 metros sobre el nivel del mar. Sus coordenadas corresponden a los 5° 42" de latitud norte y 77° 16" de longitud oeste. Limita por el norte con el municipio de Bahía Solano, por el sur con el municipio del

¹⁵ Acosta, J., Tobón, D., Castillo, G., "¿Ha sido efectiva la promoción de soluciones energéticas en las zonas no interconectadas (ZNI) en Colombia?: Un análisis de la estructura institucional", Junio 2009, pág., 38

¹⁶ IPSE "Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas", PRESENTACIÓN PROYECTOS ENERGÉTICOS EN CHOCÓ, Julio 2014 pág.1-32

¹⁷ MINMINAS, "Planeación de la Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica y Fondos de Inversión", Octubre 2017. Pág. 18

¹⁸ PERS, "Avances Plan de Energización Rural Sostenible Para el Departamento del Chocó", 2014, pág. 1-2

Bajo Baudó, por el occidente con el Océano Pacífico (mar de Balboa) y por el Oriente con el municipio del Alto Baudó¹⁹.

La prestación del servicio de energía eléctrica está a cargo de la Empresa ELECTRONUQUÍ, de la cual hace parte la Alcaldía municipal. ELECTRONUQUÍ por estar en una ZNI tiene la administración de los recursos del subsidio de energía para aéreas no interconectadas, y con ello la labor de comprar y suministrar combustible para todas las plantas del territorio municipal, las cuales funcionan bajo la dirección de juntas corregimentales encargadas de operarlas y del cobro del servicio a los usuarios²⁰.

Los habitantes del área urbana de Nuquí se abastecen en un 100% de energía eléctrica con servicio prestado las 24 horas a través de plantas eléctricas tipo Diésel. La zona rural se abastece con plantas administradas por la misma comunidad, pero las restricciones de subsidio solo permiten hasta 6 horas de servicio²¹.

Una de las dificultades que impide una buena prestación del servicio de energía eléctrica en Nuquí se debe al desabastecimiento de combustible por falta de recursos económicos para su compra y por su difícil transporte. A estos problemas de suministro de combustible se le suman los problemas ocasionados por la falta de mantenimiento a las plantas que deterioran su vida útil²².

De las encuestas realizadas para el PERS CHOCÓ (Anexo A), liderado por el IPSE, en el municipio de Nuquí, se tiene que para una muestra de 157 usuarios la prestación del servicio de energía eléctrica se estructura como sigue:

¹⁹ Gamboa, Y., "Gestión de sistemas fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica en zonas no interconectadas (en comunidades menores a 500 habitantes) en el pacífico colombiano" Universidad Pontificia Bolivariana, 2016, pág.28.

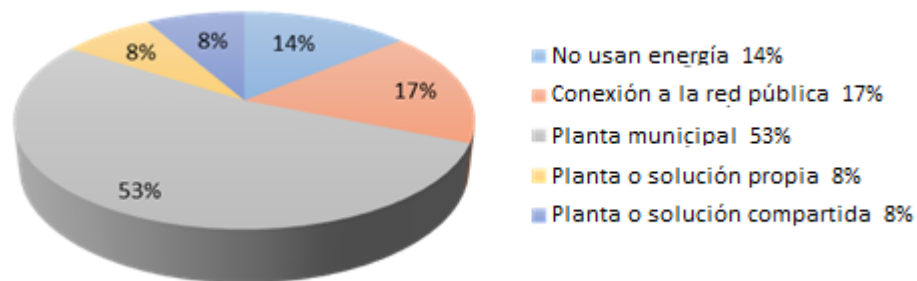
²⁰ *Ibid.*, p.29.

²¹ *Ibid.*, p.31.

²² *Ibid.*, p.29.

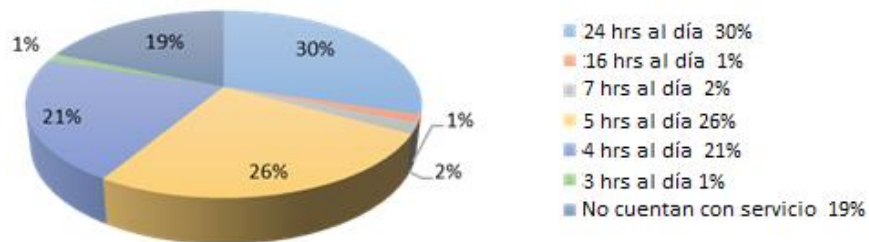
De los 157 usuarios en estudio, se tiene en cuanto a suministro de energía eléctrica, que 27 cuentan con conexión a la red pública, 83 obtienen suministro de energía a partir de una planta municipal, 12 a través de plantas propias y 13 a través de plantas compartidas. Ver figura 1.

Figura 1. Suministro de energía eléctrica en Nuquí



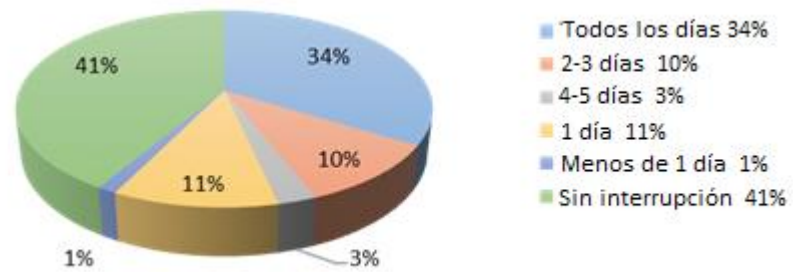
En cuanto a las horas al día, en las que cuentan con el suministro de energía eléctrica, solo el 30% cuenta con suministro las 24 horas del día, y un 69% cuenta con un servicio menor a las 7 horas. Ver figura 2.

Figura 2. Horas de suministro de energía eléctrica en Nuquí



Y finalmente, en cuanto a calidad del servicio, se tiene que el 59% de los usuarios presencian al menos un día a la semana interrupción del servicio de energía eléctrica. Ver figura 3.

Figura 3. Frecuencia de interrupciones del servicio de energía eléctrica en Nuquí



Dadas las condiciones del servicio mencionadas anteriormente y las condiciones socioeconómicas que rigen el municipio de Nuquí, hacen de éste un buen lugar de estudio para la implementación de proyectos de este tipo, que se espera permitan brindar una mejora en la calidad de vida de la comunidad.

3. PERFILES DE CARGA

Para dimensionar una microrred en una zona no interconectada es necesario conocer la demanda que requiere ser atendida. Para la estimación de esta demanda existen distintos métodos usados tradicionalmente, basados en encuestas y que usan estudios de campo y longitudinales que proporcionan la información detallada y necesaria sobre los usuarios a intervenir, permitiendo de esta manera la caracterización de curvas de demanda. En este capítulo se presenta el método utilizado para la predicción de la demanda energética que será utilizado para generar la curva de demanda del caso en estudio.

En la sección 3.1 se presenta el modelado, procedimiento y aplicación del algoritmo generador de perfiles de carga propuesto. En la sección 3.2 se implementa el algoritmo para la obtención de los perfiles de carga para el caso de estudio. En la sección 3.3 se presenta el perfil de carga promedio proporcionado por el IPSE para la comunidad del caso de estudio. En la sección 3.4 se comparan los perfiles de carga diaria promedio proporcionados por el IPSE con el generado con el algoritmo generador de perfiles de carga.

3.1 GENERACIÓN DE PERFILES DE CARGA

En la presente sección se muestra el procedimiento general para construir perfiles de carga horarios que permitan modelar el comportamiento de consumo de energía eléctrica; este procedimiento permite generar perfiles de carga según la necesidad de quién las vaya a estudiar. De acuerdo con esto, para evaluar correctamente la estrategia de gestión de la demanda considerada, es necesario tener como dato de entrada perfiles de carga horarios para el tiempo que se desee simular.

3.1.1 Modelo matemático implementado en el generador de perfiles de carga.

Para estimar el consumo de energía de una zona, se implementa un modelo de carga jerárquica generativa que se describe más adelante. La información socioeconómica de la población se obtiene de las encuestas realizadas en el PERS. Estas encuestas permiten conocer el consumo de energía real y los electrodomésticos de uso común en la comunidad.

En primera instancia se realiza un análisis estadístico sobre los datos para obtener la probabilidad que tiene cada usuario de tener cada electrodoméstico. Teniendo esta información para todos los electrodomésticos se hace uso de una distribución de Bernoulli (1) para obtener la lista de electrodomésticos generada para cada usuario.

$$N_u = Be(P_e) \quad (1)$$

Donde:

N_u =Lista de electrodomésticos para cada usuario u.

P_e =Probabilidad de tener cada electrodoméstico.

El consumo eléctrico por hora para cada electrodoméstico se estima en (2)

$$Q_{u,k} = \sum_{n=1}^N y_n t_n w_k^n \quad (2)$$

Donde:

k = Tiempo [horas].

$Q_{u,k}$ = Consumo total de energía pronosticado para la hora k del usuario u. [Wh].

y_n = Consumo de potencia activa del electrodoméstico n [W].

t_n = Vector que representa las horas de uso del electrodoméstico n [horas].

w_{kn} = Vector que representa sí el electrodoméstico n está encendido en el horario de uso señalado en t_n [Adimensional].

Y_n , t_n y w_{kn} son los resultados de generar números aleatorios a partir de las funciones de distribución de probabilidad descritas a continuación:

Para cada electrodoméstico se crea una distribución Z_n que contiene información propia de cada aparato, como potencia media μ_n y desviación estándar σ_n que se estiman por medio de un análisis estadístico. Con estos dos parámetros se propone una distribución normal para obtener el consumo medio de energía y_n de cada electrodoméstico como se describe en (3).

$$y_n | Z_n \sim N(\mu_n, \sigma_n) \quad (3)$$

De forma similar se estima el tiempo de uso t_n de cada electrodoméstico usando (4). Donde $c\mu_n$ y $c\sigma_n$ son el tiempo promedio de uso y su desviación estándar respectivamente.

$$t_n | Z_n \sim N(c\mu_n, c\sigma_n) \quad (4)$$

Para obtener la probabilidad de encendido en el horario estimado de cada electrodoméstico se propone una mezcla gaussiana H_n (5) de M distribuciones normales. La hora promedio de uso μ_k^n y sus respectivas desviaciones estándar σ_k^n para cada electrodoméstico se obtienen y utilizan para construir las M distribuciones normales. Donde π_k^n representa un factor utilizado para sobreponer la distribución normal $m \in M$ de acuerdo con su probabilidad de ocurrencia y se estima utilizando las horas de uso más comunes de cada aparato, informadas por la encuesta y tomadas de la literatura.

$$H_n | Z_n = \sum_{m=1}^M \pi_k^n N_m(\mu_m^n, \sigma_m^n) \quad (5)$$

Finalmente, w_k^n representa si el electrodoméstico está activo o no en la hora $k \in T$ y se estima con una distribución de Bernoulli utilizando la probabilidad dada por la mezcla gaussiana $H_n \quad \forall k \in T$.

$$w_k^n | k \sim Be_k(H_n) \quad (6)$$

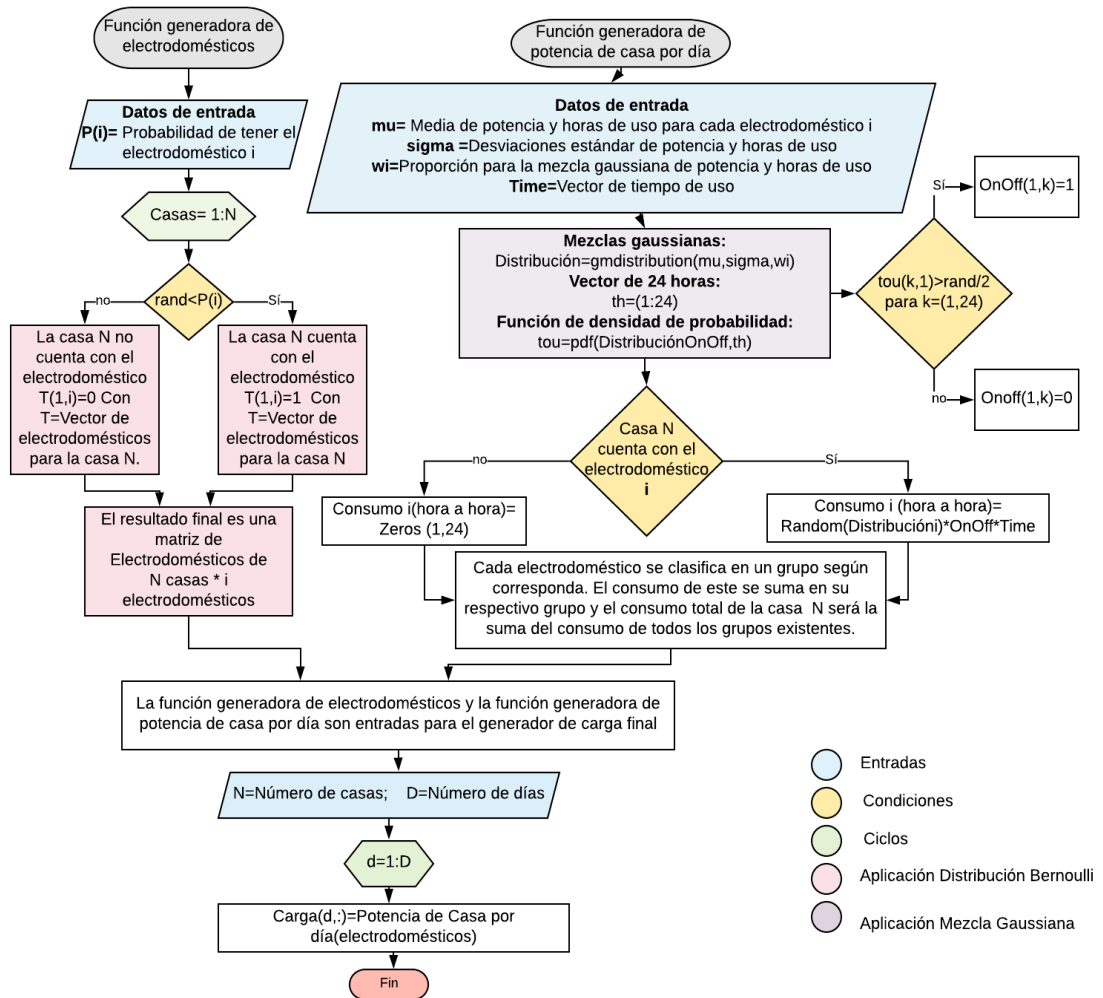
El resultado $Q_{u,k}$ es un vector que contiene el consumo de energía por hora [Wh] de todos los electrodomésticos que cada usuario utiliza durante un día. Finalmente, para obtener la energía consumida por la microrred, solo es necesario agregar el consumo de todos los usuarios durante un día usando (7).

$$Q_k = \sum_{u=1}^U Q_{u,k} \quad (7)$$

Con este método, es posible la construcción e implementación de un algoritmo que permita la generación de perfiles de carga, partiendo de datos de entrada obtenidos de encuestas y estudios de campo realizados sobre comunidades de interés. Para fines de este proyecto, se implementa un generador de carga basado en el método anteriormente expuesto.

3.1.2 Algoritmo del generador de perfiles de carga. El algoritmo implementado tiene asociado un diagrama de flujo que contiene la estructura y secuencia del código junto a los criterios de entrada y salida que se tienen en cuenta. En la Figura 4 se muestra el diagrama de flujo correspondiente al algoritmo implementado en el software Matlab.

Figura 4. Diagrama de flujo del programa de generación de perfiles de carga



Nota: En los datos de entrada de la función generadora de potencia de casa por día la media y desviación estándar de potencia representa un único valor para cada uno de los electrodomésticos, mientras que la media de horas de uso representa un vector con las horas en promedio y específicas de uso de cada electrodoméstico.

El algoritmo generador de carga está dividido en 3 etapas. La primera trata la función generadora de electrodomésticos, la segunda la función generadora de potencia de casa por día y finalmente, la tercera agrupa las etapas 1 y 2 para

generar la carga total hora a hora para los días a simular. Las 3 etapas proceden como sigue:

Primera etapa

Para la función generadora de electrodomésticos se tiene como dato de entrada $P(i)$, un valor entre 0 y 1 que representa la probabilidad de tener cada electrodoméstico, donde 0 corresponde a la más baja probabilidad de tenerlo y 1, por el contrario, la más alta. Sí para cada n casa se cumple que un número rand aleatorio que toma valores entre 0-1 es menor que la probabilidad $P(i)$ de tener el electrodoméstico, se cumple que la casa n cuenta con este electrodoméstico; de lo contrario no. Esta función genera la matriz de ceros y unos compuesta por las n casas y los i electrodomésticos donde 0 corresponde a que no se tiene el electrodoméstico y 1 a que sí.

Segunda etapa

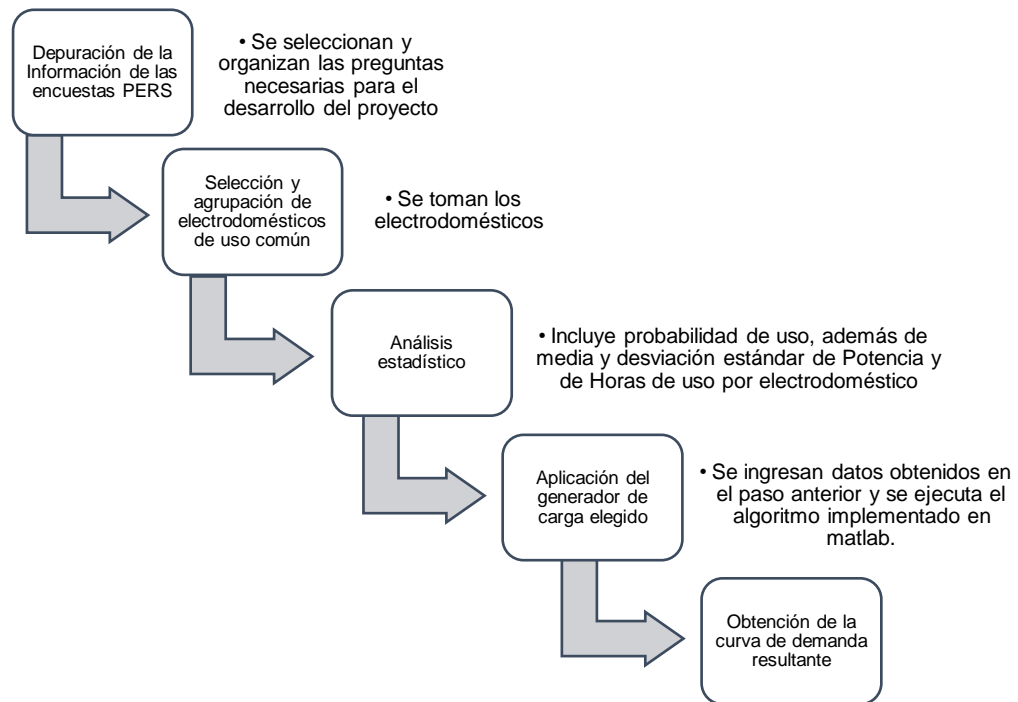
Para la función generadora de potencia de casa por día se toman los datos obtenidos en el análisis estadístico simple descrito a detalle anteriormente, como datos de entrada para crear las funciones de distribución gaussianas que son punto de partida para hallar el consumo de cada electrodoméstico i . Sí en la etapa anterior se obtuvo que la casa n cuenta con el electrodoméstico i , el algoritmo calcula su consumo horario, de lo contrario crea un vector de consumo 0 para las 24 horas del día. Este proceso se repite para el total de electrodomésticos; cada electrodoméstico es clasificado en un grupo según su función (cocina, cuidado personal, refrigeración, aseo, climatización, entretenimiento o iluminación); el consumo total por grupo para cada casa corresponde a la suma del consumo total de los electrodomésticos pertenecientes al grupo con que cuenta la casa y la potencia de casa por día es la suma total del consumo de todos los grupos existentes.

Tercera etapa

Finalmente, en la tercera etapa, se toma como datos de entrada las n casas y los D días para los que se quiere generar la carga. El algoritmo integra las dos funciones creadas en las etapas anteriormente descritas y genera la carga total de la comunidad, obteniendo así una matriz de D días por la potencia total horaria.

En la figura 5, se presenta la metodología propuesta para la obtención de los perfiles de carga, haciendo uso de la información encontrada en las encuestas PERS, como datos de entrada para el generador de perfiles modelado por Oviedo et. al²³.

Figura 5. Esquema general para la obtención de la curva de demanda



²³ Oviedo J, Solano J, Duarte C, St-pierre D, Boulon L, "Day Ahead Tariff Setting for Islanded Microgrids Considering Customers Response", Xplore - Pending Publication (2018).pág.1-7

3.2 IMPLEMENTACIÓN DEL GENERADOR DE PERFILES DE CARGA PROPUESTO

En esta sección se presenta el proceso propuesto para la obtención de los datos de entrada requeridos para la ejecución del algoritmo generador de perfiles de carga.

3.2.1 Depuración de la información y agrupación de electrodomésticos. La encuesta realizada por PERS CHOCÓ, tomó datos de 157 usuarios del municipio de Nuquí. De estos 157 usuarios se obtuvo un listado de 21 electrodomésticos de uso común, con los que se trabajó para la construcción de los perfiles de demanda. Estos electrodomésticos fueron agrupados según su funcionamiento en 7 grupos correspondientes a: cocina, cuidado personal, refrigeración, aseo, climatización, entretenimiento e iluminación. **Ver tabla 1.**

Tabla 1. Lista de electrodomésticos de uso común en Nuquí

Grupo	Electrodoméstico
Cocina	Olla arrocera
	Sandwichera
	Licuadora
Cuidado personal	Plancha de cabello
	Secador de cabello
Refrigeración	Neveras
	Congelador
Aseo	Plancha
	Secadora de ropa
	Lavadora
Climatización	Ventilador
Entretenimiento	Radio
	Equipo de sonido
	Tv convencional
	Tv LCD
	Teatro en casa
Iluminación	Computador
	Bombillos incandescente 1
	Bombillos incandescente 2
	Bombillos ahorradores 1
	Bombillos ahorradores 2

3.2.2 Análisis Estadístico. Una vez realizada la depuración y clasificación anterior, se llevó a cabo un análisis estadístico que permitió conocer las probabilidades que tiene un usuario de tener cada uno de los electrodomésticos seleccionados, además de datos de media y desviación estándar de potencias y de horas de uso que finalmente fueron tomados como datos de entrada para el programa de generación de predicción de carga. Los resultados finales del análisis estadístico se encuentran en el Anexo B y en la Tabla 2.

Tabla 2. Datos estadísticos de los electrodomésticos

Grupo	Electrodoméstico	Probabilidad	Potencia [w]		Hora de uso [h]	
			Media	Desv	Media	Desv
Cocina	Olla arrocera	0.0469	774.597	25	1.26	0.3
	Sandwichera	0.0430	648.074	50	1.5	0.2
	Licuada	0.3318	387.298	100	1.00	0.25
Cuidado personal	Plancha de cabello	0.0132	1150.00	175	1.85	0.3
	Secador de cabello	0.0185	1400.00	120	2.35	0.8
Refrigeración	Neveras	0.3880	377.976	50	23.54	2.5
	Congelador	0.0843	646.529	105	22.35	2
Aseo	Plancha	0.1899	1118.03	125	3.00	1.25
	Secadora de ropa	0.0064	2525.00	150	2.88	0.8
	Lavadora	0.2507	1688.19	200	3.87	0.9
Climatización	Ventilador	0.2109	76.485	12.5	10.20	2.5
Entretenimiento	Radio	0.0622	42.426	2.5	4.57	0.45
	Equipo de sonido	0.0925	93.488	1.5	5.33	0.2
	Tv convencional	0.4004	98.593	5	11.32	2.5
	Tv LCD	0.1622	62.835	2.5	9.66	1.5
	Teatro en casa	0.0028	68.456	7.5	2.35	1.2
	Computador	0.0103	145.000	10	6.05	1.5
Iluminación	Incandescente 1	0.1515	2.85* 48.990	10	6.75	0.25
	Incandescente 2	0.2624	1.5* 67.082	7.5	5.48	0.5
	Ahorradora 1	0.4780	3.52* 12.000	5	6.20	0.2
	Ahorradora 2	0.2009	3.13* 14.387	7	5.70	0.75

Tomando como insumos la media de horas de uso para cada electrodoméstico, las horas de uso por jornada (AM, PM) proporcionadas por las encuestas PERS CHOCO y los datos horarios proporcionados en la construcción de perfiles del

proyecto de Hernández Hernández y Carrillo Ruíz²⁴, del cual solo se tomó información de horas de uso de los electrodomésticos en común como complemento a la información presente en las encuestas, se construyó la tabla de distribución horaria que sigue a continuación. Ver tabla 3.

²⁴ Hernández, A., Carillo, J., Análisis De La Curva De Demanda Eléctrica Para Usuarios Residenciales Estrato 4 En La Ciudad De Bogotá Ante Diferentes Escenarios De Los Hábitos De Consumo, 2017, pág., 5

Tabla 3. Horario de uso de los electrodomésticos

ELECTRO- DOMESTICO	HORARIO DE USO																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Olla arrocera											x													
Sanduchera							x											x						
Licuadora												x												
Plancha de cabello						x												x						
Secador de cabello					x													x						
Neveras	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Congelador	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Plancha						x							x					x						
Secadora de ropa										x							x		x					
Lavadora									x				x					x		x				
Ventilador										x	x	x	x					x	x	x	x	x	x	
Radio							x	x	x					x	x									
Equipo de sonido																		x	x	x	x	x		
Tv convencional							x	x	x	x	x	x	x					x	x	x	x			
Tv LCD								x	x	x	x	x						x	x	x	x	x		
Teatro en casa																		x	x					
Computador										x	x							x	x	x	x			
Incandescente 1					x	x												x	x	x	x	x		
Incandescente 2					x	x												x	x	x	x			
Ahorradora 1					x	x												x	x	x	x			
Ahorradora 2					x	x												x	x	x	x			

Una vez ya realizado el análisis estadístico para cada electrodoméstico, se procede a implementar el código de generación de perfiles de carga.

3.2.3 Perfiles de carga proporcionados por el generador de carga. Al llevar a cabo la simulación del programa generador de carga para los 157 usuarios tomados de las encuestas PERS y los 365 días que representan un año, se obtiene la demanda de carga hora a hora. En el **Anexo C** se pueden encontrar los resultados arrojados por el algoritmo generador de carga. En la figura 6 se muestran los perfiles de carga generados para 5 días aleatorios, y en la figura 7 la curva de carga diaria promedio que se obtiene finalmente.

Figura 6. Perfiles de carga obtenidos con el generador de carga.

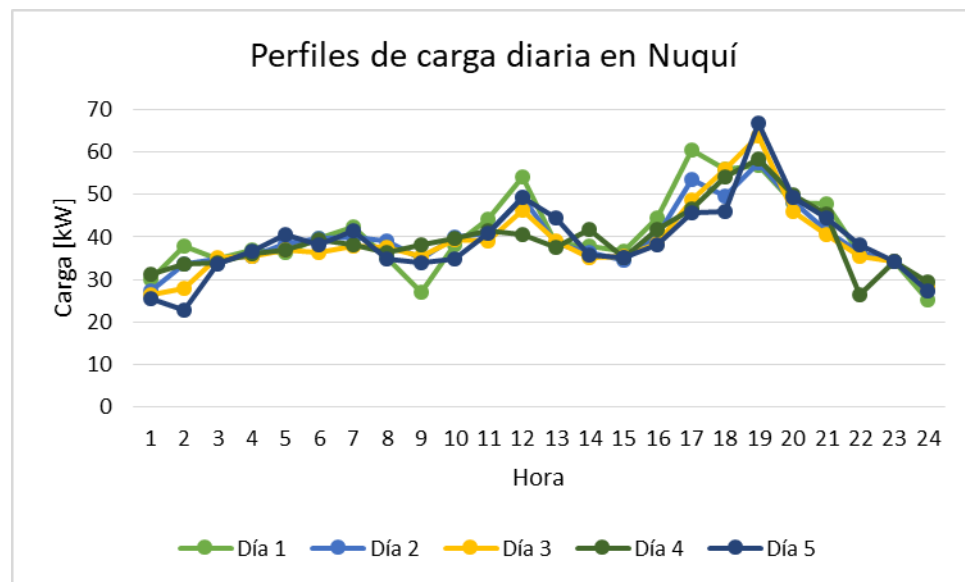
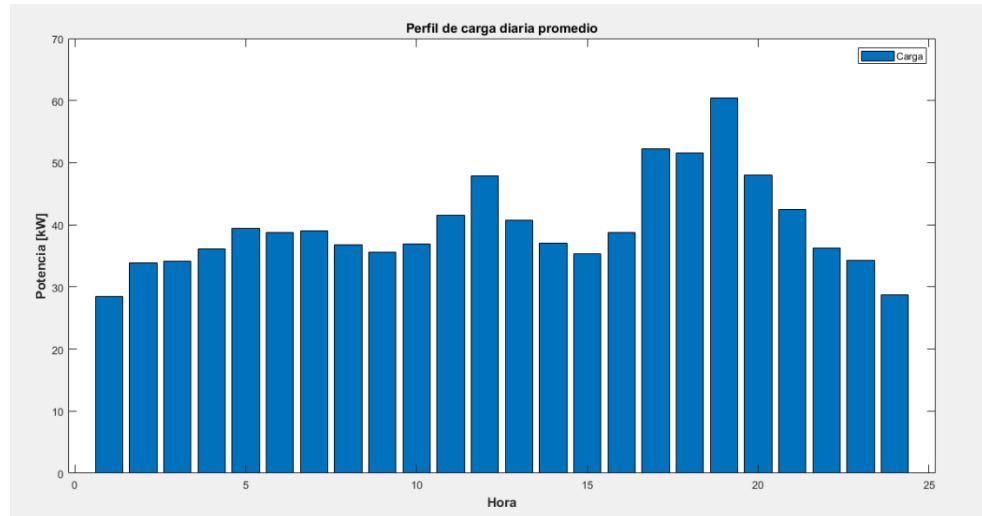


Figura 7. Curva de carga diaria promedio obtenida con el generador de carga.



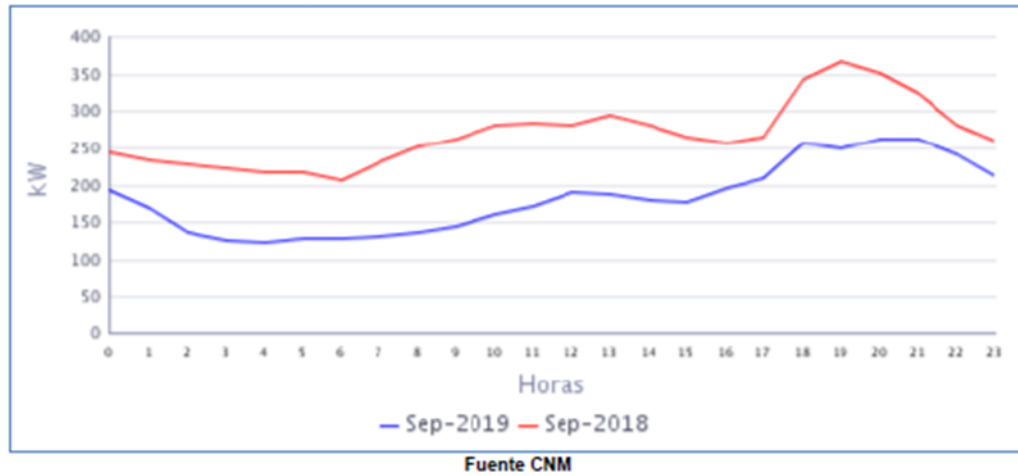
De esta curva se resalta que los picos de alta demanda se concentran en 3 momentos del día; en la mañana entre las 5am-7am con una carga pico por encima de los 40 [kW], al medio día entre las 11am-12pm con una carga pico alrededor de los 45[kW] y finalmente en la noche entre las 17pm-21pm con una carga pico de aproximadamente 70 [kW]. En la curva no se observa hora del día sin carga, esto es debido a que siempre hay algún tipo de electrodoméstico encendido. Para evaluar si los resultados del algoritmo generador de carga son semejantes a los reales se propone una comparación con datos de demanda carga diaria promedio para Nuquí suministrados por el IPSE y se detalla más adelante.

3.3 PERFIL DE CARGA SEGÚN EL INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS IPSE

Para septiembre de los años 2018 y 2019, según el informe mensual de telemetría del Centro Nacional de Monitoreo²⁵ y teniendo en cuenta un total de 1084 usuarios, se tiene según el IPSE la curva de carga diaria promedio que se muestra en la figura 8.

²⁵ Centro Nacional de Monitoreo., "Informes Mensuales de Operación." [Online]. Available: http://190.216.196.84/cnm/info_mes.php.

Figura 8. Curva de carga promedio diaria según Instituto de Planificación de Soluciones Energéticas IPSE



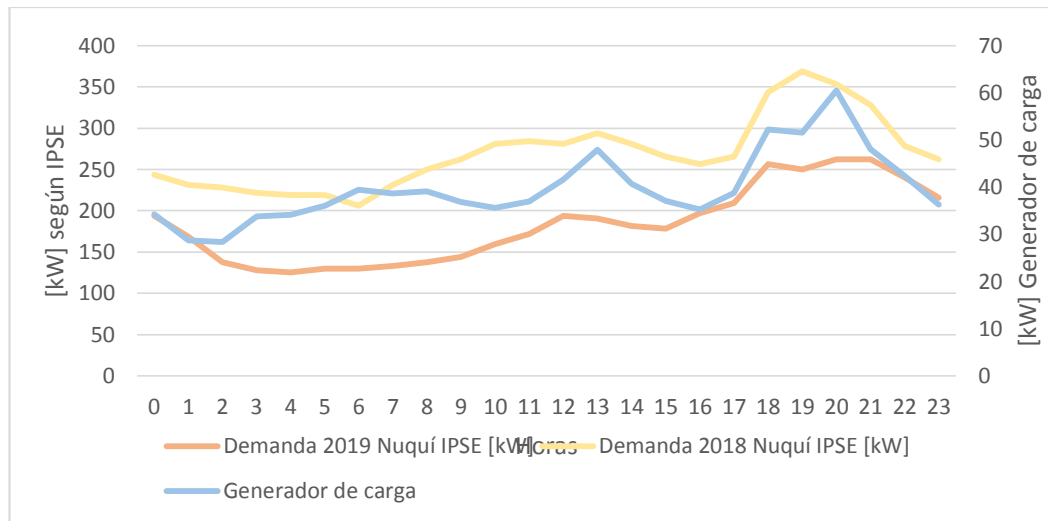
Fuente: CNM IPSE http://190.216.196.84/cnm/info_mes.php

En estas curvas se puede observar primero que existen dos periodos de alta demanda o demanda pico en las franjas correspondientes al medio día y la noche y segundo una caída de demanda para el año 2019 que es explicada en el informe de telemetría del CNM.

3.4 COMPARACIÓN DE LA CURVA DE DEMANDA OBTENIDA CON EL GENERADOR DE PERFILES DE CARGA VS CURVA DE DEMANDA 2018 Y 2019 PROPORCIONADAS POR EL IPSE

En la figura 9 se muestra una gráfica comparativa de las curvas de demanda diaria promedio proporcionadas por el IPSE en los años 2018 y 2019 con la curva de demanda diaria promedio que resulta de aplicar el generador de carga.

Figura 9. Curvas de carga dada por el IPSE vs Curva de demanda obtenida con el generador de carga



En las curvas de demanda se puede observar la existencia de picos semejantes de carga alrededor de las franjas horarias correspondientes al medio día entre las 11am-1pm y en la noche entre las 17pm-21pm. En horas de la mañana según la curva del IPSE se mantiene un consumo más bien constante, sin cambios abruptos mientras que en la curva obtenida con el generador de carga propuesto es notorio un pico de carga existente entre las 5am-7am, esto puede deberse a la caída en la demanda que se ha presentado en el municipio y se ha visto reflejada en las curvas de demanda comparativas de los años 2018 y 2019. Además, es importante resaltar que en la curva entregada por el IPSE se alcanzan mayores valores de carga [kW], esto es debido a que ésta es generada teniendo en cuenta la totalidad de usuarios presentes en la comunidad, mientras que la generada por el generador de carga artificial propuesto se generó para una pequeña muestra referente a la totalidad de encuestados en el proyecto PERS CHOCÓ-NUQUÍ. Sin embargo no podemos asegurar que los resultados obtenidos con este generador de perfiles de demanda sean 100 % confiable, teniendo una incertidumbre en los resultados de alrededor del 20 % esto a varios factores como, números de usuarios tenidos en cuenta en encuestas, entre otros.

4. FORMULACIÓN PARA LA EGD BASADA EN ESQUEMAS TARIFARIOS Y PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA MHA

En la sección 4.1 se presenta el modelo de la estrategia de gestión de la demanda (EGD) basada en tarifas dinámicas de precios. En la sección 4.2 se construyen con base en la literatura, los 3 escenarios de elasticidad-precio de la demanda a ser analizados como respuesta de los usuarios a la EGD. Finalmente, en la sección 4.3 se presenta el algoritmo base y el procedimiento propuesto para su implementación.

4.1 ESTRATEGIA DE GESTIÓN DE LA DEMANDA EGD

Los programas de gestión de la demanda (PGD) y con ello las estrategias para gestionar la misma, son de reciente aplicación en Colombia, por esta razón es de gran importancia conocer su definición y posible aplicación, para con ello lograr contextualizar de manera clara a qué hace referencia una estrategia de gestión de la demanda, para esto se hablará de dos términos, el primero de ellos será Estrategia, que se entiende como un plan para lograr uno o más objetivos en condiciones con alta incertidumbre; el segundo de ellos es Gestión de la demanda que se puede explicar como la implementación de diferentes medidas para influir en el modo en que una comunidad consume energía y con ello modificar su perfil de carga; de este modo una estrategia de gestión de la demanda nos permite desarrollar planes a implementar en pro de gestionar de una manera más eficiente y sostenible el sistema eléctrico.

Teniendo claro lo anterior, la EGD propuesta para microrredes aisladas permitirá determinar la tarifa final para la energía, al adoptar los esquemas tarifarios dinámicos propuestos.

4.1.1 Tarifas de precios dinámicos. La fijación de tarifas dinámicas de precios es una estrategia de presupuestación en la que el valor de la venta cambia en función de la oferta y la demanda en tiempo real²⁶. Así, el mercado eléctrico constituye, un nuevo entorno de posible aplicación de precios dinámicos, basándose en criterios como el mayor o menor consumo en horas de alta o baja demanda. La aplicación de un sistema de precios dinámicos permite optimizar la asignación de los bienes y servicios en el mercado²⁷.

Para el diseño de las tarifas de precios dinámicos, Oviedo²⁸ propone el uso de una formulación en la que cada tarifa debe considerar el costo marginal de producir la energía, la generación pronosticada y el consumo total de la comunidad.

4.1.1.1 Modelado de tarifas a implementar. A continuación se presenta el modelo de la tarifa plana como el caso base, y el de las tres tarifas seleccionadas para su implementación: Tiempo de Uso (TdU), Precio Pico Crítico (PPC) y Precio Dinámico para el Siguiete Día (PDSD).

Tarifa plana (FLAT)

Una tarifa plana es aquella en la que la energía eléctrica tiene un precio fijo durante un periodo de tiempo sin importar las variaciones en la demanda. Una tarifa plana se puede calcular como la suma de todos los costos de producir la energía eléctrica dividida por la cantidad total de energía eléctrica generada²⁹. Este cálculo nos permite obtener los costos unitarios de la energía eléctrica. Finalmente, la multiplicación de este valor por la cantidad total de energía consumida por el cliente n proporciona su pago total.

²⁶ Camuñas, E., "Estrategias de fijación de precios dinámicos basados en el cliente", 2017, [Online]. Available: <https://www.unir.net/empresa/revista/noticias/estrategias-de-fijacion-de-precios-dinamicos-basados-en-el-cliente/549201783334/>

²⁷ Páramo, S., "¿Qué son los precios dinámicos?", 2017, [Online]. Available: <http://www.elcaptor.com/economia/que-son-los-precios-dinamicos>

²⁸ Cepeda, J., Serna, I., Osma, G., Duarte, C., Solano, J., Gabbar, H., Desing of Tariff Schemes as Demand Response Mechanisms for Stand-Alone Microgrids Panning, Pending Publication, pág. 1-13

²⁹ *Ibíd.*, p. 8

$$\Gamma_{flat}^n = \frac{\zeta + \sum_{t=1}^T \vartheta_t}{\sum_{t=1}^T D_{f,t}} (1 + R) \sum_{t=1}^T D_{f,t}^n \quad (8)$$

$$\Gamma_{flat}^n = \pi_f \sum_{t=1}^T D_{f,t}^n \quad (9)$$

Donde:

Γ_{flat}^n = Tarifa Flat [USD]

ζ = Gastos totales de capital [USD]

T = Número total de horas para optimizar [Horas]

t = Hora de optimización [Adimensional]

ϑ_t = Gastos operativos totales [USD]

$D_{f,t}$ = Demanda eléctrica total de la comunidad [kWh]

π_f = Vector de precios de la tarifa flat [USD/kWh]

$D_{f,t}^n$ = Demanda eléctrica final del cliente n [kWh]

Tarifa de Tiempo de Uso (TdU)

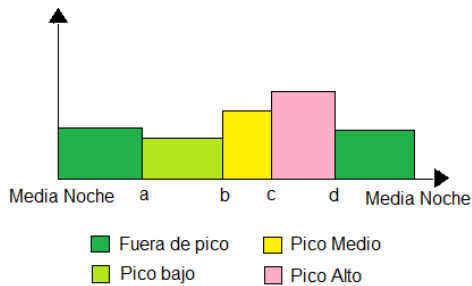
El modelo tarifario de tiempo de uso (TdU) basa su funcionamiento en bloques horarios. Esta tarifa se establece para más de dos periodos de tiempo en un mismo día, y dos o más niveles fijos de precios que varían diaria o estacionalmente en un horario fijo³⁰. Una de las razones por las cuales esta tarifa funciona por bloques horarios es con el fin de intentar reflejar el costo medio de la energía en cada uno de los bloques demandados. Estos bloques son clasificados en horas valle, donde la demanda y el costo de la energía son bajos y horas pico donde la demanda es máxima y el costo de la energía es mayor. Una de las principales ventajas de esta tarifa es su estabilidad durante largos períodos de tiempo, lo que conlleva a una mejor adaptación del cliente al usar la tarifa TdU³¹. Para crear esta tarifa es indispensable medir el consumo de energía eléctrica de cada cliente en cada bloque horario por separado. Dichas medidas requerirán que cada usuario residencial y/o

³⁰ *Ibíd.*, p. 6

³¹ H. Andrés, G. Marín, C. Eduardo, and V. Betancur, "Análisis de mecanismos para la aplicación de respuesta de la demanda en el mercado eléctrico colombiano," 2016. Pág., 4

comercial instale un medidor de energía eléctrica que haga posible el registro del consumo energético a horas específicas del día. Esta información es necesaria para calcular el pago del cliente. La figura 10 muestra los principales componentes de una tarifa TdU.

Figura 10. Modelo esquemático de la tarifa TdU



Fuente: Oviedo, J., Serna, I., Osma, G., Duarte, C., Solano, J., Gabbar, H., Desing of Tariff Schemes as Demand Response Mechanisms for Stand-Alone Microgrids Panning, Pending Publication, pág. 1-13

Para crear una tarifa TdU, el planificador debe definir el número de bloques y , parámetros a , b , c y d ³². El problema de optimización considera los precios π_y de y número de bloques como variables de decisión para calcular. La ecuación 10 presenta el pago total de un cliente n bajo diferentes bloques de horas de precios.

$$\Gamma_{tdu}^n = \sum_{t=1}^T \sum_{y=1}^Y \pi_y D_{f,t}^n \quad (10)$$

Donde:

Γ_{tdu}^n = Tarifa de tiempo de uso [USD]

π_y = y Precio por hora de la tarifa TdU [USD/kWh]

$D_{f,t}^n$ = Demanda eléctrica final del cliente n [kWh]

T = Número total de horas para optimizar [Horas]

³² CEPEDA. Op. cit., p.8.

- Y = Número total de bloques por hora de la tarifa TdU [Adimensional]
 t = Hora de optimización [Horas]
 y = Bloque horario específico de la tarifa TdU [Adimensional]

Precios Dinámicos para el Siguiete Día (PDSD)

El modelo tarifario PSDS funciona esencialmente variando el precio de la energía eléctrica hora a hora, lo que lo diferencia de la tarifa TdU, donde el precio de la energía eléctrica no tiene una variación permanente durante el día. Las variaciones en el precio que tiene esta tarifa hora a hora deben ser anunciadas al cliente con un día de antelación. Este esquema tarifario ofrece más certeza a los usuarios que otras implementaciones típicas de fijación dinámica de precios tales como precio por hora o precio en tiempo real³³. Los consumidores residenciales y/o comerciales prefieren esta tarifa ya que les permite planear actividades de alto consumo energético a una hora donde la energía esté a un precio más bajo y moderar su consumo en horas donde el precio de la energía sea alto³⁴. Esta tarifa requiere que cada usuario instale un medidor que permita llevar control del consumo de la energía eléctrica hora a hora para así poder facturar y posteriormente pagar el consumo de energía mensual. La ecuación 11 introduce el pago del n -ésimo cliente bajo este esquema tarifario.

$$\Gamma_{pdsd}^n = \sum_{t=1}^T \pi_t D_{f,t}^n \quad (11)$$

Donde:

- Γ_{pdsd}^n = Tarifa dinámicos para el día siguiente [USD]
 π_t = Precio por hora del esquema tarifario PSDS [USD/kWh]
 T = Número total de horas para optimizar [Horas]
 t = Hora de optimización [Horas]
 $D_{f,t}^n$ = Demanda eléctrica final del cliente n [kWh]

³³ *Ibid.*, p. 9

³⁴ *Ibid.*, p. 10

Tarifa de Precio de Pico Crítico (PPC)

El modelo tarifario de precio de pico crítico (PPC) aumenta el precio de la energía eléctrica en las horas pico aumentando de 3 a 5 veces más que el precio habitual. Estos aumentos en el costo de la energía solo se permiten unas pocas horas al año³⁵. Los precios de energía se anuncian con un día de antelación para que los usuarios puedan planificar sus consumos y reaccionar adecuadamente a los altos precios. Para formular esta tarifa se deben presentar dos precios diferentes, un precio base (π_{base}) y un precio pico (π_{pico}). El π_{base} es una variable de decisión de una dimensión, el π_{pico} es una variable de decisión de dimensión T. La suma del π_{base} y el π_{pico} se limita a un valor definido por el planificador como se describe en las ecuaciones 12 y 13.

$$\Gamma_{ppc}^n = \pi_{base} \sum^{T_{base}} D_{f,base}^n + \pi_{pico} \sum^{T_{pico}} D_{f,pico}^n \quad (12)$$

$$\sum_{t=1}^T \pi_{pico} \leq \varphi_{pico} T \delta_{pico} \pi_{base} \quad (13)$$

Donde:

Γ_{ppc}^n = Tarifa de precio de pico crítico [USD]

T_{base} = Tiempo bajo precio base para la tarifa PPC [Adimensional]

π_{base} = Precio base para la tarifa PPC [USD/kWh]

$D_{f,base}^n$ = Demanda eléctrica final del cliente n [kWh]

T_{pico} = Tiempo bajo precio pico para la tarifa PPC [Adimensional]

π_{pico} = Precio pico para la tarifa PPC [USD/kWh]

$D_{f,pico}^n$ = Demanda eléctrica final del cliente n [kWh]

T = Número total de horas para optimizar [Horas]

φ_{pico} = Porcentaje del horizonte temporal T [Adimensional]

δ_{pico} = Veces en que se repite el precio base [Adimensional]

³⁵ *Ibíd.*, p. 3

La ecuación 13 introduce φ_{pico} como un porcentaje del horizonte temporal T para permitir que el planificador defina el número de horas en que el precio crítico está activo. Adicionalmente, δ_{pico} define cuántas veces el precio base es escalado. En la ecuación 13, el planificador define φ_{pico} y δ_{pico} y los usa como parámetros de control, para el caso de Nuquí se tomaron valores para φ_{pico} y δ_{pico} de 0,018 y 5 respectivamente. La optimización de la formulación considera el π_{base} , el π_{pico} y el T_{pico} como variables de decisión a calcular³⁶.

4.1.2 Restricciones generales para las tarifas. La ecuación (14) puede ser utilizada por el ente gubernamental para garantizar que exista equidad en las tarifas propuestas. Para hacerlo se define un π_x^{min} y un π_x^{max} que controla los valores mínimos y máximos que la tarifa π_x puede tomar.

$$\pi_x^{min} \leq \pi_x \leq \pi_x^{max} \quad (14)$$

Donde:

π_x^{min} = Valor mínimo de la tarifa x [USD/kWh]

π_x = Vector de precios del esquema tarifario x [USD/kWh]

π_x^{max} = Valor máximo de la tarifa x [USD/kWh]

4.2 ELASTICIDAD-PRECIO DE LA DEMANDA

Para evaluar los resultados de la EGD, se debe anticipar la respuesta de los clientes a las señales dinámicas de precios. Es en este sentido que la teoría económica estándar propone lo que se conoce como elasticidad-precio de la demanda, que consiste en estimar la variación en la demanda debido a las variaciones en el precio. Es importante recalcar que en cuanto mayor sea el valor de la elasticidad, mayor será el grado de respuesta de la cantidad demandada ante la variación del precio.

³⁶ Ibíd., p. 4

Actualmente se conocen tres tipos de demanda que atienden al valor de elasticidad-precio y se nombran a continuación:

- Demanda elástica: En la cual la elasticidad de la demanda con respecto al precio es superior a la unidad ($e > 1$). En este tipo de demanda la variación de la cantidad demandada es porcentualmente superior a la del precio.
- Demanda inelástica: En la cual la elasticidad de la demanda con respecto a precio es inferior a la unidad ($e < 1$). En este tipo de demanda la variación de la cantidad demandada es porcentualmente inferior a la del precio.
- Demanda unitaria: En la cual la elasticidad de la demanda con respecto al precio es igual a la unidad ($e = 1$). En este tipo de demanda la variación de la cantidad demandada es porcentualmente igual a la del precio³⁷.

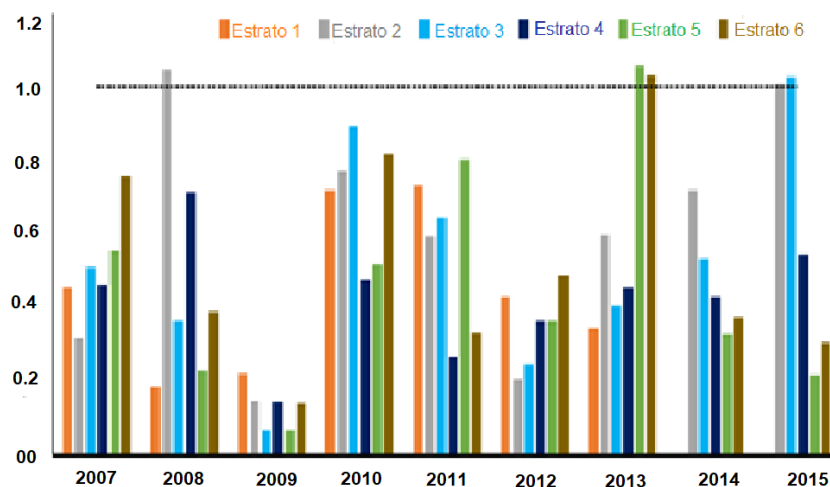
4.2.1 Elasticidad-Precio de la demanda de energía en Colombia. La necesidad de tener la mayor aproximación posible al comportamiento volátil que ha tenido la demanda de energía eléctrica, implica establecer el nivel de sensibilidad de la demanda de electricidad con relación a los precios.

El análisis de la elasticidad-precio en el territorio colombiano, implica una mayor complejidad debido a que existen programas de subsidios que pueden alterar significativamente las decisiones de consumo de los usuarios. Para el mercado regulado se analiza el comportamiento de hogares, empresas, comercio y sector oficial de dos maneras distintas. La primera tomando en cuenta los subsidios programados y la segunda sin tenerlos en cuenta. Al considerar el consumo incluyendo los subsidios, los estratos más sensibles a las variaciones en el precio en los últimos años fueron 2 y 3, y los menos sensibles con elasticidades más bajas fueron 1,5, y 6.

³⁷ Universidad de Córdoba, "La elasticidad de la demanda", 2016, pág. 1-8, [Online]. Available: https://www.uco.es/~dh1lavif/INT_ECONOMIA/ELASTICIDAD_DEMANDA.pdf

Según un informe de la Unidad de Planeación Minero Energética UPME³⁸, en Colombia, la elasticidad precio de la demanda de energía eléctrica en los hogares ha tendido a ser inelástica ($e < 1$) en el tiempo, dada la poca sensibilidad de los usuarios ante variaciones en el precio de la energía. En la figura 11 es posible observar esta tendencia mencionada para el periodo comprendido entre los años 2007 a 2015 para los estratos socioeconómicos 1 a 6.

Figura 11. Elasticidad Precio-Demanda. Mercado Regulado. Hogares 2007-2015



Fuente: UPME, “Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia

En los hogares, la elasticidad-precio de la demanda se ubica en 0.5 en promedio en el año 2015 incluyendo el programa de subsidios y en 0.55 sin incluirlo. En general, la demanda de energía eléctrica es insensible a cambios en los precios, sin importar el nivel de ingresos o sector económico tanto en mercado regulado comprendido por los 6 estratos socioeconómicos como las empresas y el comercio.

Sin embargo, campañas como la de Apagar paga, basada en incentivos, implementada entre los meses marzo y abril del año 2016 con objetivo de estimular

³⁸UPME, “Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia”, 2016, pág.1-55 [Online]. Available: http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/UPME_Proyeccion_Demanda_Energia_Electrica_Junio_2016.pdf

en los usuarios el ahorro voluntario de energía eléctrica y qué permitió obtener 0.92 como el valor más alto de elasticidad alcanzado desde el año 2007, permiten revertir esta insensibilidad a los precios.

Cada día, el consumo es más sensible a cambios en los precios y por lo tanto a esquemas tarifarios. Por ende, la necesidad de considerar alternativas que involucren a la oferta, donde se puedan estabilizar precios, y se dinamice el consumo en hogares e industria, persistiendo en seguir incentivando la eficiencia energética.

Para efectos de este proyecto, y dado el comportamiento inelástico presente en la demanda de energía eléctrica en Colombia, se va a tener en cuenta un comportamiento inelástico con valores entre 0 y 1 para la construcción de 3 escenarios de sensibilidad de respuesta de los usuarios a tener en cuenta para evaluar el impacto de aplicar una EGD basada en tarifas dinámicas de precios. Estos escenarios se van a clasificar en baja, media y alta elasticidad y su construcción se detalla más adelante.

4.2.2 Definición de escenarios de sensibilidad de respuesta de los usuarios.

Teniendo en cuenta el informe entregado por la UPME se tomaron los valores para la construcción de los 3 escenarios a analizar de la siguiente manera:

Escenario de elasticidad baja o escenario 1

Para definir este escenario, se tomó como punto de referencia el promedio de elasticidad-precio de la demanda más bajo alcanzado en el periodo evaluado por la UPME. El promedio obtenido fue de 0,2 y a partir de éste se tomó un valor 0,1 por arriba y 0,1 por debajo para la construcción del escenario a analizar. Quedando de ésta forma 0,1; 0,2 y 0,3 como valores de elasticidad-precio a ser tenidos en cuenta para la simulación de este escenario.

Escenario de elasticidad media o escenario 2

Para el año 2015 la elasticidad-precio de la demanda promedio para usuarios regulados en el sector hogares en Colombia, se ubicó en un valor referente de 0,5. A partir de éste valor se tomó 0,1 por debajo y 0,1 por arriba para la construcción del escenario a analizar. Quedando de ésta forma 0,4; 0,5 y 0,6 como valores de elasticidad-precio a ser tenidos en cuenta para la simulación de este escenario.

Escenario de elasticidad alta o escenario 3

Para el mes de julio del año en mención, la elasticidad promedio de todo el sector de consumo se ubicó en 0,9. Dicho valor representó el más alto alcanzado desde el año 2007. Al igual que para los dos escenarios presentados anteriormente, se tomó un valor 0,1 por arriba y 0,1 por debajo de 0,9 para la construcción del escenario. Quedando así 0,8; 0,9 y 1 como valores de elasticidad-precio a simular para este escenario.

4.3 ALGORITMO BASE IMPLEMENTADO

El modelo adopta una metodología que incluye la aplicación de una formulación matemática que integra la gestión de la demanda, el dimensionamiento, y el diseño de la tarifa para la planificación de microrredes.

4.3.1 Explicación general del algoritmo. La formulación del problema augura confiabilidad de la microrred y permite medir el impacto que tiene aplicar la EGD diseñada sobre los gastos de capital CAPEX y de operación OPEX. Estos, como ya se mencionó anteriormente, se espera minimicen para incentivar la combinación de capital público y privado en futuros proyectos. Esto se ve representado en la ecuación (15)

$$\min \varphi_{cg}\zeta + \varphi_{og}\vartheta \quad (15)$$

Donde:

φ_{cg} = Proporción del CAPEX pagado por el gobierno

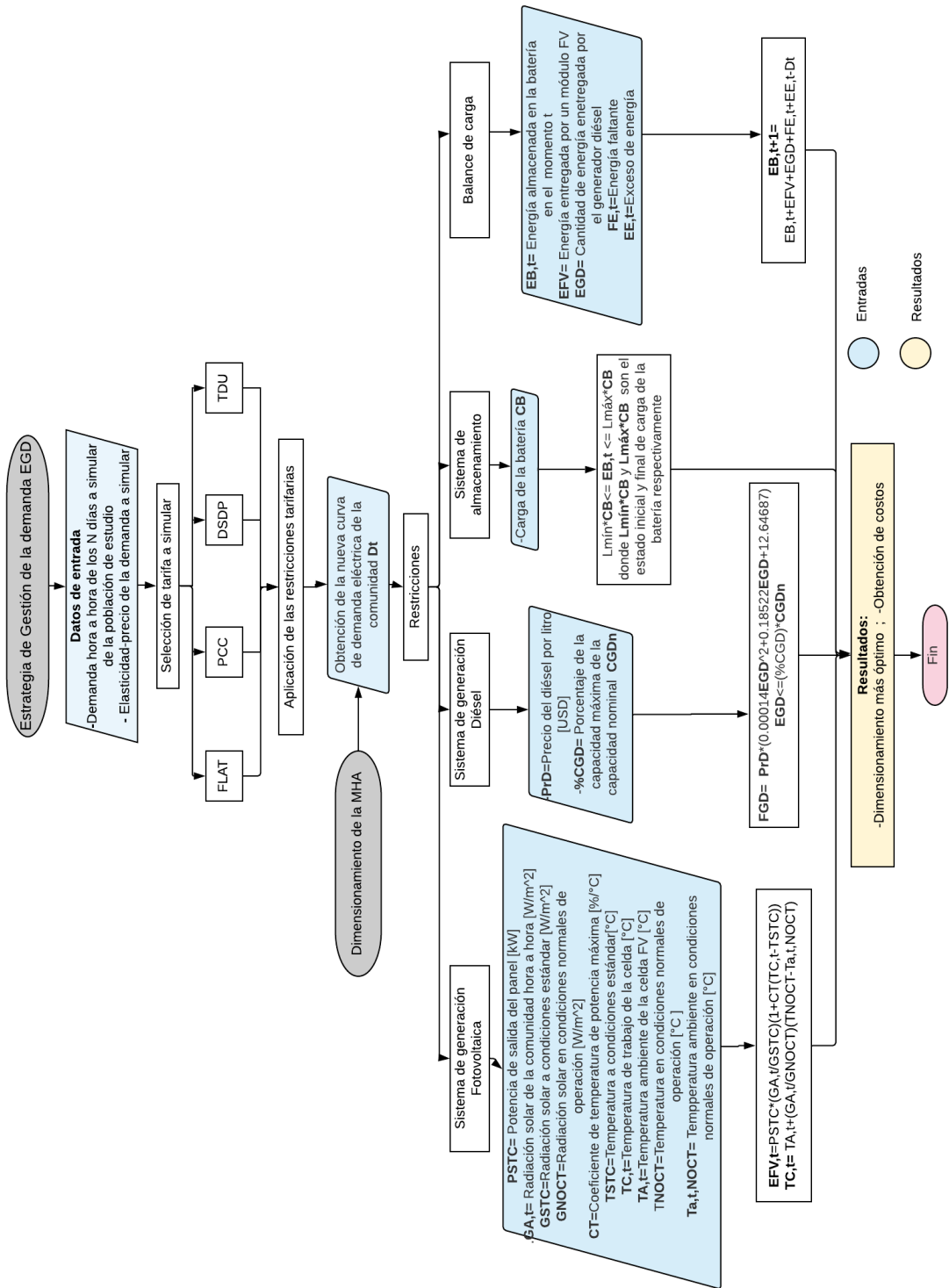
φ_{og} = Proporción del OPEX pagado por el gobierno

ζ = Gasto total de capital

ϑ = Gasto total operacional

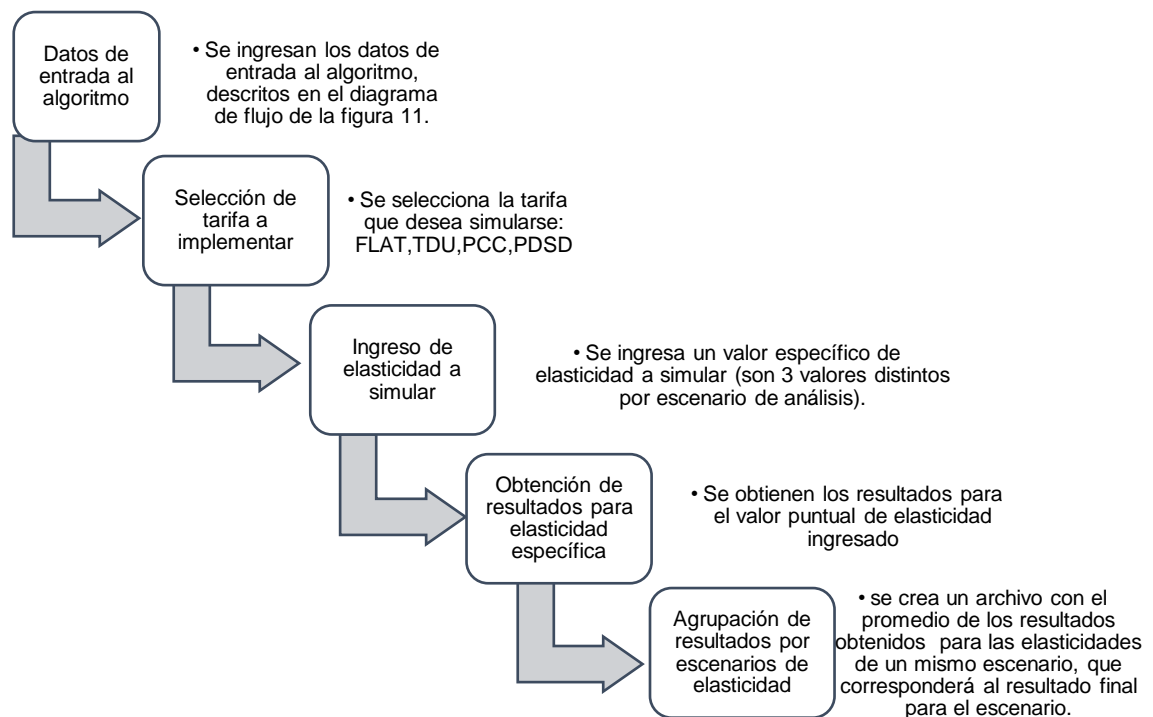
A continuación, en la Figura 12 se muestra el diagrama de flujo correspondiente al algoritmo implementado para la gestión de la demanda y el dimensionamiento de la microrred.

Figura 12. Diagrama de flujo del algoritmo de RD implementado



4.3.2 Procedimiento general para la gestión de la demanda y el dimensionamiento de la microrred. La figura 13 presenta el procedimiento general que se propone llevar a cabo para la obtención de resultados de gestión de demanda y dimensionamiento de la microrred por escenarios de elasticidad, haciendo uso del algoritmo adoptado para este fin.

Figura 13. Esquema general de la obtención de EGD y dimensionamiento de la MHA por escenarios de elasticidad



5. APLICACIÓN DE LA EGD Y EL DIMENSIONAMIENTO DE LA MHA PARA EL CASO DE ESTUDIO

Se generan las curvas de carga diaria promedio resultantes al aplicar la Estrategia de gestión de la demanda EGD propuesta y el dimensionamiento de la Microrred Híbrida Aislada MHA, aplicando el algoritmo presentado en el numeral 4 para el caso de estudio. En la sección 5.1 se detallan los datos de entrada necesarios para la ejecución del algoritmo. En la sección 5.2 se presentan los resultados de la curva de carga diaria promedio y el comportamiento de las tarifas al aplicar EGD. En la sección 5.3 se dimensiona la MHA para Nuquí, considerando los 3 esquemas tarifarios y los 3 escenarios de elasticidad-precio propuestos. Finalmente, en la sección 5.4 se presenta un análisis de costos antes y después de la implementación de la EGD.

5.1 RECOLECCIÓN DE DATOS

Para la implementación del algoritmo propuesto por Oviedo al caso de estudio Nuquí, se requieren datos de demanda energética, radiación global horizontal y temperatura ambiente hora a hora. Además especificaciones técnicas y costos de los modelos de generadores y sistemas de almacenamiento seleccionados para la MHA.

5.1.1 Condiciones del caso de estudio

Demanda Energética

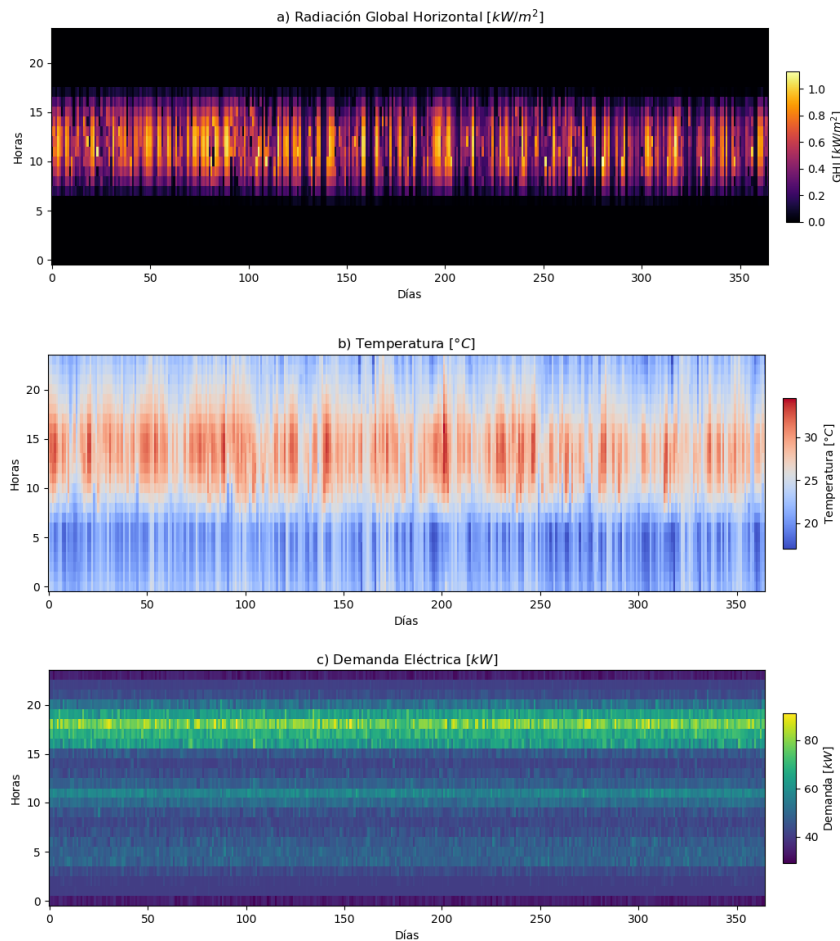
En el numeral 3 se detalló el generador de carga empleado para obtener la curva de carga diaria promedio para el municipio de Nuquí. Con este se generó la carga para los 157 usuarios tenidos en cuenta en las encuestas PERS CHOCO para un año de simulación hora a hora de suministro de energía eléctrica y se creó un archivo que contiene 8760 que fue cargado como entrada al algoritmo.

Radiación Global Horizontal y Temperatura Ambiente

La radiación global horizontal RGH y la temperatura ambiente del municipio de Nuquí, se obtuvieron usando la base de datos de la NASA del software PvSyst, tomando como datos de entrada para su consulta, su ubicación con coordenadas exactas. En el **Anexo E** puede encontrarse el archivo arrojado por PvSyst con la información meteorológica para el municipio de Nuquí.

La Figura 14 muestra los perfiles anuales de la demanda eléctrica en la Figura 14a, la radiación global horizontal anual en la Figura 14b, y la temperatura anual en la Figura 14c.

Figura 14. Perfil anual de demanda Eléctrica en Nuquí.



5.1.2 Especificaciones técnicas de los sistemas de generación fotovoltaica y diésel y sistema de almacenamiento

Especificaciones del sistema de generación fotovoltaica FV

Para fin de este proyecto se seleccionó un módulo fotovoltaico del fabricante Jinko Solar, modelo JKM320M-72 con potencia de salida de 300 [W] ³⁹. Se escogió este fabricante Jinko solar, debido a que actualmente es considerado uno de los mayores fabricantes de paneles solares del mundo⁴⁰. Además, tiene como objetivo reducir significativamente el costo nivelado de la energía CNE y aumentar la eficiencia, contribuyendo al crecimiento y la prosperidad de la energía solar. Dentro de sus principales características se encuentran su alta eficiencia, resultados con baja irradiación lumínica, resistencia en condiciones climatológicas adversas y resistencia en condiciones ambientales extremas.

Especificaciones del sistema de almacenamiento BESS

Las baterías que destacan por ser usadas para almacenamiento de energía en redes eléctricas son las de plomo-ácido, las de sodio-azufre, las de sodio-níquel-cloruro y las de ion-litio. De todas estas, según estudios realizados⁴¹, se ha concluido que las baterías de plomo-ácido son las que mayores ventajas presentan con respecto a otras tecnologías en proyectos de microrredes aisladas, pues brindan características importantes como lo son su bajo costo y su tolerabilidad de uso intensivo.

Para el desarrollo de este proyecto se seleccionó una batería de la gama monoblock plomo ácido marca Trojan modelo IND17-6V, con capacidad de 1090Ah⁴². Este tipo de baterías están diseñadas para uso en montajes fotovoltaicos,

³⁹ JinKosolar, "JKM320M-72 300-320 Vatios", 2015, pág. 1-2, [Online]. Available: <https://www.jinkosolar.com/ftp/SP-MKT-320M-72.pdf>

⁴⁰ <https://www.pv-magazine-latam.com/2018/07/23/el-ranking-de-los-10-principales-fabricantes-de-paneles-fotovoltaicos/>

⁴¹ Gonzalez, C., "Análisis técnico de los diferentes tipos de baterías", 2017, pág. 30

⁴² Tutiendaenergetica, "Batería Monoblock Plomo Ácido Trojan IND17-6V 6V 1090Ah", [Online] Available: <https://www.tutiendaenergetica.es/bateria-acido-plomo-trojan-ind17-6v-1090ah-c100>

instalaciones solares y eólicas, sistemas híbridos, sistemas UPS, entre otras aplicaciones de telecomunicaciones.

En la Tabla 4 se muestra el resumen de detalles técnicos de los componentes mencionados anteriormente. Y en la Tabla 5 un resumen de costos de instalación y mantenimiento de cada uno de los componentes. Estos son entradas para el algoritmo de EGD y dimensionamiento.

Tabla 4. Tabla resumen de especificaciones técnicas de los componentes de la microrred

Panel Fotovoltaico FV	
Potencia pico	PSTC=300 Wp
Coefficiente de temperatura de P_{máx}	-0,4%
Vida útil	25 años
Radiación solar a condiciones de prueba estándar	$G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$
Temperatura a condiciones de prueba estándar	TSTC= 25 °C
Batería Plomo Ácido BESS	
Vida útil	10 años
% de carga mínimo de la batería	L _{mín} = 0,3
% de carga máximo de la batería	L _{máx} =0,8
Generador Diésel GD	
Vida útil	15000 h
Costo del combustible Diésel	0,75 USD
Capacidad máxima	CGD = 0,8*CGDn

Tabla 5. Costos unitarios para los componentes de la microrred

<i>Sistema</i>	<i>Inversión Inicial</i>	<i>Mantenimiento</i>	<i>Operación</i>
<i>FV</i>	1158 USD/kW	0,02 USD/kW	0
<i>BESS</i>	548 USD/kWh	0,01 USD/kWh	0
<i>GD</i>	550 USD/kW	0,75 USD/kWh	Ec. (16)

$$f(E_{DG,t}^2; \varphi_L) \quad (16)$$

En (16) se calculan los costos de operación en función de la energía almacenada del generador diésel y el precio del combustible por litro.

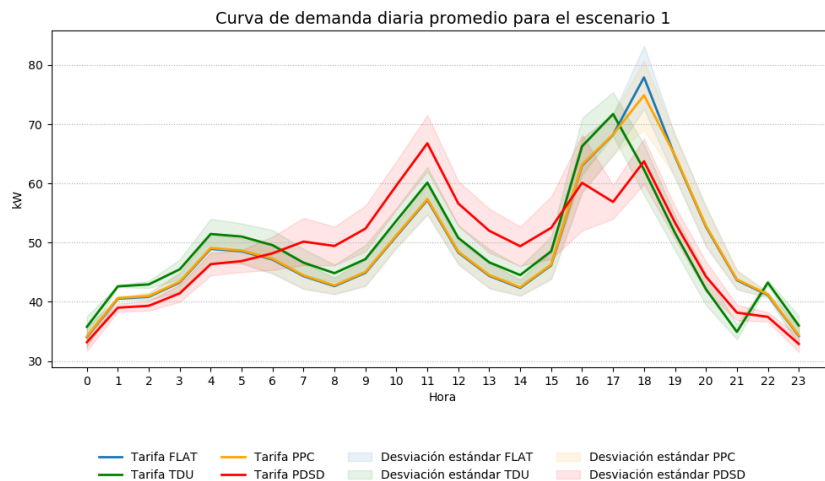
En el **Anexo D** se puede observar la tabla de presupuestos que permitieron obtener los datos de la tabla 5.

5.2 RESULTADOS DE LA CURVA DE CARGA DIARIA PROMEDIO APLICANDO LA EGD AL CASO DE ESTUDIO

A continuación se muestran los resultados obtenidos al aplicar la EGD. En la primera parte se muestran las curvas de carga resultantes para las 3 tarifas implementadas, teniendo en cuenta los 3 escenarios de elasticidad propuestos y en la segunda parte se muestra el análisis de operación promedio diaria para cada tarifa.

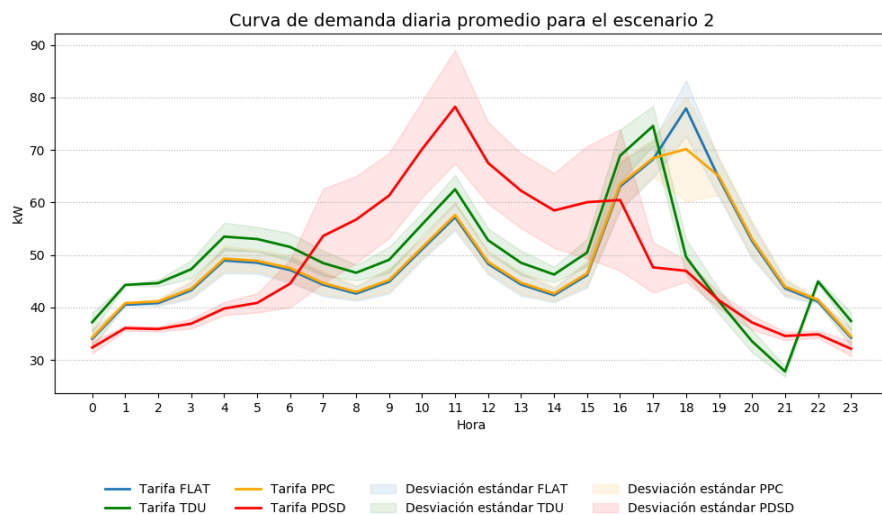
5.2.1 Curvas de demanda resultantes por escenarios. En la figura 15 se observa que para el escenario de elasticidad 1 o de baja sensibilidad, las curvas de demanda diarias promedio que resultan de aplicar la EGD basada en los 3 esquemas tarifarios implementados con respecto a la curva de demanda base, presentan una disminución de carga en horas de alto consumo y un mínimo aumento de carga en horas en que el consumo originalmente es menor.

Figura 15. Carga Diaria Promedio. Todas las tarifas. Escenario 1



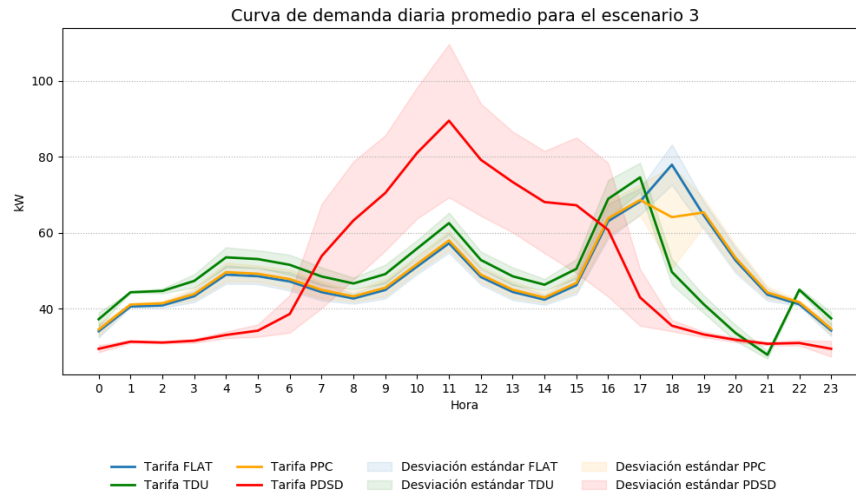
En la figura 16 se observa que para el escenario de elasticidad 2 o de media sensibilidad, las curvas de demanda diarias promedio que resultan de aplicar la EGD basada en los 3 esquemas tarifarios implementados con respecto a la curva de demanda base presentan una mayor disminución de carga en horas de alto consumo con respecto al escenario anterior. Además el aumento de carga en horas en que el consumo originalmente es menor se hace mayor, especialmente con la aplicación de la tarifa DSDP, la cual representa mayor carga diferida de horas de alto consumo a horas en que usualmente este es más bajo.

Figura 16. Carga diaria promedio. Todas las tarifas. Escenario 2



En la figura 17 se observa que para el escenario de elasticidad 3 o de alta sensibilidad, las curvas de demanda diarias promedio que resultan de aplicar la EGD con respecto a la curva de demanda base presentan los mejores resultados. Para este escenario se presenta una mayor cantidad de carga diferida de horas de alto consumo a horas de bajo consumo usual.

Figura 17. Carga diaria promedio. Todas las tarifas. Escenario 3



En general, se tiene que la introducción de las tarifas diseñadas modifica la demanda final de los clientes, difiriendo la carga de horas pico a horas en que el consumo es bajo. Se tiene además, que al aumentar el escenario de elasticidad, la variación en la curva de demanda aplicando EGD con respecto a la curva de demanda original es mayor.

Este sería el comportamiento esperado al implementar una EGD. Pues se lograría incentivar a los usuarios a cambiar sus patrones de consumo de horas en que el precio de la energía sea más alto dada la alta demanda, a horas en que el precio sea habitualmente más bajo.

5.2.2 Análisis de operación de las tarifas. Las figuras 21,22 y 23 muestran el promedio de precio diario para cada una de las tarifas implementadas.

Figura 18. Comportamiento del modelo tarifario para el escenario 1

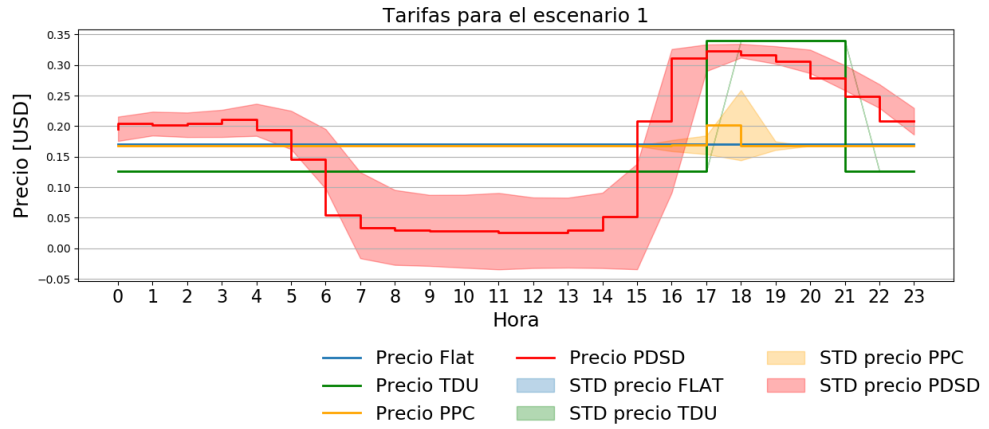


Figura 19. Comportamiento del modelo tarifario para el escenario 2

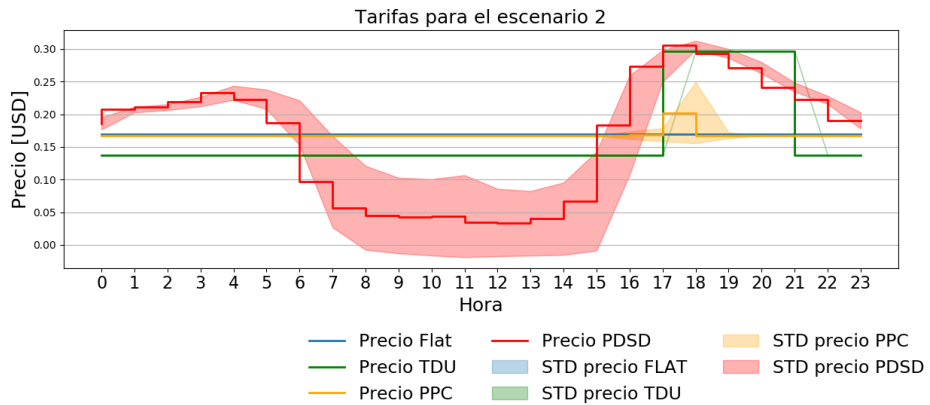
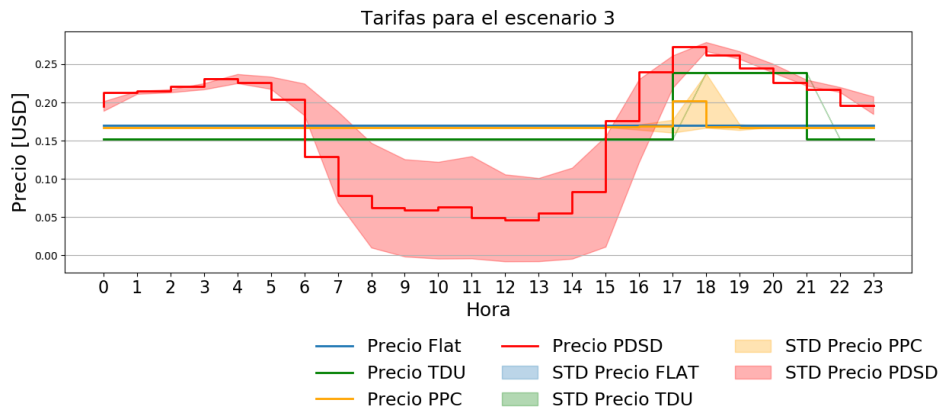


Figura 20. Comportamiento del modelo tarifario para el escenario 3



Se puede observar que cada tarifa tiene un comportamiento acorde a sus parámetros de diseño. En la tarifa PDSD el costo de la energía tiene una variación hora a hora, teniendo su precio más alto en la hora pico de consumo y el más bajo en horario de bajo consumo. En la tarifa TDU el precio aumenta y se mantiene constante en el periodo de tiempo de mayor consumo, que para este caso de estudio está comprendido entre las 5pm y las 9pm. En la tarifa PPC el precio es mayor en el lapso de tiempo señalado en las restricciones de esta. Cabe aclarar que el valor alcanzado esta es menor con respecto a las demás. Esto, dado a que se trata de un promedio anual y según sus parámetros de diseño, esta tarifa solo puede ser aplicado en un límite de tiempo restringido.

Se tiene además, que a medida que la elasticidad-precio de los usuarios es mayor, las tarifas alcanzan precios más económicos, lo que quiere decir que entre más sensible sea el cambio en el consumo por parte de los usuarios, la energía tendrá un menor costo.

5.3 RESULTADOS DEL DIMENSIONAMIENTO DE LA MHA PARA EL CASO DE ESTUDIO

La combinación de generadores y un sistema de almacenamiento de una microrred tiene una gran influencia sobre los costos finales del sistema, su vida útil y la seguridad de accesibilidad al servicio a la totalidad de los usuarios. Es por esta razón, que un correcto dimensionamiento del sistema es fundamental en el diseño de sistemas híbridos.

El algoritmo implementado para el dimensionamiento de la MHA, arroja la combinación más óptima posible para cada caso. El tamaño de las instalaciones depende de la elasticidad y la tarifa seleccionada. A continuación en la tabla 6 y la figura 21 se muestran los resultados obtenidos al aplicar los tres esquemas tarifarios a los tres escenarios de respuesta de los usuarios definidos en el numeral 4.

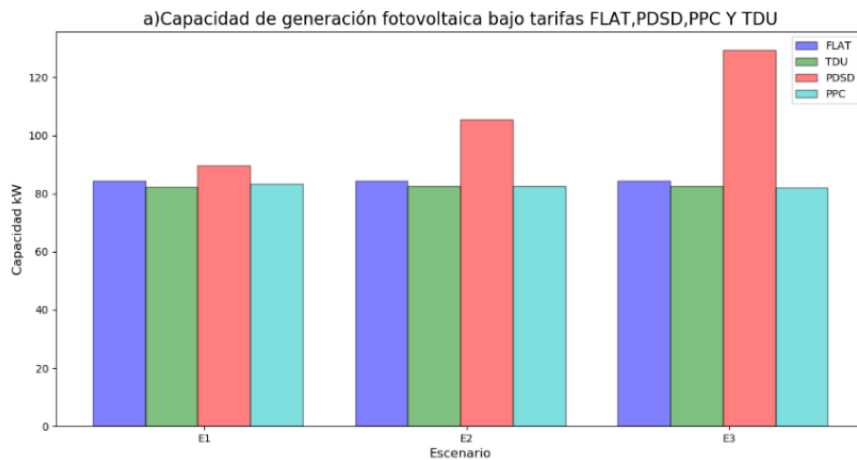
Tabla 6. Resultados del dimensionamiento de la microrred

CAPACIDAD	TARIFA	[kW] ESCENARIO 1	[kW] ESCENARIO 2	[kW] ESCENARIO 3
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA CFV	FLAT	84,29	84,29	84,29
	TDU	82,19	82,63	82,63
	PDS	89,52	105,45	129,27
	PPC	83,26	82,64	81,9
GENERACIÓN DIÉSEL CGD	FLAT	56,14	56,14	56,14
	TDU	55,78	55,51	55,51
	PDS	49,81	44,54	38,45
	PPC	55,29	54,7	54,5
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO CBESS	FLAT	164,25	164,25	164,25
	TDU	119,45	102,3	102,3
	PDS	105,99	88,89	88,89
	PPC	153,6	145,78	136,21

Análisis de capacidad de generación fotovoltaica Cpv

En la figura 21 se tiene que con la implementación de la tarifa PDS, se da un mejor aprovechamiento de la generación fotovoltaica con respecto a las demás tarifas. Esta capacidad va en aumento a medida que el escenario de elasticidad de respuesta a los usuarios es mayor. Por el contrario para las tarifas TDU y PPC se tiene que la capacidad de generación fotovoltaica disminuye en comparación con la tarifa del caso base FLAT.

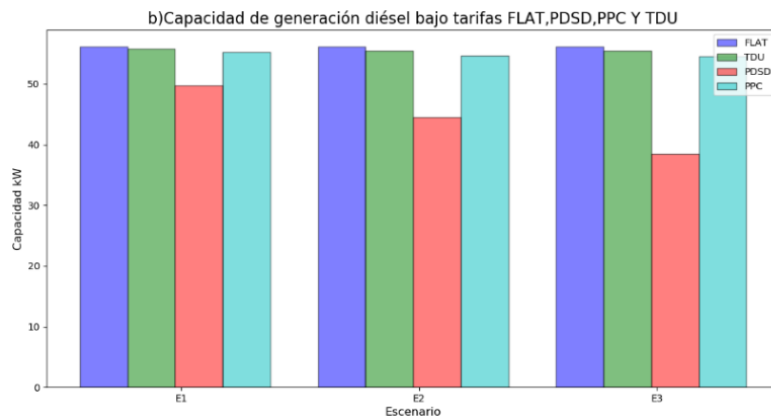
Figura 21. Capacidad de generación fotovoltaica



Análisis de capacidad de generación diésel Cgd

El objetivo actual de las microrredes eléctricas se centra en aumentar la generación de recursos renovables y disminuir la generación proveniente de combustibles fósiles, todo esto en pro del medio ambiente y de conseguir costos de producción más bajos que permitan a su vez minimizar costos tarifarios para los usuarios. En la figura 23 se ve que para las tarifas PDSD, TDU Y PPC la capacidad de generación diésel se hace menor en comparación con la capacidad necesaria obtenida bajo la tarifa FLAT. Sin embargo, la tarifa PDSD es la que presenta un mejor comportamiento, dado que entre los 3 esquemas tarifarios con esta es con la que se requiere menor capacidad de generación diésel.

Figura 22. Capacidad de generación diésel bajo tarifas FLAT, PDSD, PPC y TDU

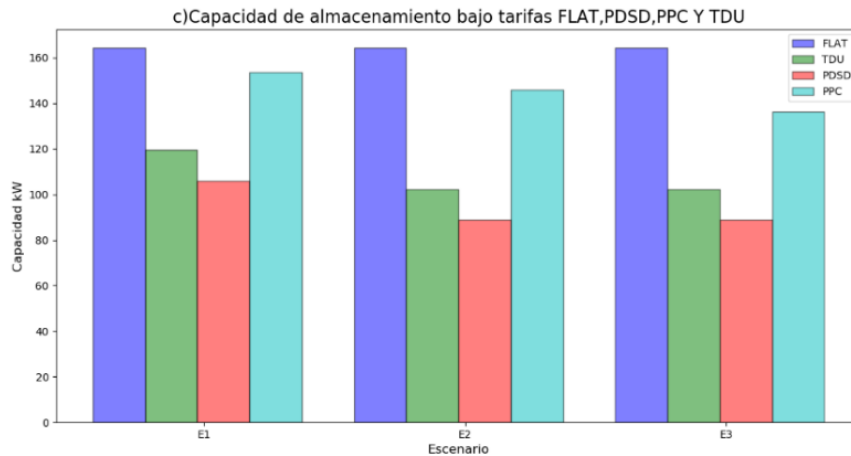


Análisis de capacidad del sistema de almacenamiento Cbess

Como se observa en la figura 23, la capacidad del sistema de almacenamiento necesaria varía según la tarifa y el escenario de elasticidad-precio que se tenga en cuenta. Se tiene que para un escenario que esté comprendido en un rango de mayor elasticidad la capacidad del sistema de almacenamiento requerida es menor. Para el caso de las tarifas TDU y PDSD se tiene que después del escenario de elasticidad media la capacidad de almacenamiento permanece constante. Por otro lado se evidencia que la tarifa PPC varía disminuyendo la capacidad de almacenamiento, sin embargo su variación con respecto a las otras tarifas es mínima. Al igual que

para la capacidad de generación fotovoltaica y diésel, la tarifa PDSD es la que presenta mejores resultados en cuanto a dimensión del almacenamiento.

Figura 23. Dimensionamiento del sistema para cada esquema tarifario



A continuación en la tabla 7 se puede observar la variación en porcentaje de los resultados obtenidos del dimensionamiento al aplicar gestión de la demanda con respecto al caso base FLAT.

Tabla 7. Porcentaje de variación en las capacidades

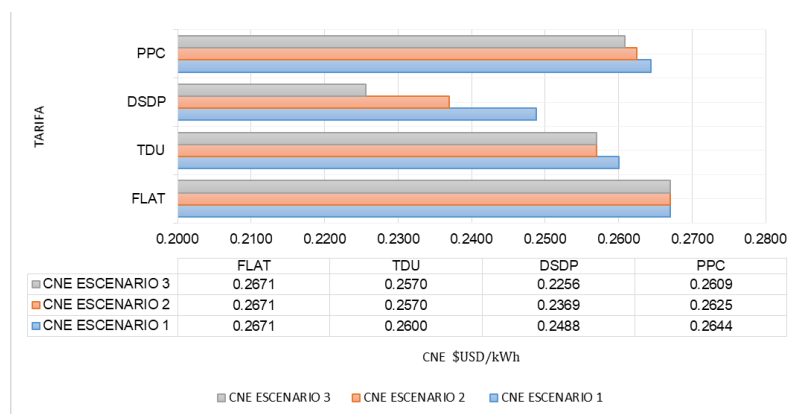
PORCENTAJE DE VARIACIÓN EN CAPACIDADES CON RESPECTO AL CASO BASE FLAT				
CAPACIDAD	TARIFA	ESCENARIO 1 %	ESCENARIO 2 %	ESCENARIO 3 %
CFV	TDU	2,49%	1,97%	1,97%
	PDSD	-6,20%	-25,10%	-53,36%
	PPC	1,22%	1,96%	2,84%
CGD	TDU	0,64%	1,12%	1,12%
	PDSD	11,28%	20,66%	31,51%
	PPC	1,51%	2,57%	2,92%
CBESS	TDU	27,28%	37,72%	37,72%
	PDSD	35,47%	45,88%	45,88%
	PPC	6,48%	11,25%	17,07%

En la tabla 7, los porcentajes con signo (-) representan un aumento en la capacidad de generación. El resultado más óptimo sería obtener un aumento en el porcentaje de capacidad fotovoltaica y una disminución en generación diésel y capacidad de almacenamiento.

5.4 ANÁLISIS DE COSTOS ANTES Y DESPUÉS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA EGD

5.4.1 Costo Nivelado de la energía. En la figura 24 se puede ver el CNE resultante al aplicar el sistema de respuesta a la demanda ante las diferentes tarifas propuestas y teniendo en cuenta los distintos escenarios de respuesta de los usuarios detallados en el capítulo 4.

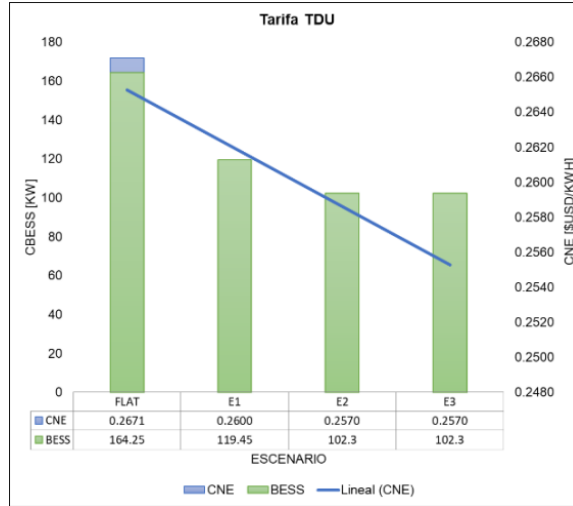
Figura 24. Costo Nivelado de la energía CNE



Se observa que al aplicar el sistema de gestión de respuesta a la demanda el CNE disminuye, lo que significa que el modelo empieza a ser más rentable para el inversionista y más conveniente para los usuarios. Esto implica especial interés para el incentivo de modelos de este tipo que proporcionan servicio de energía en comunidades aisladas como Nuquí.

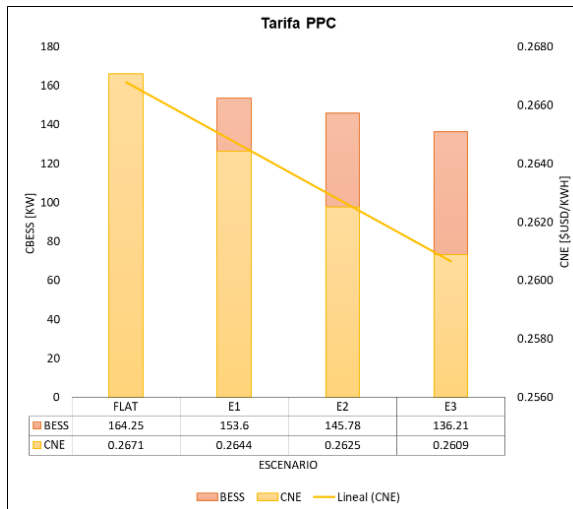
5.4.2 Capacidad del sistema de almacenamiento Vs Costo Nivelado de la energía. En esta sección se muestra la relación que tiene la variación en la capacidad de almacenamiento con respecto a la variación en el costo nivelado de la energía CNE. En la figura 25 se puede ver que para la tarifa de tiempo de uso TDU, a medida que aumenta el escenario de elasticidad, la capacidad de almacenamiento se hace menor, tomando valores hasta de 100[kW] con un CNE que disminuye hasta tomar un valor de 0.2570 [USD/kWh].

Figura 25. Capacidad de almacenamiento Vs CNE tarifa TDU



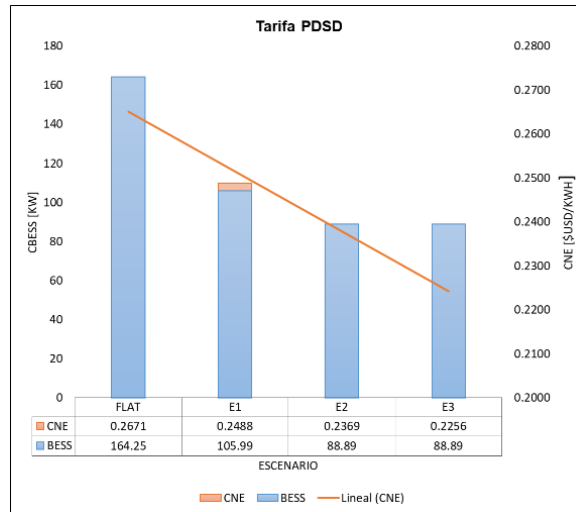
En la figura 26 se puede ver que al igual que para la tarifa TDU, con la tarifa de precio pico crítico PPC, se alcanzan menores valores de capacidad de almacenamiento a medida que aumenta el escenario de elasticidad, alcanzando valores de hasta de 136[kW] con un CNE que disminuye hasta un valor de 0.2609 [\$/kWh].

Figura 26. Capacidad de almacenamiento Vs CNE tarifa PCC



En la figura 27 de igual manera, se alcanzan menores valores de capacidad de almacenamiento para mayores escenarios de elasticidad, alcanzando valores de hasta de 89[kW] con un CNE que disminuye hasta un valor de 0,2256 [USD/kWh].

Figura 27. Capacidad de almacenamiento Vs CNE tarifa PSDS



De lo anterior, se tiene que para los 3 esquemas tarifarios implementados, a medida que la capacidad requerida de almacenamiento de la MHA se hace menor, el CNE también disminuye. Es decir, el CNE y la capacidad de almacenamiento CBESS adoptan un comportamiento directamente proporcional.

5.4.3 Ahorro en la facturación anual de la comunidad del caso de estudio.

Teniendo en cuenta que con la tarifa flat el pago de los usuarios por un año demandado de energía eléctrica, toma un valor de 72615,0814 USD, se presenta a continuación en la tabla 8, el pago resultante una vez se implementa la EGD.

Tabla 8. Ahorro anual en el pago final de los usuarios

Tarifa	Escenario	Pago Final [USD]	Ahorro [USD]	Ahorro en %
TDU	E1	68891,55	3723,531	5,40%
	E2	67582,46	5032,622	7,45%
	E3	69872,09	2742,991	3,93%
PCC	E1	72453,07	162,012	0,22%

Tarifa	Escenario	Pago Final [USD]	Ahorro [USD]	Ahorro en %
	E2	72312,47	302,608	0,42%
	E3	72227,16	387,921	0,54%
PDSD	E1	65099,64	7515,443	11,5%
	E2	58891,35	13723,730	23,3%
	E3	54499,92	18115,165	33,2%

Como se mencionó anteriormente al disminuir la capacidad de almacenamiento disminuye el costo nivelado de la energía y con ello a su vez el costo anual total de la demanda facturada en la (MHA) con respecto al caso base. Como se puede observar en la tabla 8 Para todas las tarifas y en cada uno de los escenarios se evidencia un ahorro que favorece al usuario final, siendo la tarifa PSDS la que mayor ahorro generaría con un 33% respecto al pago original.

6. CONCLUSIONES

En este proyecto se analizó el impacto que tiene el aplicar una Estrategia de Gestión de la Demanda en el dimensionamiento de una Microrred híbrida aislada y los costos finales del proyecto.

Las principales conclusiones obtenidas son las siguientes:

El generador de carga aplicado permite generar perfiles de carga horaria en comunidades aisladas, siempre y cuando se tenga información detallada del consumo de energía de la mayoría de los usuarios posibles de la comunidad a la cual se le modelará la demanda, pues entre más cercana sea la cantidad de usuarios tenidos en cuenta a la cantidad real de usuarios, la curva de demanda generada va a asemejarse más a la real. Sin embargo, al aplicar este generador debemos asumir una incertidumbre cercana al 20% en los resultados obtenidos.

Según el análisis realizado, el esquema tarifario que se hace más conveniente para su implementación es el de Precio dinámico del siguiente día PDSD, dado que es la tarifa que se ajusta mejor a los resultados esperados desde la concepción de este proyecto. Se obtienen resultados con un aumento de inyección de generación fotovoltaica de un 6% a un 54%, una reducción en la potencia entregada por la generación diésel de un 11% a un 32% y en la capacidad del sistema de almacenamiento de un 35% a un 46%, en comparación con el caso base en el rango de escenarios de estudio. Sin embargo, en un contexto de microrredes rurales puede que no sea la mejor alternativa dado que se hace más difícil la adaptación de los usuarios al cambio de precio de la energía hora a hora, lo que impediría obtener todos los beneficios que se esperarían inicialmente. Por otro lado, aunque la tarifa de tiempo de uso TDU no presenta los mismos resultados, es una buena opción para proyectos de tipo rural ya que, al trabajar por bloques horarios, podría

obtenerse una mejor adaptación por parte de los usuarios finales y con ello un significativo ahorro. Sin embargo, se requeriría de más estudios para corroborar la veracidad de lo afirmado anteriormente.

A medida que la elasticidad-precio de los usuarios es mayor, se evidencia que las tarifas son más económicas. Es decir, a mayor elasticidad de los usuarios, menores son los precios de la energía. Sin importar que para mayores elasticidades el dimensionamiento presente resultados similares en lo referente a capacidad del sistema de almacenamiento, los precios van a disminuir. Esto se puede evidenciar en la tarifa de Precio Dinámico del Siguiete Día (PDSD) ya que, a mayor elasticidad, la inyección de generación fotovoltaica a la Microrred Híbrida Aislada (MHA) aumenta y la generación aportada por el generador diésel disminuye, disminuyendo así mismo los costos.

La contribución principal de este proyecto es la evaluación del impacto que tiene el aplicar una Estrategia de Gestión de la demanda EGD sobre la capacidad del sistema de almacenamiento y los beneficios económicos que esto augura en proyectos de energización rural. En este sentido pudimos observar que la capacidad de almacenamiento instalada es bastante sensible a los cambios de elasticidad precio, observando mayores cambios entre los escenarios de baja y media sensibilidad.

BIBLIOGRAFÍA

Acosta, J., Tobón, D., Castillo, G., “¿Ha sido efectiva la promoción de soluciones energéticas en las zonas no interconectadas (ZNI) en Colombia?: Un análisis de la estructura institucional”, Junio 2009, pág., 38

Aman Chitkara, Dan Cross-Call, Becky Li, and James Sherwood, “Review of Alternative Rate Designs”, May 2016, pág. 6

Appendix 5: Australian Price Elasticity of Demand,” Ausgrid, no. November, pp. 1–21, 2015

Avendaño, N., Tabares, R.H., Ossa, D.A., Zonas No Interconectadas – Zni Diagnóstico De La Prestación Del Servicio De Energía Eléctrica, 2018, pág 5.

Camuñas, E., “Estrategias de fijación de precios dinámicos basados en el cliente”, 2017, [Online]. Available: <https://www.unir.net/empresa/revista/noticias/estrategias-de-fijacion-de-precios-dinamicos-basados-en-el-cliente/549201783334/>

Centro Nacional de Monitoreo., “Informes Mensuales de Operación.” [Online]. Available: http://190.216.196.84/cnm/info_mes.php

Cepeda, J., Serna, I., Osma, G., Duarte, C., Solano, J., Gabbar, H., Desing of Tariff Schemes as Demand Response Mechanisms for Stand-Alone Microgrids Panning, Pending Publication, pág. 1-13

Climate-Data.Org, “Clima Nuquí” [Online]. Available: <https://es.climate-data.org/america-del-sur/colombia/choco/nuqui-223406/>

Enel X., “¿Qué es la Gestión de la Demanda?.” [Online]. Available: <https://www.enelx.com/es/faq/eindustry/Qué es la Gestión de la Demanda>.

Gamboa, Y., “Gestión de sistemas fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica en zonas no interconectadas (en comunidades menores a 500 habitantes) en el pacífico colombiano” Universidad Pontificia Bolivariana, 2016, pág.1-15.

Gonzalez, C., “Análisis técnico de los diferentes tipos de baterías”, 2017, pág. 30, [Online] Available:<http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/3663/1/ANALISIS%20TECNICO%20DE%20LOS%20DIFERENTES%20TIPOS%20DE%20BATERIAS%20COMERCIALMENTE%20DISPONIBLES%20PARA%20SU%20INTEGRACION%20EN%20EL%20PROYECTO%20DE%20UNA%20MICRORRED%20AISLADA.pdf>

GREG, “Comisión de Regulación de Energía y Gas | CREG.” [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/zonas-no-interconectadas>

H. Andrés, G. Marín, C. Eduardo, and V. Betancur, “Análisis de mecanismos para la aplicación de respuesta de la demanda en el mercado eléctrico colombiano,”

Hernández, A., Carillo, J., Análisis De La Curva De Demanda Eléctrica Para Usuarios Residenciales Estrato 4 En La Ciudad De Bogotá Ante Diferentes Escenarios De Los Hábitos De Consumo, 2017, pág., 1-13

IPSE “Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas”, PRESENTACION PROYECTOS ENERGETICOS EN CHOCÓ, Julio 2014 pág.1-32

IPSE, “Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas”, Misión y Visión, [Online]. Available: <http://www.ip>

se.gov.co/ipse/mision-y-vision

IPSE, “Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas”, Planes de Energización Rural Sostenible, [Online]. Available: <http://www.ipse.gov.co/proyectos/pers>

JinKosolar, “JKM320M-72 300-320 Vatios”, 2015, pág. 1-2, [Online]. Available: <https://www.jinkosolar.com/ftp/SP-MKT-320M-72.pdf>

Ministerio de Minas, “PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA” - Junio, 2016.

Ministerio de Minas, “PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA” – Octubre, 2016.

MINMINAS, “Planeación de la Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica y Fondos de Inversión”, Octubre 2017. Pág. 18

Oviedo J, Solano J, Duarte C, St-pierre D, Boulon L, “Day Ahead Tariff Setting for Islanded Microgrids Considering Customers Response”, Xplore - Pending Publication (2018).pág.1-7, [Online]. Available: <https://scholar.google.com/citations?user=RaHUMYMAAAAJ&hl=es>

Páramo, S., “¿Qué son los precios dinámicos?”, 2017, [Online]. Available: <http://www.elcaptor.com/economia/que-son-los-precios-dinamicos>

PERS, “Avances Plan de Energización Rural Sostenible Para el Departamento del Chocó”, 2014, pág. 1-2

Tutiendaenergetica, “Batería Monoblock Plomo Ácido Trojan IND17-6V 6V 1090Ah”, [Online] Available: <https://www.tutiendaenergetica.es/bateria-acido-plomo-trojan-ind17-6v-1090ah-c100>

Twenergy “Consecuencias del Uso de Combustibles Fósiles.”,2019 [Online]. Available: <https://twenergy.com/ecologia-y-reciclaje/medio-ambiente/la-electricidad-frente-al-combustible-2734/>

Universidad de Cordoba, “La elasticidad de la demanda”, 2016, pág. 1-8 [Online]. Available:https://www.uco.es/~dh1lavif/INT_ECONOMIA/ELASTICIDAD_DEMANDA.pdf

UPME, “Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia”, 2016, pág.1-55 [Online]. Available: http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/UPME_Proyeccion_Demanda_Energia_Electrica_Junio_2016.pdf